



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020 – 2034

Tomo I
Estudios Básicos

Gerencia de Planificación

SEPTIEMBRE 2021

PANAMÁ

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

PESIN

2020 - 2034

TOMO 1

ESTUDIOS BÁSICOS

Gerente General

Ing. Carlos Mosquera Castillo

Sub Gerente General

Ing. Oscar Rendoll

Director de Ingeniería A.I.

Ing. Lucas Halphen.

Gerente de Planificación

Ing. Daniel Pereira

Equipo de Trabajo

Miriam E. Rivera

Ing. Mario Saavedra

Ing. Ernesto Rosales

Ing. Jean Carlos Trejos

Ing. Rogelio Robles

CONTENIDO

TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS.....	12
CAPÍTULO 1.....	16
INTRODUCCIÓN Y RESUMEN	16
INTRODUCCIÓN.....	16
RESUMEN.....	18
CAPÍTULO 2.....	23
METODOLOGÍA Y ALCANCE	23
METODOLOGÍA.....	23
PROCESO PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA	24
ALCANCE DE LAS PROYECCIONES.....	25
DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS.....	27
Escenario Medio o Moderado:	27
Escenario Alto u Optimista:	27
Escenario Bajo o Pesimista:.....	27
EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2019.....	28
CAPÍTULO 3.....	32
EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	32
SITUACIÓN MUNDIAL POR EL COVID - 19.....	32
INDICADORES SOCIOECONÓMICOS.....	34
Datos Demográficos	34
Inflación	38
Poder Adquisitivo.....	39
Producto Interno Bruto	41
INDICADORES ELÉCTRICOS	45
Consumo de Energía Eléctrica Total GWH.....	45
Sistema Eléctrico Nacional.....	48
Balance Eléctrico.....	48
Oferta.....	48
Demanda	48
Balance.....	48
Potencia Eléctrica del Sistema.....	49
Demanda Máxima	49
Factor de Carga (FC)	52
Pérdidas de Energía Eléctrica.....	56
Precios de la Energía Eléctrica	59
CAPÍTULO 4.....	65
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	65
VARIABLES GLOBALES	65
Producto Interno Bruto (PIB).....	65
Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Moderado	66
Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Pesimista.....	67

Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Optimista	68
Producto Interno Bruto Comercial (PIBCOM)	70
Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Moderado	71
Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Pesimista	72
Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Optimista	73
Producto Interno Bruto Industrial (PIBIND)	74
Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Moderado	75
Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Pesimista	76
Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Optimista	77
Índice Mensual de Actividad Económica (IMAE)	78
Proyección del IMAE– Escenario Moderado	79
Proyección del IMAE – Escenario Pesimista	80
Proyección del IMAE– Escenario Optimista	81
PRONÓSTICOS DE DEMANDA - DISTRIBUIDORAS	82
Empresa De Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)	82
Consumo Residencial	82
Consumo Comercial	84
Consumo Industrial	85
Consumo del Gobierno	86
Consumo de Alumbrado	87
Consumo Otros	88
Tarifa Media Real de la Distribuidora, Pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas	89
Empresa de Distribución Eléctrica Metro - Oeste, S.A. (EDEMET)	90
Consumo Residencial	90
Consumo Comercial	92
Consumo Industrial	93
Consumo del Gobierno	94
Consumo de Alumbrado	95
Consumo Otros	96
Tarifa Media Real de la Distribuidora, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas	97
ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)	98
Consumo Residencial	98
Consumo Comercial	100
Consumo Industrial	101
Consumo del Gobierno	102
Consumo de Alumbrado	103
Consumo Otros	104
Tarifa Media Real de la Distribuidora, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas	105
PRONÓSTICOS DE DEMANDA – GRANDES USUARIOS	107
Grandes Usuarios – Baja Tensión	107
Grandes Usuarios – Alta Tensión	108
Pérdidas Técnicas de Grandes Usuarios de Baja Tensión	110
 CAPÍTULO 5.....	 114
RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	114
DEMANDA DE ENERGÍA	114
POTENCIA MÁXIMA	116
PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA CON PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN, SIN ACP Y MINERA PANAMÁ.	117

CAPÍTULO 6.....	124
CURVAS TÍPICAS.....	124
EDEMET.....	124
EDECHI.....	129
ENSA.....	130
GRANDES USUARIOS.....	136
 CAPÍTULO 7.....	 140
DESAGREGACIÓN POR BARRA.....	140
 CAPÍTULO 8.....	 147
ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS & COSTOS DE TRANSMISIÓN.....	147
INTRODUCCIÓN.....	147
CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES.....	148
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	148
Generalidades.....	148
Tipos de Conductores.....	148
Estructuras.....	149
Aislamientos de las Líneas.....	150
Herrajes y Accesorios.....	151
Hilo de Guarda.....	151
Hilo de Guarda OPGW – Optical Power Ground Wire.....	152
SUBESTACIONES.....	153
Generalidades.....	153
Ubicación.....	154
Configuración del Sistema.....	154
Configuración Barra Sencilla:.....	154
Configuración Barra Principal y de Transferencia:.....	155
Configuración Interruptor y Medio:.....	155
Tipos de Interruptores.....	156
Protecciones.....	157
Compensaciones.....	158
COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN.....	159
LÍNEAS.....	159
SUBESTACIONES.....	162
Cálculo de Costos de Equipos Unitarios.....	162
Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote.....	164
Cálculo de Montaje y Obras Civiles.....	165
Cálculo de Otros Costos.....	166
Cálculo de Costos de Terreno.....	166
Cálculo del VNR para las Subestaciones.....	166
 CAPÍTULO 9.....	 171
CONCLUSIONES Y REFERENCIAS.....	171
CONCLUSIONES.....	171
REFERENCIAS.....	172
REFERENCIAS DE PORTADAS.....	174

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1: Proyección de la Demanda de Energía.	19
Gráfico 1.2: Proyección de la Potencia Máxima.	19
Gráfico 2.1: Proceso para el cálculo de la demanda.	25
Gráfico 3.1: Precios históricos del Crudo – West Texas.	33
Gráfico 3.2: Variación del PIB Mundial real.	34
Gráfico 3.3: Tasa bruta de natalidad [1].	36
Gráfico 3.4: Tasas de Crecimiento Poblacional [7].	37
Gráfico 3.5: Población (Millones de Habitantes) [7].	37
Gráfico 3.6: Crecimiento del IPC [11].	39
Gráfico 3.7: Poder Adquisitivo [11].	40
Gráfico 3.8: PIB real y tasa de aumento anual [10].	42
Gráfico 3.9: Contratos suspendidos al 10 de septiembre de 2020.	43
Gráfico 3.10: PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica [4, 10].	46
Gráfico 3.11: Generación del 2019-2020.	47
Gráfico 3.12: Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2001 -2019 [4].	48
Gráfico 3.13: Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño – DMG [6].	50
Gráfico 3.14: Demanda Máxima de Generación 2019-2020.	51
Gráfico 3.15: Tarifa Media Real y Factor de Carga [6].	53
Gráfico 3.16: Factor de Carga 1970-2018 [6].	54
Gráfico 3.17: Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible [6].	55
Gráfico 3.18: Pérdidas Eléctricas [4].	57
Gráfico 3.19: Pérdidas Totales del sistema 2009 – 2018 [4].	58
Gráfico 3.20: Comparación Generación Real Diciembre 2018 vs 2019.	59
Gráfico 3.21: Evolución del precio de la electricidad, 1970-2018 [4].	60
Gráfico 4.1: Proyección del PIB – Escenario Moderado.	67
Gráfico 4.2: Proyección del PIB – Escenario Pesimista.	68
Gráfico 4.3: Proyección del PIB – Escenario Optimista.	69
Gráfico 4.4: Proyección del PIB Comercial – Escenario Moderado.	71
Gráfico 4.5: Proyección del PIB Comercial– Escenario Pesimista.	72
Gráfico 4.6: Proyección del PIB Comercial– Escenario Optimista.	73
Gráfico 4.7: Proyección del PIBIND – Escenario Moderado.	75
Gráfico 4.8: Proyección del PIBIND – Escenario Pesimista.	76
Gráfico 4.9: Proyección del PIBIND – Escenario Optimista.	77
Gráfico 4.10: Proyección del IMAE – Escenario Moderado.	79
Gráfico 4.11: Proyección del IMAE – Escenario Pesimista.	80
Gráfico 4.12: Proyección del IMAE – Escenario Optimista.	81
Gráfico 4.13: Proyección EDECHI: Consumo Residencial.	83
Gráfico 4.14: Proyección EDECHI: Consumo Comercial.	85
Gráfico 4.15: Proyección EDECHI: Consumo Industrial.	86

Gráfico 4.16: Proyección EDECHI: Consumo Gobierno.....	87
Gráfico 4.17: Proyección EDECHI: Consumo Alumbrado.	88
Gráfico 4.18: Proyección EDECHI: Consumo otros.	88
Gráfico 4.19: Proyección EDECHI: TMEDR.	89
Gráfico 4.20: Proyección EDECHI: Perdidas técnicas.	89
Gráfico 4.21: Proyección EDECHI: Perdidas no técnicas.	90
Gráfico 4.22: Proyección EDEMET: Consumo Residencial.....	91
Gráfico 4.23: Proyección EDEMET: Consumo Comercial.....	93
Gráfico 4.24: Proyección EDEMET: Consumo Industrial.	94
Gráfico 4.25: Proyección EDEMET: Consumo Gobierno.	95
Gráfico 4.26: Proyección EDEMET: Consumo Alumbrado.....	96
Gráfico 4.27: Proyección EDEMET: Consumo otros.	96
Gráfico 4.28: Proyección EDEMET: TMEDR.....	97
Gráfico 4.29: Proyección EDEMET: Perdidas técnicas.	97
Gráfico 4.30: Proyección EDEMET: Perdidas no técnicas.	98
Gráfico 4.31: Proyección ENSA: Consumo Residencial.....	99
Gráfico 4.32: Proyección ENSA: Consumo Comercial.	101
Gráfico 4.33: Proyección ENSA: Consumo Industrial.....	102
Gráfico 4.34: Proyección ENSA: Consumo Gobierno.	103
Gráfico 4.35: Proyección ENSA: Consumo Alumbrado.....	104
Gráfico 4.36: Proyección ENSA: Consumo otros.	104
Gráfico 4.37: Proyección ENSA: TMEDR.....	105
Gráfico 4.38: Proyección ENSA: Perdidas técnicas.	105
Gráfico 4.39: Proyección ENSA: Perdidas no técnicas.	106
Gráfico 4.40: Proyección GU_BT.	107
Gráfico 4.41: Proyección GU_AT.	109
Gráfico 4.42: Proyección Perdidas Técnicas_GU.	110
Gráfico 5.1: Consumo total de Panamá - Tres escenarios.....	114
Gráfico 5.2: Proyección de la potencia máxima anual.....	116
Gráfico 6.1: Curva Típica de Carga – Línea 115-22.....	124
Gráfico 6.2: Curva Típica de Carga - Línea 115-38.....	125
Gráfico 6.3: Curva Típica de Carga Línea 115-11.....	125
Gráfico 6.4: Curva Típica de Carga - Línea 115-8.....	126
Gráfico 6.5: Curva Típica de Carga - Línea 115-6.....	126
Gráfico 6.6: Curva Típica de Carga – Llano Sánchez.	127
Gráfico 6.7: Curva Típica De Carga - Chorrera.	127
Gráfico 6.8: Curva Típica de Carga – Panamá - EDEMET.....	128
Gráfico 6.9: Curva Típica De Carga - Changuinola.	129
Gráfico 6.10: Curva Típica De Carga – Mata de Nance.	129
Gráfico 6.11: Curva Típica de Carga - Progreso.	130
Gráfico 6.12: Curva Típica de Carga - 24 de Diciembre.....	130
Gráfico 6.13: Curva Típica de Carga - Geehan.	131

Gráfico 6.14: Curva Típica de Carga - Cerro Viento.....	131
Gráfico 6.15: Curva Típica De Carga – Santa María.....	132
Gráfico 6.16: Curva Típica De Carga - Línea 115-10.....	132
Gráfico 6.17: Curva Típica De Carga – Línea 115-9.....	133
Gráfico 6.18: Curva Típica De Carga – Tocumen.....	133
Gráfico 6.19: Curva Típica De Carga - Chilibre.....	134
Gráfico 6.20: Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza).....	134
Gráfico 6.21: 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).....	135
Gráfico 6.22: Curva Típica de Carga – ARGOS.....	136
Gráfico 6.23: Curva Típica de Carga – CEMEX.....	136

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 : Registros históricos.	26
Tabla 2. 2: Comparación de Demanda Máxima de Generación.	28
Tabla 3. 1: Supuestos de proyección del PIB para el año 2020.	45
Tabla 3. 2: Registros históricos.	46
Tabla 3. 3: Capacidad Instalada por tipo de Tecnología.	49
Tabla 3. 4: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG [6].	50
Tabla 4. 1: Registros históricos del PIB.	66
Tabla 4. 2: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario moderado.	67
Tabla 4. 3: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.	68
Tabla 4. 4: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario Optimista.	69
Tabla 4. 5: Registros históricos del PIBCOM.	70
Tabla 4. 6: PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Moderado.	71
Tabla 4. 7: PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.	72
Tabla 4. 8: PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Optimista.	73
Tabla 4. 9: Registros históricos del PIBIND.	74
Tabla 4. 10: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Moderado.	75
Tabla 4. 11: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.	76
Tabla 4. 12: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Optimista.	77
Tabla 4. 13: Registros históricos del IMAE.	78
Tabla 4. 14: IMAE– Escenario Moderado.	79
Tabla 4. 15: IMAE – Escenario Pesimista.	80
Tabla 4. 16: IMAE – Escenario Optimista.	81
Tabla 4. 17: Modelo EDECHI: Consumo Residencial.	83
Tabla 4. 18: Modelo EDECHI: Consumo Comercial.	84
Tabla 4. 19: Modelo EDECHI: Consumo Industrial.	85
Tabla 4. 20: Modelo EDECHI: Consumo Gobierno.	86
Tabla 4. 21: Modelo EDECHI: Consumo Alumbrado.	87
Tabla 4. 22: Modelo EDEMET: Consumo Residencial.	91
Tabla 4. 23: Modelo EDEMET: Consumo Comercial.	92
Tabla 4. 24: Modelo EDEMET: Consumo Industrial.	93
Tabla 4. 25: Modelo EDEMET: Consumo Gobierno.	94
Tabla 4. 26: Modelo EDEMET: Consumo Alumbrado.	95
Tabla 4. 27: Modelo ENSA: Consumo Residencial.	99
Tabla 4. 28: Modelo ENSA: Consumo Comercial.	100
Tabla 4. 29: Modelo ENSA: Consumo Industrial.	101
Tabla 4. 30: Modelo ENSA: Consumo Gobierno.	102
Tabla 4. 31: Modelo ENSA: Consumo Alumbrado.	103
Tabla 4. 32: Modelo GU_BT.	108

Tabla 4. 33: Modelo GU_AT.....	109
Tabla 5. 1: Proyección total de la demanda eléctrica.	115
Tabla 5. 2: Tasa Anual Acumulativa.....	116
Tabla 5. 3: Potencia máxima anual por escenario.....	117
Tabla 5. 4: Proyección de la demanda de energía y Potencia máxima, sin pérdidas de transmisión, sin Minera Panamá ni ACP	118
Tabla 5. 5: Proyección de la demanda de energía y Potencia máxima, con pérdidas de transmisión, sin Minera ni ACP.	119
Tabla 5. 6: Proyección de la demanda de energía y Potencia máxima, con pérdidas de transmisión, con ACP y con Minera Panamá.	120
Tabla 7. 1: Desagregación por Barra (Parte 1).....	141
Tabla 7. 2: Desagregación por Barra (Parte 2).....	142
Tabla 7. 3: Desagregación por Barra (Parte 3).....	143
Tabla 8. 1: Subestaciones de ETESA.	153
Tabla 8. 2: Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.).....	160
Tabla 8. 3: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles. .	161
Tabla 8. 4: Detalle Porcentual de Otros Costos	161
Tabla 8. 5: Costo Unitario de las líneas de transmisión.	161
Tabla 8. 6: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones.	163
Tabla 8. 7: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote.....	165
Tabla 8. 8: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles	165
Tabla 8. 9: Relación Porcentual de Otros Costos.....	166
Tabla 8. 10: Costo Unitario de Subestaciones.	167

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3. 1: Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica .	56
Figura 8. 1: Configuración Barra sencilla.....	154
Figura 8. 2: Configuración Barra principal y de transferencia.....	155
Figura 8. 3: Configuración Interruptor y Medio.	156

ÍNDICE DE ANEXOS

Tomo I - Anexo - 1 Metodología y Manual del ME-SIProDe.

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

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

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

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

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS

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:

- Pronósticos de Demanda para los próximos 15 años
- Escenarios de Suministros y Criterios de Planificación
- Estándares tecnológicos y Costos de Componentes del Sistema de Transmisión

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

PESIN 2020 - 2034



CAPÍTULO 1
INTRODUCCIÓN Y
RESUMEN

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN Y RESUMEN

INTRODUCCIÓN

Este documento presenta los pronósticos de demanda de energía eléctrica, necesarios para las actualizaciones de los Planes de Expansión¹ en cumplimiento a lo estipulado, en el Reglamento de Transmisión (RT) aprobado por la Resolución JD-5216, de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones posteriores.

La llegada del COVID – 19, sin duda alguna ha causado impactos en la industria y comercio del país, lo que provocó un cambio en el comportamiento del consumo de energía eléctrica. Por lo antes mencionado se nos solicitó ajustar la proyección de demanda (nota DSAN No. 0899-2020) entregada para comentarios el 27 de febrero de 2020 con nota ETE-DI-GPL-025-2020, considerando los efectos del COVID – 19 que se prevén en la demanda de energía y potencia.

Los pronósticos de demanda descritos en este informe presentan el efecto del

COVID – 19., Como sabemos este ha impactado muy fuerte al mundo, debido a las restricciones de movilidad, cierre de negocios, toques de queda, entre otros, los cuales buscaban disminuir la propagación del virus. Estas proyecciones serán utilizadas en la revisión del Plan de Expansión 2020-2034. 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, desarrollado por **Grupo Mercados Energéticos Consultores**. El modelo 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, quince años de proyección.

¹De acuerdo con la resolución JD-2627, de enero del 2001, el ERSP hoy ASEP ordenaba a ETESA la utilización del informe Indicativo de Demanda, elaborado anualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND), para las actualizaciones de los Planes de Expansión. Por lo cual los pronósticos de los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional del año 2002 al 2005, se realizaron en estrecha relación con el Indicativo de Demanda del CND

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.

RESUMEN

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 demanda 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 las antes mencionadas se calcula la demanda de consumo eléctrico de Panamá.

El ME - SiProDe 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).

A efectos de considerar la incertidumbre asociada a este tipo de estimaciones futuras, se calculan proyecciones para escenarios pesimista o bajo, moderado o medio y alto u optimista.

Es importante resaltar que debido al COVID-19, para cada escenario de

proyección se realizaron los siguientes supuestos:

- Escenario bajo o pesimista: Este escenario una recuperación en enero del 2023 a los valores obtenidos en diciembre del 2019.
- Escenario medio o moderado: Este escenario considera recuperación en enero del 2022 a los valores obtenidos en diciembre del 2019.
- Escenario alto u optimista: Este escenario considera una recuperación en julio del 2021 a los valores obtenidos en diciembre del 2019.

En este documento se presentan las proyecciones de demanda de largo plazo del Sistema Interconectado Nacional del período 2020-2034 para los tres escenarios mencionados.

Las proyecciones de demanda indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar unas tasas de crecimiento, por el orden de 1.48 a 5.69% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 2.16 a 4.85%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

El resumen de las proyecciones de energía eléctrica y la potencia para los tres escenarios analizados se muestra en la Gráfico 1.1 y Gráfico 1.2.

CONSUMO TOTAL 2020 - 2034 (GWh)

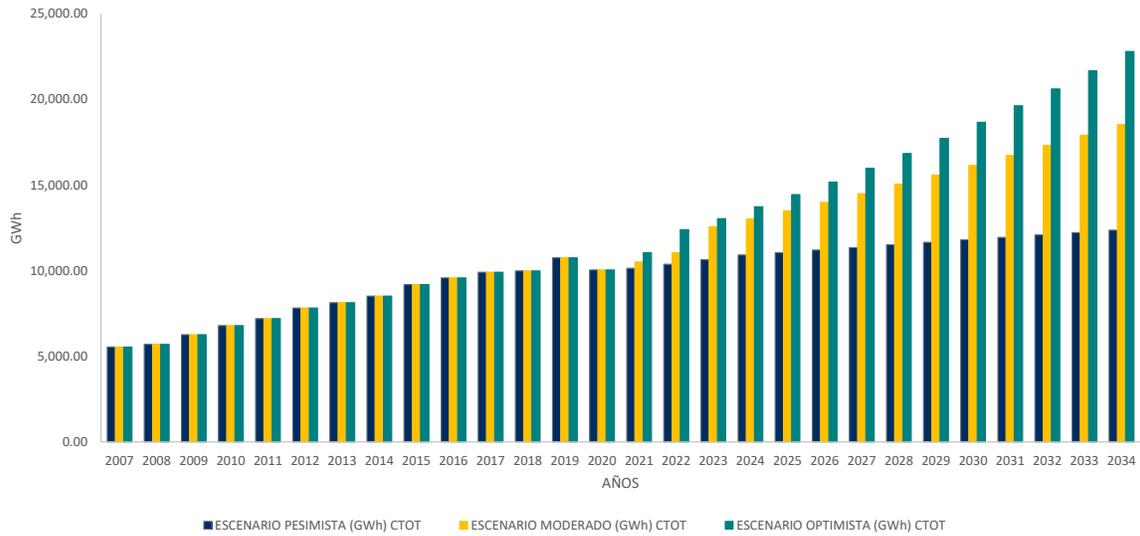


Gráfico 1.1:Proyección de la Demanda de Energía.

POTENCIA MÁXIMA

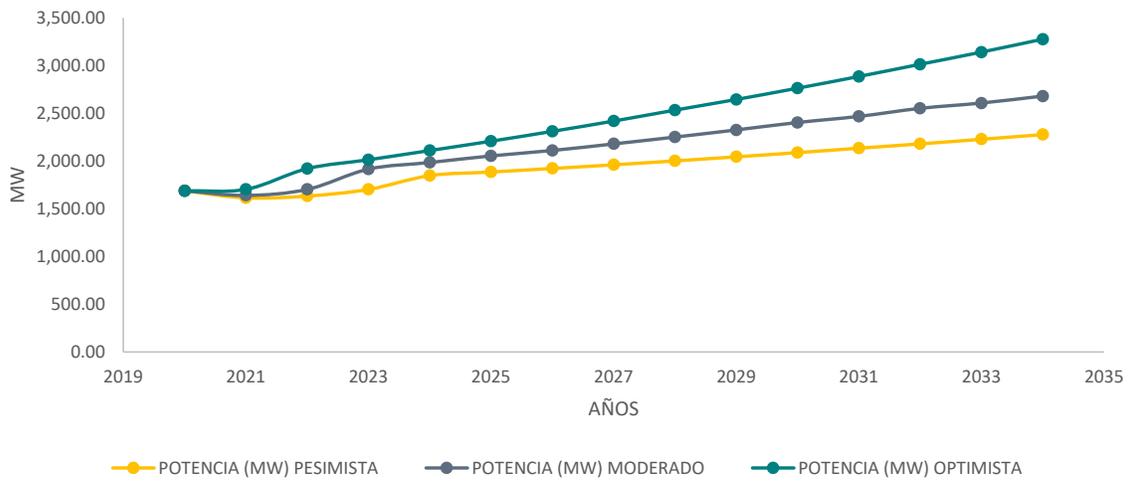


Gráfico 1.2:Proyección de la Potencia Máxima.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

PESIN 2020 - 2034



CAPÍTULO 2 METODOLOGÍA Y ALCANCE

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA Y ALCANCE

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

METODOLOGÍA

En la actualidad existen un sin número de métodos para pronosticar la demanda, lo importante es que estas lo hacen bajo las mismas características básicas. ETESA para la realización de las proyecciones de demanda, utiliza este año el modelo ME-SIProDe, desarrollado específicamente por el **Grupo Mercados Energéticos Consultores** 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.

Este año 2020, debido a la llegada del COVID-19 a Panamá, se han visto impactados significativamente diversos sectores como la industria, construcción, comercio, entre otras, lo cual provocó una variación en la economía y el consumo de energía eléctrica.

Debido a lo antes mencionado, la metodología para la proyección de la demanda también se ajustó a este nuevo evento que ha impactado al mundo. Es muy importante resaltar que este es un hecho completamente aleatorio y no tiene certeza del tiempo que pueda durar, ya que, solo se tienen fechas aproximadas de cuándo tendremos alguna vacuna lista. Según información de la OMS, no se espera tener una vacuna hasta el segundo semestre del 2021, en donde se podría comenzar a vacunar al grupo de personas en riesgo y para inicios del 2022 al resto de la población general.

Como es visto, la vacuna, sin duda alguna es de suma importancia para la elaboración de las proyecciones de demanda. En base a esto se tomó la decisión utilizar en los primeros años de las proyecciones métodos matemáticos heurísticos, fuera del algoritmo del modelo ME-SIProDe, tomando como referencia el posible comportamiento de las variables socioeconómicas.

Luego de contar con las proyecciones de los primeros años de cada escenario de demanda, se proyectó el resto de la serie a través de cuatro modelos econométricos, cada uno dirigido a un sector económico en

particular. Ellos son el residencial, comercial, industrial y oficial.

Además, no se puede dejar de resaltar 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, los cuales se proyectan en tres sectores, los cuales son el industrial, comercial y oficial.

Por último, es de suma importancia resaltar 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 ME-SIProDe.

1. Primero se debe recolectar la información relevante (variables globales).
2. Se procedió a proyectar las variables globales dependiendo del escenario (para los primeros años).
3. Luego, se debe ajustar los datos en un formato aceptable por el programa.
4. Por último, se debe cargar los datos al programa para crear la base de datos histórica.

A continuación, se apreciará un flujograma que indica cómo el programa calcula la demanda de Panamá, luego de contar con los datos históricos, ver Gráfico 2.1.

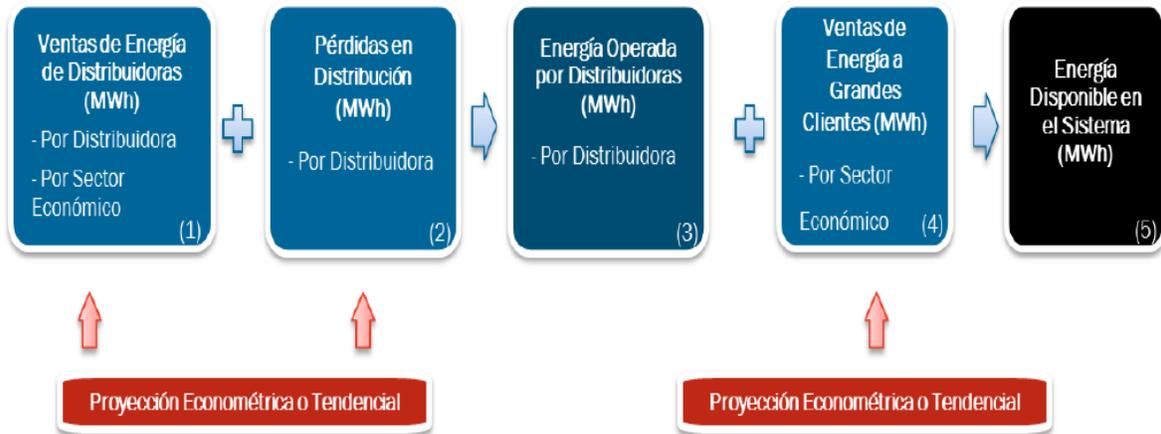


Gráfico 2.1: Proceso para el cálculo de la demanda.

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: 2020 y 2034.

Es importante aclarar, que, la proyección excluye el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), el autoconsumo de Minera

Panamá y los intercambios internacionales (importación y exportación).

El horizonte histórico analizados consta a la fecha de 18 años (2001 – 2019) para las variables explicativas, 18 años (2001-2019) para las variables de las distribuidoras y para las variables de grandes usuarios se cuenta con 14 años (2005-2019), ver Tabla 2. 1. Se debe resaltar que para las variables explicativas se utilizaron datos actualizados a abril del 2020².

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

Registros Históricos		
Datos	Rango de años	Cantidad de datos/años
Por Distribuidora		
Residencial	2001-2019	18
Comercial	2001-2019	18
Industrial	2001-2019	18
Oficial	2001-2019	18
Gobierno	2001-2019	18
Pérdidas	2001-2019	18
Por Grandes Clientes		
Metro	2018	1
Granadés clientes baja tensión	2005-2019	14
Granadés clientes baja tensión	2005-2019	14
Explicativas		
PIB	2001-2019	18
PIB industrial	2001-2019	18
PIB comercial	2001-2019	18
Población	2001-2019	18
Temperatura	2001-2019	18
IMAE	2001-2019	18

Tabla 2. 1 : Registros históricos.

En el periodo 2005-2008, se consideró teóricamente razonable establecer solo dos contextos de proyección, para establecer una banda, dentro de la cual, se esperaba, se producirían los niveles de consumo real, un escenario conservador o “moderado” y un escenario de alto crecimiento u “optimista”. En el cambiante contexto de la situación económica global y sus efectos sobre entorno nacional, en el corto y mediano plazo, se decidió ampliar la banda del pronóstico. Por lo cual, desde el pronóstico 2009-2023, se agregó el escenario bajo o pesimista.

DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS

Escenario Medio o Moderado:

Este es el escenario en el que se espera suceda lo más probable, además, considera incrementos de la demanda moderados. La proyección de este escenario utiliza el comportamiento de las series históricas de las variables explicativas. Además, este no deja de lado las tendencias de desarrollo económico y la evolución del entorno internacional. Específicamente el probable efecto, en la evolución de las principales actividades económicas nacionales, debido a las turbulencias financieras, que pudiesen devastar la economía mundial.

Escenario Alto u Optimista:

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. Para esto, se asumen cambios significativos en algunas de las variables explicativas, lo que hace posible obtener incrementos en el consumo de energía eléctrica, teniendo siempre un máximo razonable.

Escenario Bajo o Pesimista:

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. Este escenario, bajo o pesimista, contempla causas de un retroceso debido a crisis internacionales.

Debido al cambiante contexto de la situación económica global y sus efectos sobre el entorno nacional, para los tres escenarios de demanda antes expuestos, debido al efecto que pudiese causar la pandemia del COVID – 19, se establecieron las siguientes premisas por escenario:

- Escenario bajo o pesimista: Este escenario considera una caída del PIB y de la demanda eléctrica, para luego retornar, paulatinamente, en enero del 2023 a los valores obtenidos en diciembre del 2019.
- Escenario medio o moderado: Este escenario considera una caída del PIB y de la demanda eléctrica, para luego retornar en enero del 2022 a los valores obtenidos en diciembre del 2019. A diferencia del escenario pesimista, este comienza a crecer nuevamente desde el segundo semestre del 2021.
- Escenario alto u optimista: Este escenario considera una caída del PIB y de la demanda eléctrica, para luego retornar, de forma rápida, en julio del 2021 a los valores obtenidos en diciembre del 2019.

EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2019

Con el objetivo de validar la capacidad predictiva del modelo utilizado para el pronóstico de la demanda del 2019-2033, se realizó un comparativo entre

las proyecciones de demanda realizadas para el año 2019 por el SIPRODE y el resultado real para el año 2019, ver Tabla 2. 2.

Demanda Real vs Proyectada (MW)			
Escenario Bajo - Proyectado	Escenario Medio - Proyectado	Escenario Alto - Proyectado	Real 2019
1949.91	1952.49	1942.64	1961
Δ % Demanda			
-0.57%	-0.43%	-0.94%	-0.65%

Tabla 2. 2: Comparación de Demanda Máxima de Generación.

Como se aprecia en la Tabla 2. 2, se puede observar que el porcentaje de variación, de la demanda real y el escenario bajo es de -.057%, para el escenario medio se aprecia una desviación de -0.43% y para el

escenario alto de -0.94%. En base a estos resultados se obtiene un promedio de variación de 0.65%, lo cual se encuentra dentro del rango de +/- 5%, por ende, se considera una proyección aceptable.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

PESIN 2020 - 2034



CAPÍTULO 3

EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 3

EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

La pandemia del COVID – 19 ha producido sin duda alguna una depresión en la economía mundial, en donde se han visto afectados desde los países con economías avanzadas hasta las que se encuentran en desarrollo. Esta sección presenta información, evolución y perspectivas de las variables externas al sistema eléctrico las cuales son esenciales para la evolución de este, estas variables son la población urbana y rural 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.

SITUACIÓN MUNDIAL POR EL COVID - 19

Los coronavirus son un grupo o familias de virus que puedan causar enfermedades en humanos y animales. En los seres humanos esta puede causar infecciones respiratorias. El COVID – 19 es una enfermedad infecciosa causada por el coronavirus, desde la aparición de este, en donde el primer brote reportado fue el 31 de diciembre de 2019 en Wuhan (China), todos los países del mundo realizaron cambios inesperados debido a los altos niveles de velocidad de propagación y severidad, a tan solo 14 días del primer brote reportado en China, se confirmó el primer caso en Tailandia, el primero registrado fuera de China, tan solo unos cuantos días después, el 1 de febrero, se contaba con 11,953 casos reportados en el mundo, al 20 de febrero se reportaron más 75 mil

casos en el mundo y para el 11 de marzo de 2020, día que se caracterizó al COVID – 19 como Pandemia, se alcanzó un número de 118,000 casos en 114 países donde 4,291 personas perdieron la vida. En octubre ya se contaba con 40,549,63 casos y 1,120,490 de muertes a raíz del COVID-19.

Sin duda alguna esta pandemia ha provocado una crisis en la economía mundial, esto debido a las restricciones de movimiento, confinamientos, cierre de países entre otras, para poder garantizar la salud pública. Estas acciones realizadas para disminuir la tasa de contagios del COVID – 19, causó que muchos comercios, restaurantes, áreas de diversión, escuelas, universidades, hoteles, entre otras cerraran

temporalmente., esto sin duda alguna causó limitación en el pago a sus trabajadores y de sus deudas, lo que conllevó al cierre total de alguno de estos comercios. Además, debido a las restricciones de movilidad, durante esta pandemia sufrimos un colapso en

la demanda del petróleo, lo cual impactó fuertemente al mundo especialmente a los inversionistas de petróleo, en el cual se apreciaron precios sumamente bajos, precios vistos en los años 1997-1998, ver Gráfico 3.1.

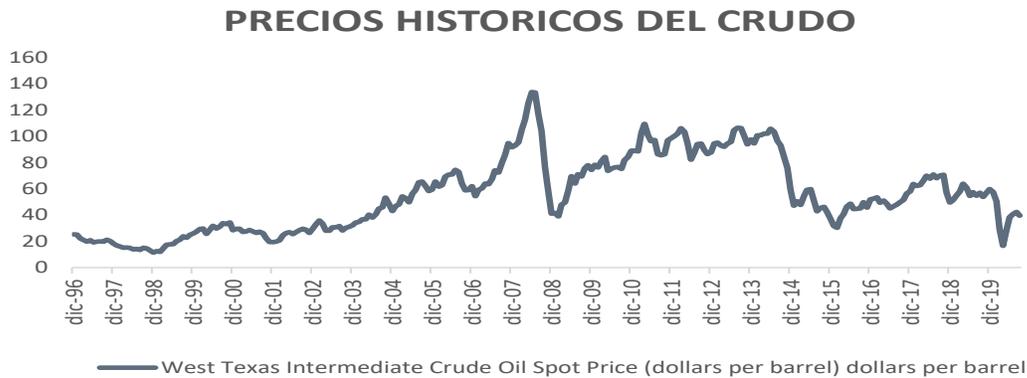


Gráfico 3.1: Precios históricos del Crudo – West Texas³.

No conocemos el impacto económico real causado por la pandemia del COVID – 19, lo que si conocemos es que esta pudiese ser la peor recesión en 8 décadas, ver Gráfico 3.2, se estima que este año el PIB mundial puede alcanzar un valor de -5.2% lo cual representa una caída del -7.7% con respecto al valor proyectado para este año. Es muy importante destacar que, para las economías avanzadas como Estados Unidos, Europa y Japón, se proyecta que puedan

alcanzar un valor del PIB de -7.0%, para países, como China, Indonesia, Brasil, México, Argentina, Irán y otros, con economías emergentes y en desarrollo podrían obtener un valor del PIB de aproximadamente -2.5 %. Sin duda alguna se espera que paulatinamente, cuando se cambien las medidas para combatir el COVID-19 y realizando el mejor esfuerzo posible para evitar rebrotes, alcancemos un PIB de 4.2%.

³ U.S. Energy Information Administration
 (<https://www.eia.gov/outlooks/steo/data/browser/#/?v=3&f=M&s=0&start=199701&end=202012&linchart=PATCPUSX~WTIPUUS~&ctype=linechart&mptype=0&map=>)

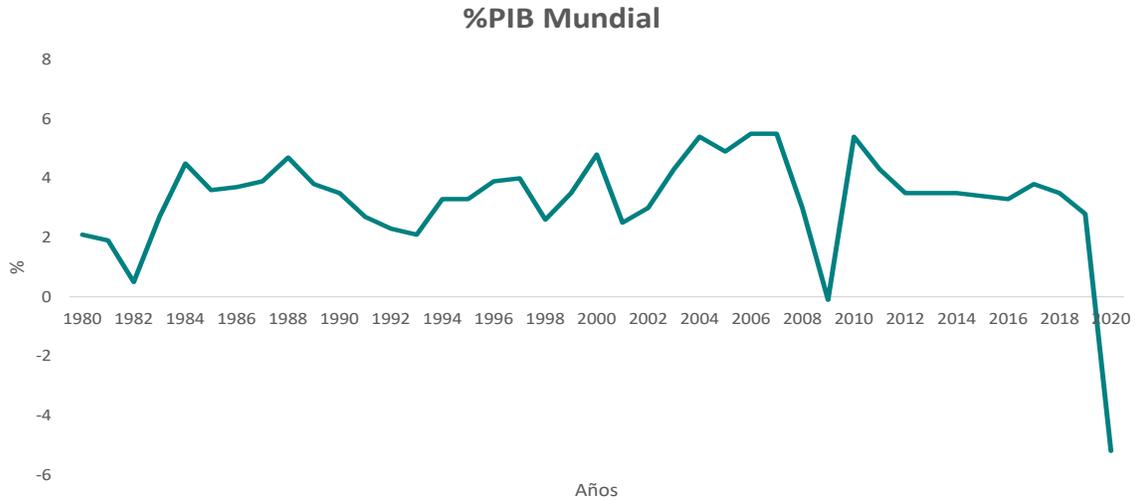


Gráfico 3.2: Variación del PIB Mundial real.

INDICADORES SOCIOECONÓMICOS

Datos Demográficos

El Instituto Nacional de Estadística y Censo ⁴ (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 2100.⁵

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

⁴ Instituto Nacional de Estadísticas y Censo (<https://www.inec.gob.pa/publicaciones/Default.aspx>)

⁵ 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>).

censales muestran que no solo se presentan cambios estructurales de la población, sino, cambios 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, comenzaría el 24 de mayo de 2020. Sin embargo, no se ha podido indicar la nueva fecha de inicio del censo debido a la pandemia del COVID-19. Como es de conocimiento de todos Panamá está en proceso de reactivación económica, abriendo bloques paulatinamente en función de los indicadores epidemiológicos. En cuanto los indicadores epidemiológicos mejoren posiblemente se indique la fecha para iniciar este censo, en la nueva normalidad, siguiendo siempre con los protocolos de bioseguridad. Panamá no es el único país el cual no ha podido realizar el censo. Entre otros países afectados se encuentran Chile, Cuba y Paraguay los que mencionan que este lo aplazarán hasta el 2022.

De acuerdo con los resultados obtenidos en el último censo, 2010, se pudo observar una disminución en la tasa de crecimiento poblacional (TPC), pasando de un 2.08% (1990-2000) a un 1.88% (2000-2010), véase Gráfico 3.4. Según las estimaciones nacionales vigentes, la población panameña se incrementó aproximadamente en un millón de habitantes desde el 2000 al 2017

(4,098,135 habitantes), sin embargo, de haberse mantenido el ritmo de crecimiento del milenio pasado el número de habitantes para el año 2017 debió ser más grande.

Otro factor que ha disminuido al pasar de los años es la tasa de natalidad, que pasó de 22.7 nacimientos por cada mil habitantes en el 2000 a 18.7 nacimientos por cada mil habitantes en el 2019 (véase Gráfico 3.3). A pesar de que el TCP del 2018 fue de 18.5, se aprecia que el ritmo de crecimiento de este milenio es más lento y se encuentra en descenso. Ver Gráfico 3.4. Sin duda alguna la pandemia ha causado un impacto en la tasa global de fecundidad, esto debido a la incertidumbre económica asociada a la crisis y el acceso a los sistemas de salud. Sin embargo, existe la posibilidad de que la tendencia de disminución que experimenta la región no se verá afectada.

Según el documento Panamá en Cifras, realizado por el INEC, se aprecia que el movimiento migratorio de la República de Panamá mostró una disminución del año 2016 al 2017 de 4.9%, por lo que este puede ser otro factor que contribuya a la disminución del crecimiento total de la población en Panamá.

Por lo antes mencionado, se espera que la población panameña crezca a un ritmo de 1.685 por ciento anual, para alcanzar una población total, al 2020 de 4,314,767 habitantes.

TASA BRUTA DE NATALIDAD POR MIL HABITANTES

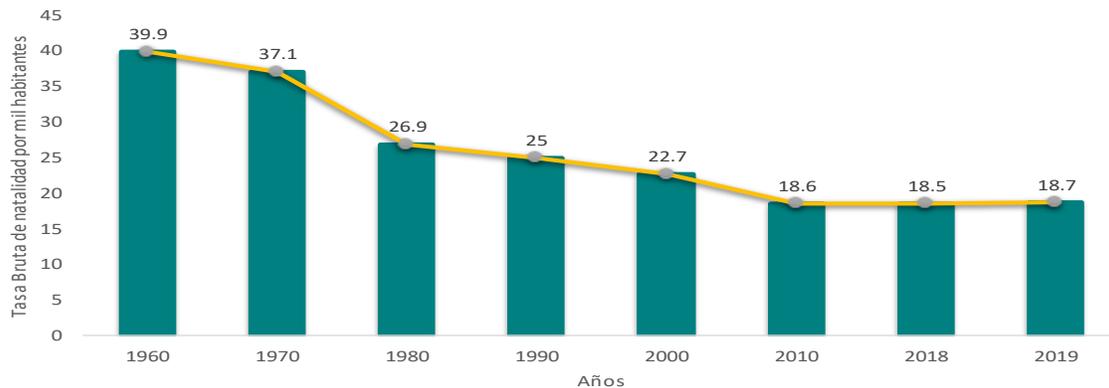


Gráfico 3.3: Tasa bruta de natalidad [1].

Según estimaciones publicadas por el Instituto de Estadísticas y Censo, en el informe de Panamá en Cifras del 2013 al 2017⁶, se enunció que para el primero de julio del 2017 la población panameña se estimaba en 4,098,135 personas, en donde el 59.4% (2.4 millones de personas) de la población panameña se concentran en las provincias de Panamá, Panamá Oeste y Colón las cuales comprenden el área metropolitana de la ciudad de Panamá. Vale 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.

La población urbana se caracteriza por tener una tasa de crecimiento relativamente alta, véase Gráfico 3.4, producto del desplazamiento histórico de la población del área rural y de inmigrantes de otros países.

En resumen, la población urbana y rural seguirán creciendo, pero su tasa de crecimiento anual disminuye, condicionada por los cambios demográficos de un país urbano, como es la menor cantidad de hijos, estimaciones realizadas por el INEC indican que la fecundidad paso de 2.5 a 2.4 hijos por mujer⁷, por ende, la población total viene creciendo cada vez más lento, Gráfico 3.4.

⁶ Panamá en Cifras 2013-2017 (<https://www.inec.gob.pa/archivos/P9361pcresumen.pdf>)

⁷ Estimación de fecundidad en Panamá (<https://www.inec.gob.pa/archivos/P9361pcresumen.pdf>)

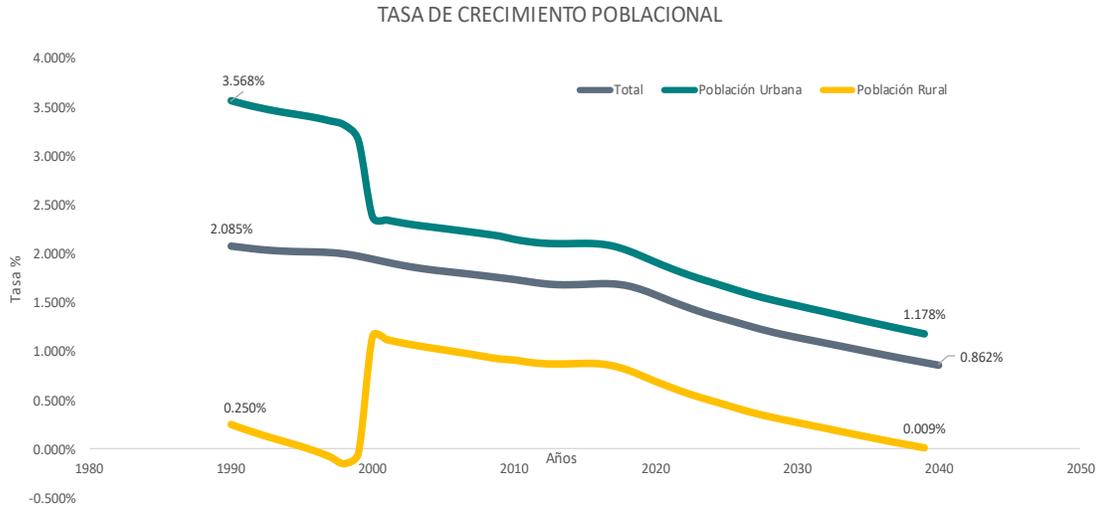


Gráfico 3.4: Tasas de Crecimiento Poblacional [7].

En general, la tendencia predominante es a profundizar la carga poblacional en las áreas urbanas, véase Gráfico 3.5. Este comportamiento obedece, tanto a la migración extranjera de los

últimos tres años, así como la migración interna, campo-ciudad, como a los avances de urbanización, propios del desarrollo económico del país.

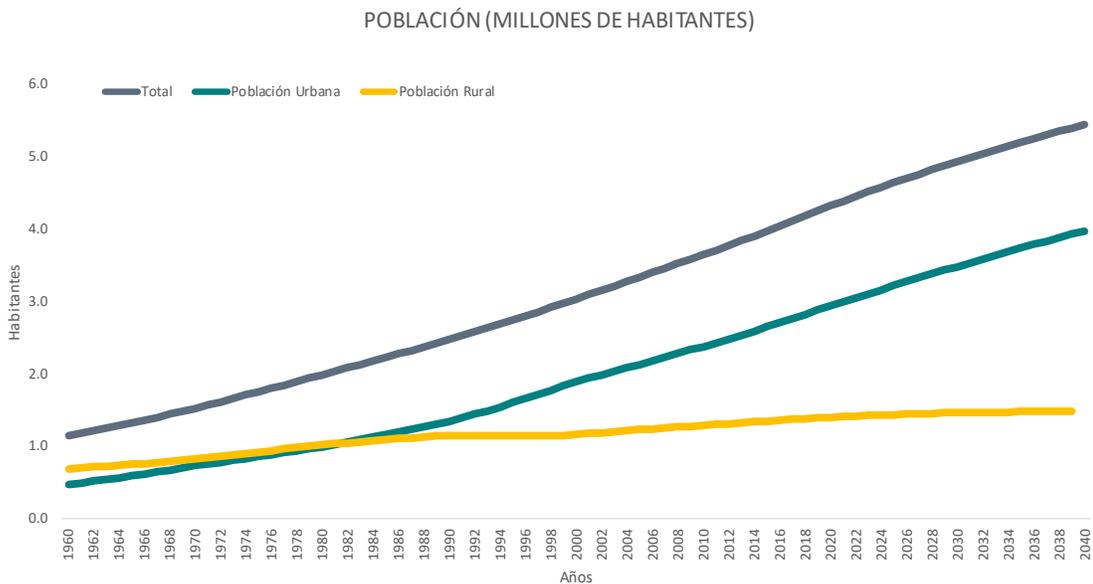


Gráfico 3.5: Población (Millones de Habitantes) [7].

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%, para una tasa de crecimiento promedio del nivel de precios de solo 0.9% anual.

En cambio, en correspondencia al periodo de crecimiento económico sostenido que el país tuvo en los años 2007-2014⁸, la inflación se manifiesta con una tasa promedio anual de 4.38%, magnitud de dígitos solo alcanzados tan atrás en el tiempo, como en el año 1982.

Del 2015, en adelante, se vuelven a registros de inflación, menores a un dígito porcentual, de 0.19%, 0.68%, 0.89% y 0.76%. Con lo que se espera haya terminado el anterior ciclo, de altos incrementos de precios, para volver a una senda de precios relativamente estable, como se tuvo por más de dos décadas 1982-2005. La inflación promedio anual para el año 2019, obtuvo un valor de -0.31%. En este año 2020 para los primeros tres meses se aprecian valores de IPC muy similares a los obtenidos a finales de 2019, pero en abril se logra apreciar una disminución de 1.3% respecto a marzo, esto debido a las restricciones de movilidad y confinamiento para frenar la propagación del COVID – 19, para este año (Enero – Abril) obtenemos un promedio de inflación anual de -0.81%, ver Gráfico 3.6.

⁸ De acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor base 1987, empalmadas con las series base 2002 y 2013, publicadas por el Instituto de Nacional de Estadística y Censo, dependencia de la Contraloría General de la República.

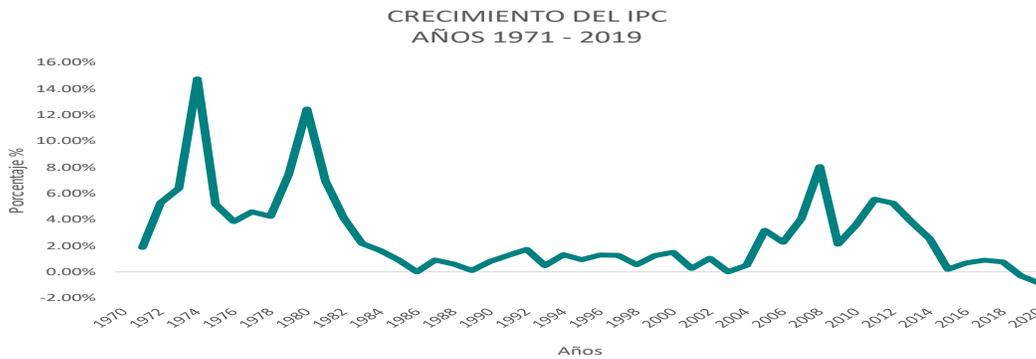


Gráfico 3.6: Crecimiento del IPC [11].

El Gráfico 3.6, muestra etapas muy definidas del efecto inflacionario en la economía nacional, una primera etapa de alta inflación, años 1970 - 1980. La etapa siguiente, que cubre casi dos décadas, 1985-2004, donde el efecto del incremento del nivel de precios fue casi imperceptible, de 1.1%, durante toda la etapa. Seguida de una etapa, 2005-2014, caracterizada por algunos registros de inflación elevados, para un promedio del periodo de 4.05%. En

los últimos años, 2015-2019, los índices de precios han regresado a niveles menores de 1%, que esperamos sea el inicio de una nueva y larga etapa de baja inflación. Según el Informe de Perspectivas Económicas Mundial desarrollado por el Fondo Monetario Internacional (FMI), estima que la inflación promedio para el año 2020 en Panamá ser de -0.8%⁹.

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. Entendiendo por coste de vida, el nivel de la inflación o en su defecto, Poder Adquisitivo (PA), o sea el monto de valor de un bien o un servicio comparado al monto pagado.

La inflación no implica siempre un poder adquisitivo decreciente con

⁹ Perspectivas Económicas de Panamá según FMI (<https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/09/30/world-economic-outlook-october-2020>)

respecto al ingreso real recibido, pues el ingreso monetario puede aumentar más rápido que la inflación. Por definición, el poder adquisitivo de un dólar decrece a la vez que el nivel general de precios aumenta. Ejemplo, si el ingreso monetario se mantiene

igual, pero aumenta el nivel de precios, el poder adquisitivo de tal ingreso baja.

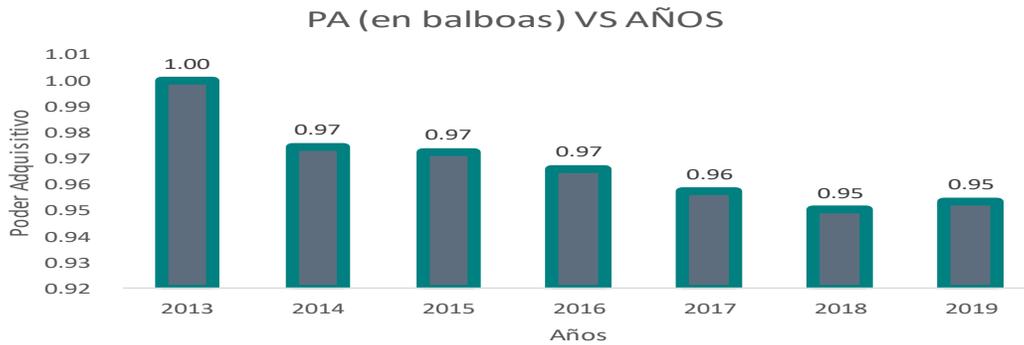


Gráfico 3.7: Poder Adquisitivo [11].

En el Gráfico 3.7, se puede apreciar que desde el año 2013 al 2019 el poder adquisitivo del consumidor nacional se ha reducido en un 5 %. Lo que, en otras palabras, significa que 100 Balboas en el año 2019, solo compran una cantidad de bienes por un valor noventa y cinco Balboas, de la misma calidad de los que se compraban en el año 2013. Este año 2020 a partir del 15 de enero, entró en rigor el nuevo salario mínimo¹⁰ el cual aumenta en promedio 3.3% el ingreso mínimo.

Sin duda alguna la pandemia ha afectado a la economía mundial. Para la primera mitad de este año se perdieron aproximadamente 400

millones de empleos a tiempo completo, esto representa una disminución del 14% de horas trabajadas. Esto es un indicativo de que, en el mundo, el poder adquisitivo ha sufrido una disminución, hoy no se presentan proyecciones las cuales indiquen la disminución de esta. El panorama para Panamá no es muy alentador a pesar de que datos del INEC indican la disminución de precios en algunos grupos como transporte, vivienda, agua, electricidad y gas. Se prevé que para este año Panamá cuente con una tasa de desempleo del 25% e informalidad del 55%, a pesar de contar con un aumento al salario mínimo, es posible

¹⁰ 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/>).

una disminución en el poder adquisitivo debido al desempleo.

Es necesario mencionar, que el efecto inflacionario total en Panamá no puede ser representado únicamente por la variación del IPC, ya que por otro lado la paridad de nuestra moneda con el Dólar estadounidense esconde la caída adicional del poder adquisitivo de compra de nuestra economía, con respecto a sus compras en Sur América, Europa y Oriente. Consecuente con los

términos de intercambio, los cuales son dependientes de la depreciación y vaivenes de la moneda norteamericana, la cual ha estado variando anualmente su cotización en los últimos años con respecto a divisas fuertes como el Euro, el Yen y el oro (hasta un -50% en algunos casos). Por consiguiente, el costo de compra de las mercancías y bienes importados para los panameños es más oneroso de lo que indica únicamente el parámetro del IPC.

Producto Interno Bruto

La evolución histórica del PIB en los últimos 18 años muestra en general un crecimiento estable (véase Gráfico 3.8), con un parámetro crecimiento anual sostenido en el periodo de 6.49%, en el cual se observan pequeños periodos de contracción. Es importante señalar que las tasas de crecimiento promedio obtenidas en los últimos años son significativas, por ejemplo, en el periodo 2005 -2013, se sitúan en un 8.59% anual. En la cual, si se exceptúa el cambio anual 2008-2009, se tienen dos periodos de crecimiento, 2003-2008, reflejo una de crecimiento sostenido de 8.28% y el periodo 2010-2013 de 9.07%, con lo cual, la economía nacional retornó a la zona de excelentes perspectivas.

Durante los años 2013 al 2018, el PIB alcanzó registros más bajos de crecimiento, pero todavía dentro de los niveles de crecimiento. Para el año 2013 fue de 6.61 %, el año 2014 el PIB cayó a 6.05%, el año 2015 el registro alcanzado fue de 5.78%, en el año

2016 cayó a 4.87%, el año 2017 cuenta con un registro de 2.63% y por último en el 2018 alcanzó un valor de 3.72, para un promedio anual de 4.94%. Que, de mantenerse como un parámetro sostenido, permitiría, que, en términos reales, el nivel alcanzado de la economía nacional, en 2018, se duplique, en un lapso de 12 años, o sea para el año 2030.

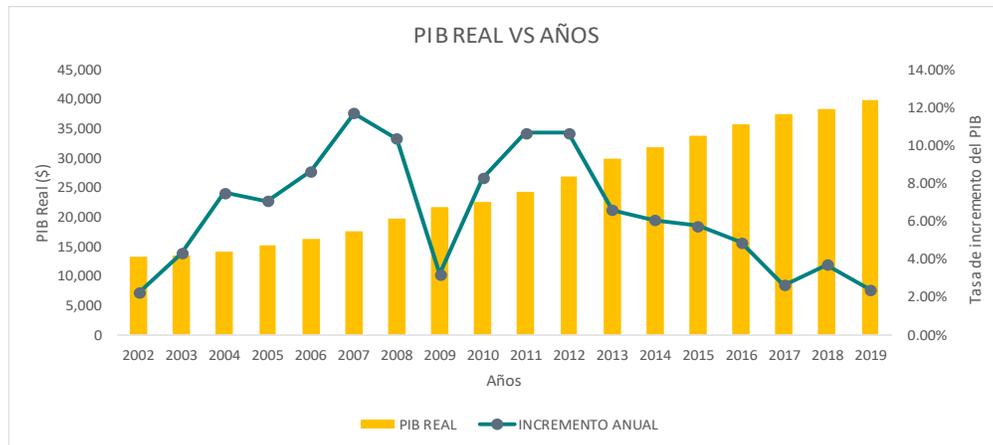


Gráfico 3.8: PIB real y tasa de aumento anual [10].

A pesar de que el PIB cerró en el 2019 aproximadamente en 3.5%, se esperaba que para el año 2020 este cerrara en aproximadamente un 3.8% a 4% según lo indico la CEPAL, pero debido al COVID – 19 las perspectivas de económicas de Panamá cambiaron súbitamente desde el 13 de marzo de 2020, ya que mediante la resolución de Gabinete N°11 se decretó estado de emergencia nacional, a fin de disponer con los recursos necesarios para afrontar la pandemia. A tan solo una semana y media, del anuncio de estado de emergencia, a través del Decreto Ejecutivo N°507 del 24 de marzo de 2020, se decreta cuarentena total y otros lineamientos. Con el comienzo de la cuarentena el 25 de marzo de 2020, se impuso toque de queda en todo el territorio nacional

buscando restricción de la movilización de las personas para frenar el aumento de casos, además, se prohibió la distribución, venta y consumo de bebidas alcohólicas. Estas medidas causaron el cierre temporal de operaciones de restaurantes, centros comerciales, comercios, cines, teatros, oficinas, aeropuertos, entre otras, también se debe resaltar que el sector informal reflejó un impacto considerable debido a las medidas utilizadas para combatir la propagación del virus. Estos cierres y medidas de movilización causaron la suspensión de contratos a muchas personas, al 10 de septiembre de 2020 se mantenían suspendidos aproximadamente 450 mil contratos¹¹, ver Gráfico 3.9. Esto, la pandemia, sin duda alguna ha causado que muchas

¹¹ ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS DE SOLICITUDES DE SUSPENSIÓN Y REACTIVACIÓN DE CONTRATOS DE EMPRESAS Y TRABAJADORES EN LA REPÚBLICA DE PANAMÁ (<https://www.mitradel.gob.pa/estudio-y-analisis-de-resultados-de-solicitudes-de-suspension-y-reactivacion-de-contratos-de-empresas-y-trabajadores-en-la-republica-de-panama-3/>)

empresas optaran por cerrar definitivamente y otras en continuar con operaciones suspendidas.



Gráfico 3.9: Contratos suspendidos al 10 de septiembre de 2020.

La pandemia ha causado una desaceleración pronunciada en Panamá, un ejemplo tangible de esto se pudo apreciar con la disminución, de marzo a abril, de recaudaciones de cuotas obrero - patronales las cuales descendieron de \$84.1 millones a \$28.4 millones, una caída de 66.20 puntos porcentuales. Además, debemos resaltar que el turismo y la construcción, ambos, sectores económicos muy importantes en la conformación del PIB, los cuales, por las diversas restricciones se vieron fuertemente impactadas. Existe la posibilidad de que Panamá ha dejado de percibir 2,100 millones de dólares debido a la caída del turismo durante la pandemia. Aproximadamente 102 aviones de Copa Airlines quedaron en tierra, 30 mil habitaciones de hoteles a nivel nacional vacías, flotas de

transporte turísticos cerrados. Es muy importante mencionar que las agencias clasificadoras Fitch Ratings y BRC Standard & Poor's estimaron que el tráfico de personas disminuiría en un rango de 45% a 55%. A su vez, el sector de la construcción ha estimado pérdidas de aproximadamente 30 millones diarios, es decir 2,160 millones de dólares. Este sector emplea de forma directa aproximadamente 160,000 personas, de ella dependen bancos, proveedores, subcontratistas, aseguradoras y alimentos.

A pesar de que la pandemia ha causado imprevistos en la economía panameña, en donde se pudiese obtener caídas en el PIB de entre -4 % a -5%, el último informe publicado por el FMI de Perspectivas Económicas de las Américas, indica que la

actividad económica para todo América Latina y el Caribe se está repuntando. Ellos esperan que la economía se recupere para el 2021 siempre y cuando cumplamos con las medidas sanitarias adecuadas para frenar la propagación del virus. Este repunte para Panamá se podría dar debido a la recuperación de las remesas y las exportaciones y el bajo nivel de los precios del petróleo y apertura de fronteras, además, para el segundo trimestre del 2020, se ha apreciado una recuperación gradual, la cual se espera continúe hasta el 2021. Según el FMI para el año 2021 el PIB podría aumentar a un 4.0%¹².

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, considerando una caída en el 2020 y una recuperación paulatina dependiendo el escenario de proyección. Esta variable cuenta con diversas categorías dependiendo de la actividad económica. Para cada una de estas categorías se le realizaron supuestos de sus posibles comportamientos durante el 2020, en otras palabras, se propuso un comportamiento para los últimos trimestres del año, indicando un aumento, disminución o ningún cambio para cada categoría, esta se puede apreciar en la Tabla 3. 1.

¹² Perspectivas económicas de Panamá según FMI (<https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/09/30/world-economic-outlook-october-2020>)

Descripción de Actividad Económica	2020 (E) Trimestre Segundo	2020 (E) Trimestre Tercero	2020 (E) Trimestre Cuarto
Agricultura, ganadería, caza y silvicultura	==	↑	↑
Pesca	==	↑	↑
Explotación de minas y canteras	↓	↓	↑
Industrias manufactureras	↓	↓	↓
Suministro de electricidad, gas y agua	==	↓	↑
Construcción	↓	↓	↑
Comercio al por mayor y al por menor	↓	↓	↑
Hoteles y restaurantes	↓	↓	↑
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	↓	↓	↑
Intermediación financiera	==	↓	↑
Actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler (contabilidad, jurídica e inmobiliaria)	↓	↓	↓
Servicios de educación privada	↓	↓	↓
Actividades de servicios sociales y de salud privada	↑	↑	↑
Otras actividades comunitarias, sociales y personales de servicios (casinos, lotería y otros)	↓	↓	↓

Tabla 3. 1: Supuestos de proyección del PIB para el año 2020.

INDICADORES ELÉCTRICOS

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

Consumo de Energía Eléctrica Total GWH

Históricamente, el consumo eléctrico de Panamá ha estado correlacionado con la economía del país. Luego de realizar una estadística de relación lineal entre estos valores podemos

observar el coeficiente de correlación es cercano a uno, lo que indica una correlación directa o positiva, por ende, existe una fuerza de asociación entre estos valores, véase Tabla 3. 2.

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0.998
Coefficiente de determinación R ²	0.996
R ² ajustado	0.996
Error típico	637.715
Observaciones	18

Tabla 3. 2: Registros históricos.

Se debe mencionar que a partir del 2006 se tiene un incremento mayor en la tendencia del crecimiento del PIB, mientras la demanda eléctrica es levemente menos espectacular. A partir del 2010, se produce nacionalmente más producto versus unidad de electricidad consumida en

el país, o en otras palabras se ha incrementado la productividad del país con respecto al insumo eléctrico, véase Gráfico 3.10. Sin embargo, desde el año 2015, se puede apreciar que la tasa promedio anual de la energía eléctrica es superior que la del PIB.

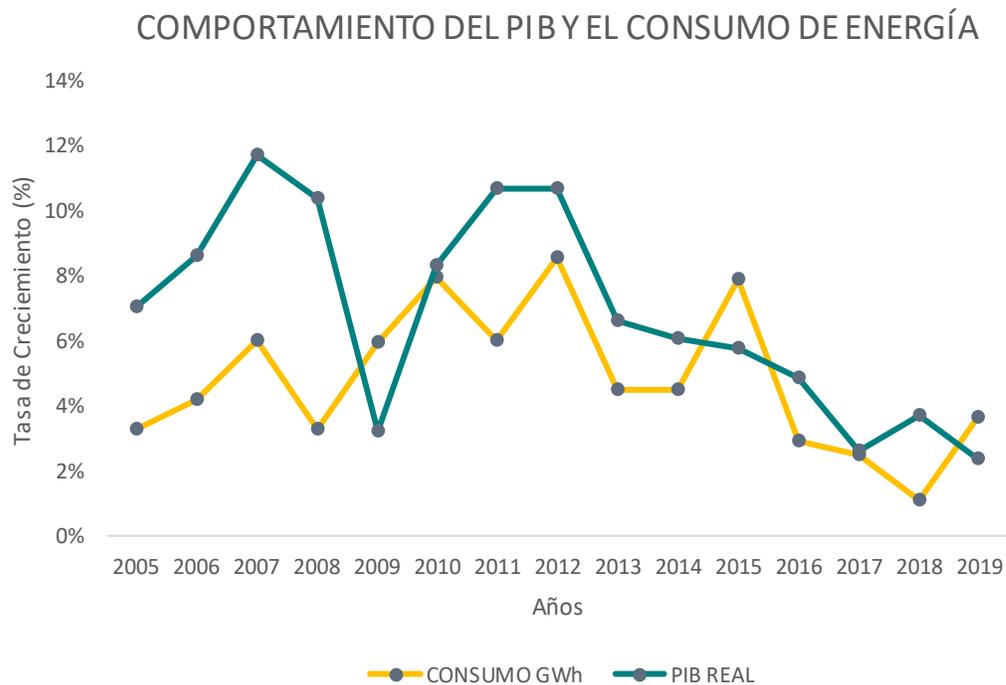


Gráfico 3.10: PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica [4, 10].

Durante la pandemia debido a la cuarentena absoluta, restricciones de movilidad y cierre de negociaciones, sin duda alguna se presentó una disminución en el consumo de energía eléctrica a nivel nacional. Una referencia de la disminución de esta se

puede apreciar en la generación de energía donde se aprecia una caída de 15% entre marzo y abril del 2020. Además, se debe resaltar que la generación no ha alcanzado los valores de generación presentados a comienzo de año, ver Gráfico 3.11.

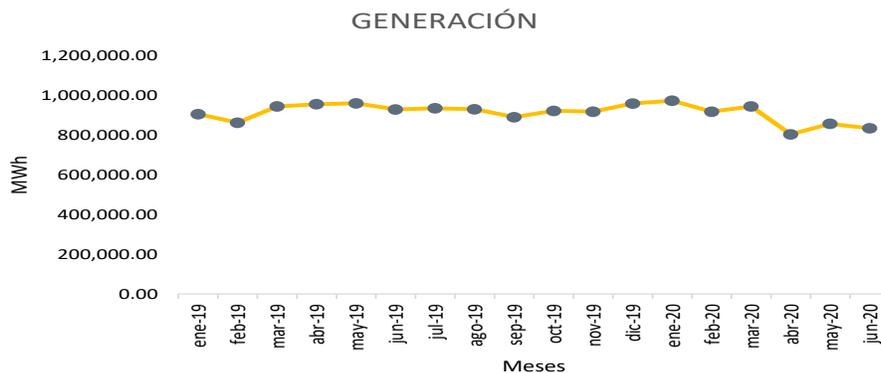


Gráfico 3.11: Generación del 2019-2020.

Como se mencionó en el Capítulo 2, el SIPRODE proyecta los consumos de energía eléctrica, debido al COVID – 19 se tomaron las siguientes consideraciones.

- Consumo carga residencial: Debido al confinamiento de personas y el aumento de personas trabajando en casa, durante la pandemia, se consideró que el consumo en carga residencial aumentó.
- Consumo carga comercial: Producto al confinamiento de las personas, muchos locales comerciales, como centros comerciales, cerraron, para este se consideró una disminución de consumo.
- Consumo carga industrial: Ante todo hay que recordar que Panamá no es un país con muchas industrias, pero debido al confinamiento de las personas, para esta se consideró una disminución.
- Consumo carga gobierno: Para esta debido al confinamiento de las personas, para este se consideró una disminución de consumo.
- Consumo carga alumbrados públicos y carga otros: Debido a que estos a pesar del confinamiento han mantenido su consumo, se decidió mantenerlas igual.

- Consumo grandes usuarios alta y baja tensión: Ya que estas cargas son de tipo comercial se consideró una disminución en su consumo.
- Consumo Metro de Panamá: Debido al confinamiento de personas, disminución de las horas de trabajo del metro, para este se consideró una disminución en su consumo.

Sistema Eléctrico Nacional

Balance Eléctrico

A continuación, se presentan las ecuaciones de balance energético usadas para relacionar los diferentes indicadores eléctricos:

Oferta

$$\text{Energía Eléctrica Disponible} = \text{Generación Bruta} + \text{Autoconsumo} + \text{Importaciones} - \text{Exportaciones}$$

$$\text{Generación Neta} = \text{Generación Bruta} - \text{Autoconsumo}$$

Demanda

$$\text{Demanda de energía eléctrica} = \text{Ventas de energía eléctrica} + \text{pérdidas de energía eléctrica}$$

$$\text{Ventas de energía eléctrica} = \text{Consumo de energía eléctrica}$$

Balance

$$\text{Energía eléctrica disponible} = \text{Demanda de energía eléctrica}$$

La participación porcentual promedio (2001-2019) de los principales sectores, indica que se mantiene la estructura de los últimos cinco años, en donde el 46% de la energía eléctrica que se utiliza para el bienestar de los ciudadanos, mientras que el 54% se consume en actividades de producción económica, como se aprecia en el siguiente Gráfico 3.12.

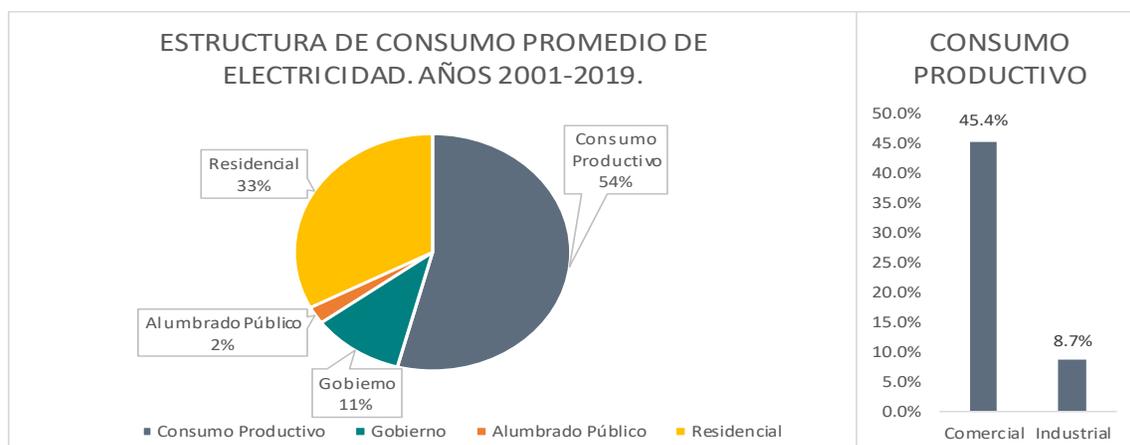


Gráfico 3.12: Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2001 -2019 [4].

Potencia Eléctrica del Sistema

Al fin del año 2019, la potencia eléctrica instalada del Sistema Interconectado en Panamá, sin considerar las instalaciones de la ACP no ofertadas ni Sistemas Aislados es de 3,741.26 MW, ver Tabla 3. 3, mientras la demanda máxima de

generación alcanzó un valor de 1,961 MW, en agosto de 2019.

La generación neta de energía eléctrica en el 2019 fue de 11,142 GWh.

CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA		
Tecnología	MW	%
Hidro de Embalse	842.17	23%
Hidro de Pasada	927.95	25%
Gas	381	10%
Bunker y Diésel	1135.07	30%
Eólica	270	7%
Fotovoltaica	185.07	5%
Total	3741.26	100%

Tabla 3. 3: Capacidad Instalada por tipo de Tecnología.

Demanda Máxima

Tanto en la Tabla 3. 4, como en el Gráfico 3.13 , se muestra el constante incremento de la demanda máxima de generación del sistema eléctrico panameño, registrándose incrementos porcentuales anuales sostenidos, no menores de 3.94%. Es muy importante mencionar que se destacan dos periodos bien definidos, el primero de 1970-1979 con tasa de 8.33%, la cual ha sido el periodo con

mayor tasa de incremento anual y los últimos diez años 2010-2018, con una tasa de crecimiento anual sostenida de 3.94%, presentando la tasa de incremento anual más baja. Por último, se debe mencionar el crecimiento del 2018 al 2019, en donde el DMG aumentó en un 17.78% debido a la entrada de Minera Panamá.

Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño				
Periodos	Max (MW)	Total (MW)	Incremento	
			Promedio (MW)	Anual (%)
1970 - 1979	285.4	147	16	8.33%
1980 - 1989	474.8	141	16	4.30%
1990 - 1999	754.5	290	32	5.54%
2000 - 2009	1153.99	377	42	4.49%
2010 - 2018	1665	443	44	3.94%
2018 - 2019	1961	296	296	17.78%

Tabla 3. 4: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG [6].

Al ver la Gráfico 3.13, podemos ver como se incrementa la demanda anual exigida por el SIN, pasando de aproximadamente 16 MW a 296 MW, en 31 años. En especial en los últimos 19 años, correspondientes a los periodos 1999 –2000 y 2000-2019, en que se enmarca el nuevo régimen del sistema eléctrico de Panamá, en el cual, la DMG ha estado creciendo en un promedio anual de aproximadamente 44 MW, con un mayor peso de los últimos cinco años.

La década anterior 2000-2009, la DMG creció a una rata de 4.49%,

aproximadamente 42 MW por año. Mientras que en los últimos nueve años 2010-2018, la demanda creció 3.94% anual sostenido, equivalente a un incremento anual de 49 MW por año. Destacándose, los registros del periodo anual 2012-2011, en donde la DMG creció 99.81 MW, el periodo anual 2015-2014 en que la DMG creció, 108.54 MW y el periodo 2018-2019, en donde el DMG creció 296 MW. Para crecimientos porcentuales de 8, 7% y 17.78%, respectivamente.

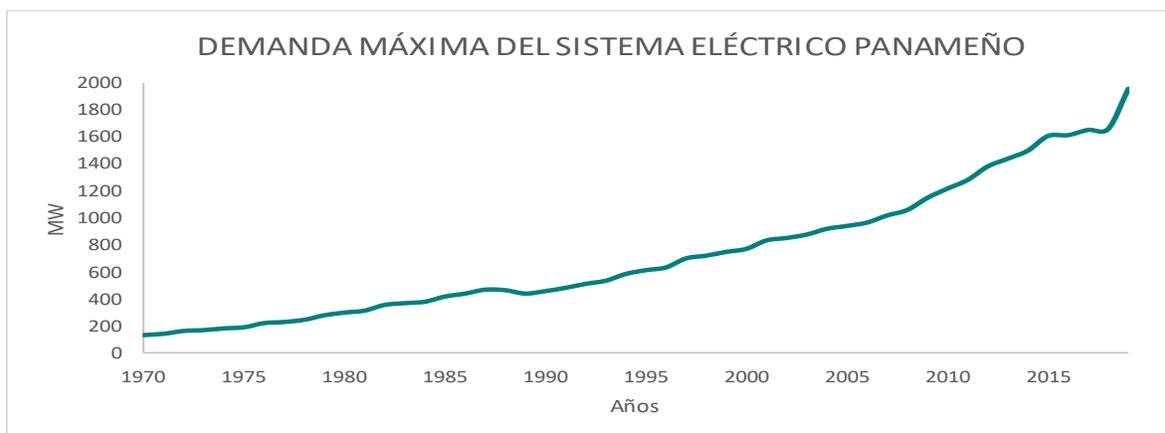


Gráfico 3.13: Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño – DMG [6].

Las magnitudes de crecimiento del DMG, en estos años puntuales (2011-2012 y 2014-2015), deberán ser explicados por la incorporación simultánea de grandes proyectos inmobiliarios, y de la expansión y construcción de centros comerciales en la ciudad de Panamá. Práctica, que fue transferida a otras áreas del país, con la construcción de complejos comerciales en las principales ciudades del País

Por otro lado, la oferta del SIN fue presionado por la entrada en operación de la capacidad máxima de dos megaproyectos estatales, primera etapa de la Planta de Tratamientos de Aguas Residuales (PTAR) y bombas conexas y de la operación a su

máximo de la Línea 1 del Metro de Panamá.

En esta pandemia debido a las diversas acciones tomadas por el gobierno nacional para combatir la propagación del virus, como, cuarentena absoluta, restricciones de movilidad y cierre de negociaciones, causó que la demanda máxima de generación disminuyese de 1969 MW (demanda máxima del año 2020) a 1461 MW, lo cual representa una caída del -26%. A medida que pasan los meses este valor continúa aumentando y posiblemente para el otro año se pudiesen alcanzar valores de DMG obtenidos a finales del 2019, ver Gráfico 3.14.

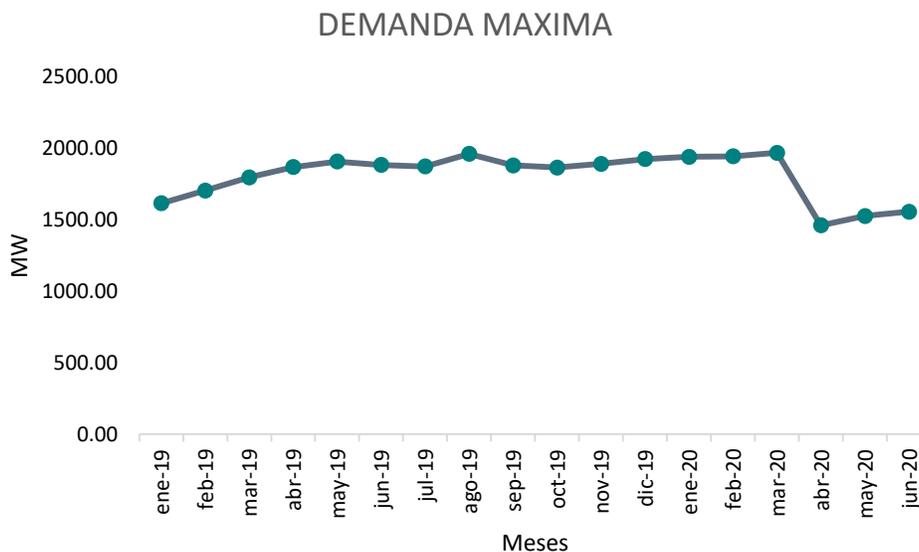


Gráfico 3.14: Demanda Máxima de Generación 2019-2020.

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.

En otras palabras, el factor de carga es una medida que nos indica que tanto se utiliza la energía eléctrica o 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.

$$\text{Factor de Carga} = \text{Energía Eléctrica Disponible} * 1000 / (\text{DMG} * 8760\text{h})$$

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

de la energía eléctrica por parte de los consumidores finales, en otras palabras, los problemas son los picos de demanda, esto conlleva a que se tenga que utilizar generación térmica para cubrir estos picos, encareciendo la tarifa. También se debe contemplar la intermitencia de las plantas solares y eólicas. En el Gráfico 3.15, se puede apreciar que, al incrementarse el FC, disminuye la Tarifa media.

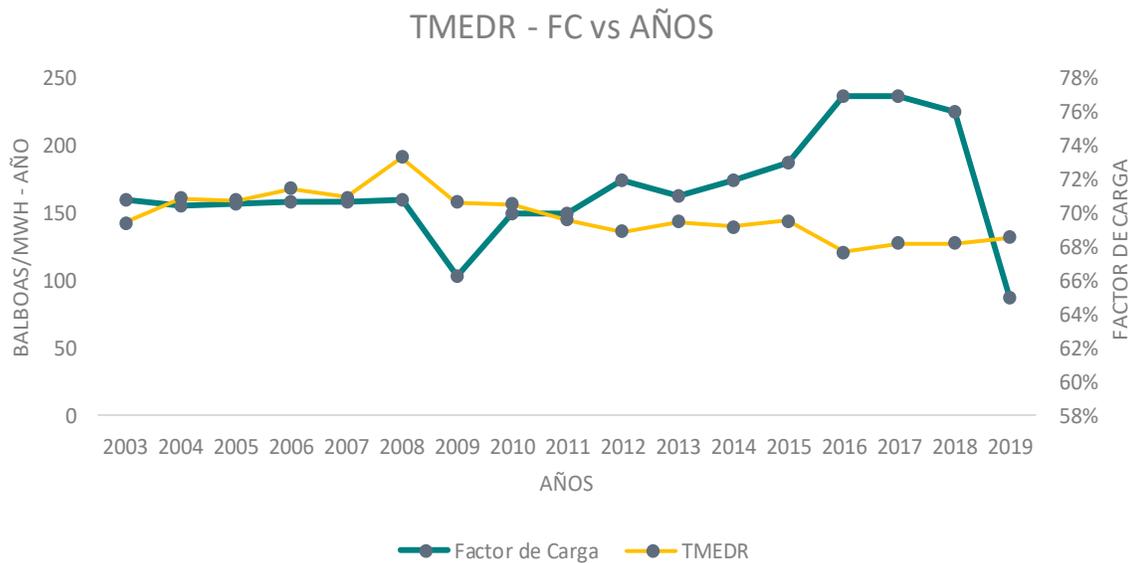


Gráfico 3.15: Tarifa Media Real y Factor de Carga [6].

De acuerdo con los registros históricos anuales del sistema eléctrico nacional, el FC del SIN mantuvo una estabilidad consistente a través del tiempo, véase Gráfico 3.16, para una variación promedio anual en todo ese largo periodo 1970 – 1998, de solo 0.10%. En un sistema eléctrico en que el consumo residencial, históricamente representó el 26%, evolución, que estuvo asociada a tradicionales patrones de consumo de la energía eléctrica de la sociedad panameña, la cual recibió durante ese periodo, escasas e ineficaces señales de

precios que incentivaran formas de consumo más eficientes.

A partir de la restructuración de la prestación del servicio público de electricidad en Panamá, periodo que se inicia formalmente a partir del año 1999, el FC ajustado del sistema integrado tuvo leves incrementos, alcanzando en los primeros diez años 1999-2008 un factor máximo de 70.8%. para el año 2007, con un factor promedio 70.2 %, para el periodo de diez años, con una variación promedio anual creciente de 0.5%.

FACTOR DE CARGA VS AÑOS

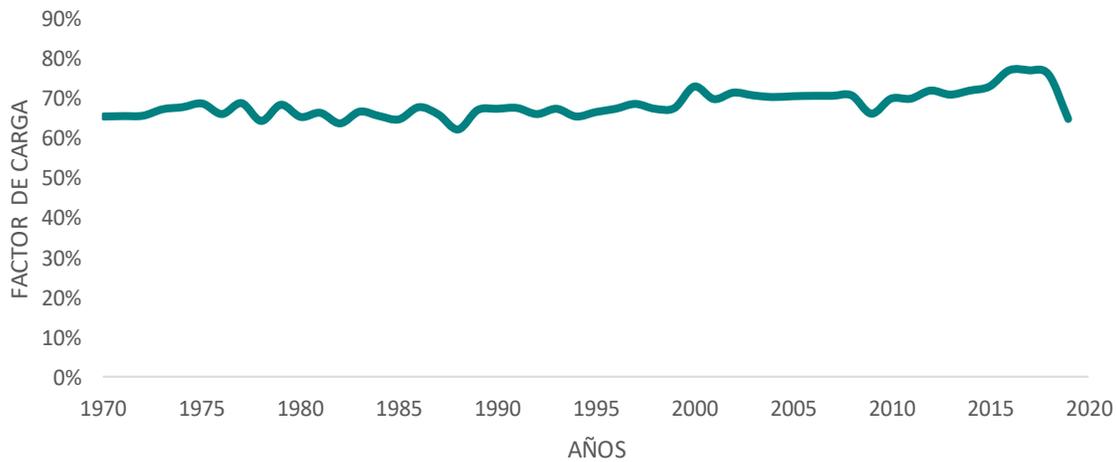


Gráfico 3.16: Factor de Carga 1970-2018 [6].

En el periodo comprendido del 2001-2008 el factor de carga mantuvo una estabilidad relativa de 70.2 %, pero en los años 2009 y 2010, el FC registró una importante, disminución con valores de 68.7%, y 68.9%. Regresando del comportamiento errático en los años subsiguientes 2011-2015 a registros promedios normales de 70.3 %, 70.7 %, 71.0 % y 71.5 %, respectivamente.

En una primera etapa, 2001-2006 el FC tuvo una tasa anual sostenida de 0.7%, para un valor promedio del periodo de 70.0 %. En cambio, el periodo posterior 2007-2012, resultó en un crecimiento más lento del parámetro, con 0.2% de crecimiento anual, pero con un valor promedio del parámetro de 70.3 %, aun con el retroceso del parámetro en los años 2009-2010.

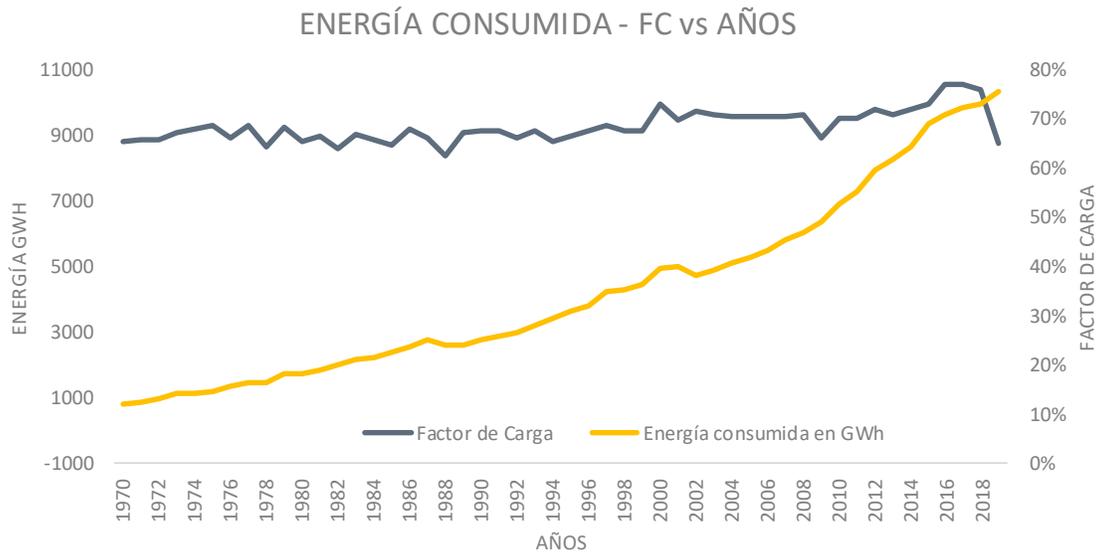


Gráfico 3.17: Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible [6].

Es importante señalar que esta involución o comportamiento irregular o inestable que mostró el FC, específicamente del año 2007 al 2010, está asociado probablemente a variables tales, como la mayor penetración del servicio eléctrico, dirigido a grupos sociales no viables. Situación consecuente con la integración de subsistemas eléctricos aislados y del servicio a nuevas aéreas suburbanas, alejadas de los actuales centros de distribución. Áreas caracterizadas por consumos bajos, lo cual implica incrementos en la potencia, sin un respectivo incremento significativo en el consumo de electricidad, características intrínsecas, de esta nueva población integrada.

Adicionalmente, la disminución paulatina del consumo del sector industrial en la energía total y en su participación a la demanda máxima, en consideración a las actuales características de operación de nuestro sector de manufactura, contribuyeron a desmejorar el parámetro global del FC.

A pesar, de que para el 2019 el FC decreció a un valor de 0.65 se espera que este continúe con el comportamiento que ha presentado este parámetro, a lo largo de los años 2011–2018, ya que mostró una tendencia al incremento anual del FC. Durante los primeros meses del 2020 obtuvo un valor promedio de 0.67, luego del inicio de cuarentena total, debido a la pandemia se obtuvo un valor promedio de 0.76. Análisis que

indica, un uso más eficiente del consumo eléctrico con respecto a los años anteriores, debido, posiblemente al ligero aumento en estos años de la actividad manufacturera ligera y a la mejor utilización del consumo de los otros sectores básicos de consumo: residencial, comercial y oficial,

consecuente con posibles respuestas a señales tarifarias de la electricidad, a la implementación obligatoria de planes de conservación y ahorro energético y a una mejor gestión de la distribución eléctrica específicamente en el sector residencial.

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. 1, es muy importante mencionar que, en el caso de Panamá, se cuentan con participantes diferente para cada punto antes mencionado.



Figura 3. 1: Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica ¹³.

¹³ Figura utilizada de la página Web de Gestión Energía. (<https://www.eoi.es/blogs/merme/fundamentos-de-electricidad-sistema-electrico/>)

Una vez se produce la energía eléctrica, para llevarla de un punto a otro, se utilizan largas líneas de transmisión, las cuales, con otros equipos, conforman la red de transmisión. En Panamá se cuentan con tres líneas de transmisión. Como en todo tipo de transporte se pueden producir pérdidas. Definitivamente el transporte de energía eléctrica también cuenta con pérdidas y, a estas se les conoce como Pérdidas de Energía Eléctrica y se clasifican en dos tipos, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas, están asociadas a las características de la red de transmisión, ya que estas son

producidas en los transformadores, conductores y equipos eléctricos. Por otro lado, las pérdidas no técnicas, son las que están asociadas a ineficiencias administrativas y comerciales como, por ejemplo, error en facturación y la más común, conexiones ilegales.

Las pérdidas en transmisión (PT) son menores a las de pérdidas en distribución (PD), esto se debe a los distintos niveles de tensión que se manejan y también a la topología o configuración de los circuitos. En los últimos 10 años las PD, alcanzaron valores hasta de 13.2%, mientras que las PT alcanzaron valores de 3.7%, véase Gráfico 3.18.

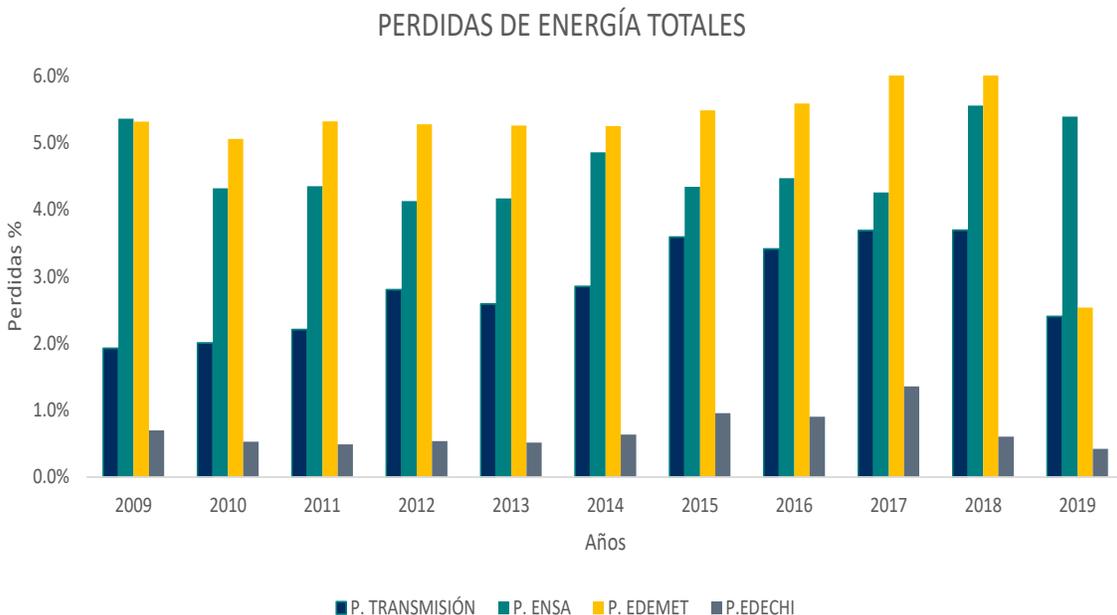


Gráfico 3.18: Pérdidas Eléctricas [4].

Como se aprecia en el Gráfico 3.18, las pérdidas a través de los últimos años han tenido tasas de incremento interanual hasta de un 12.67%, además, se han presentado tasas interanuales de decrementos de un 35.86%. Para el año 2019, las pérdidas presentaron una disminución del 35.86%, en comparación con el año 2017, en donde estas alcanzaron un valor de 12.67%. Esto es positivo, ya que, a pesar del incremento en la demanda, las pérdidas no aumentaron de forma precipitada.

En Panamá, las pérdidas totales del sistema, las comprende la suma de las pérdidas de transmisión y las pérdidas

de distribución. En los últimos 10 años, la pérdida total se ha incrementado en una tasa promedio de 1.13%, véase Gráfico 3.19. Para el 2019, las pérdidas totales alcanzaron un valor de 10.7%. Durante el primer semestre del 2020 se obtuvieron unas pérdidas totales de 10.3%, donde se aprecia una disminución del 4.82% respecto al valor final del 2019. Esta disminución puede estar influenciada a los cierres de comercios y oficinas durante la pandemia. Sin embargo, los valores de pérdidas obtenidos para este primer semestre son alentadores y esperamos puedan continuar disminuyendo para los próximos años.

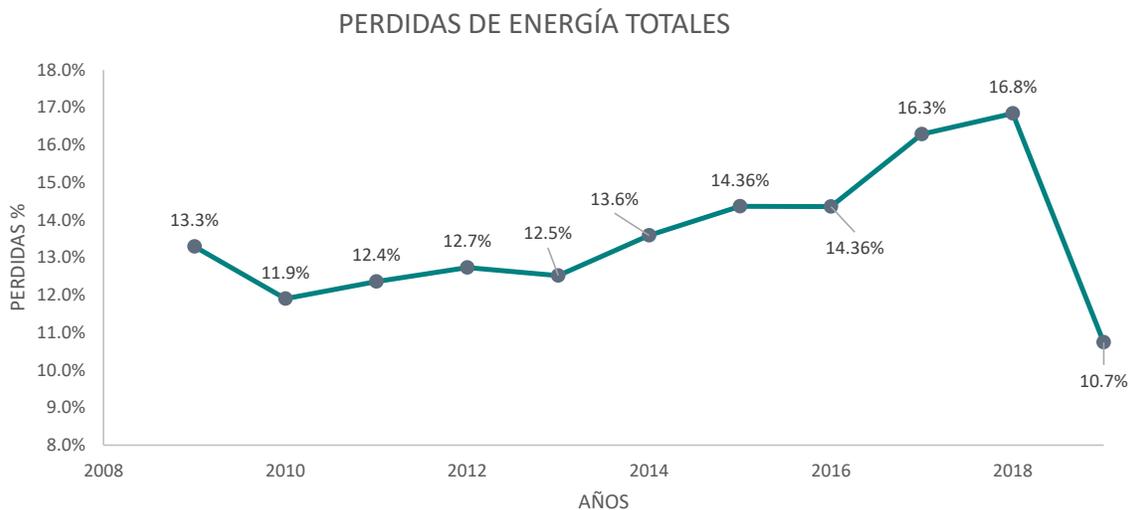


Gráfico 3.19: Pérdidas Totales del sistema 2009 – 2018 [4].

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, ver Gráfico 3.20, la cual inició operación a finales del

2018. Esto antes expuesto provocó una disminución del flujo de energía de occidente lo cual impactó en las pérdidas de transmisión.

A pesar de que las pérdidas en los últimos años han aumentado lentamente (2009-2018), hay que resaltar los avances obtenidos en la gestión de las pérdidas del sistema.

Con respecto a las ventas de energía se pasó de un parámetro de más de 30%, registrado al inicio de la década del 2000 a un parámetro de 10.8% en el año 2019.

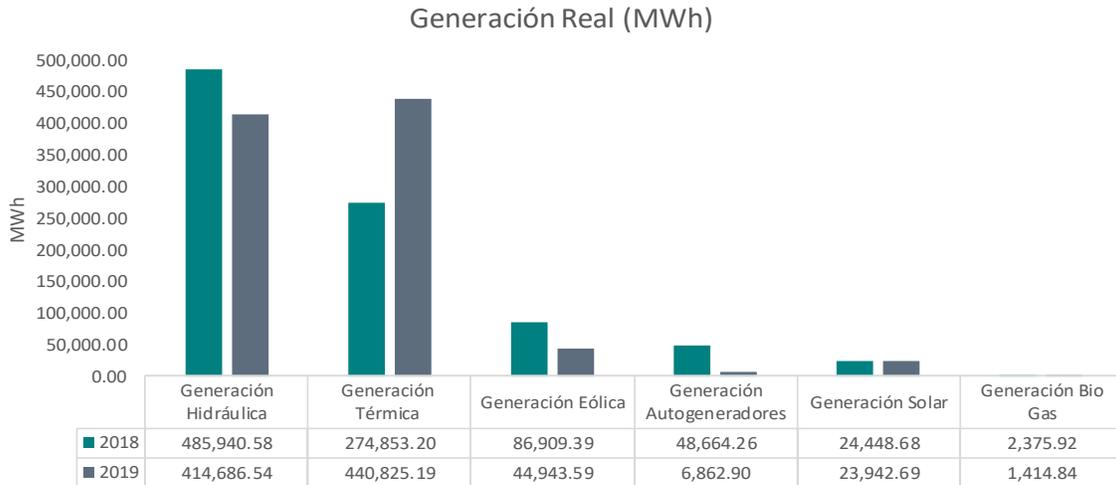


Gráfico 3.20: Comparación Generación Real Diciembre 2018 vs 2019.

Precios de la Energía Eléctrica

La percepción general y permanente del consumidor residencial y de los consumidores industriales y comerciales, del sistema eléctrico de Panamá, es que reciben una “energía eléctrica onerosa”. Pero en realidad el precio promedio real de la electricidad, pagada por los consumidores en Panamá se ha mantenido relativamente estable por largos periodos de tiempo, y aún más el precio real promedio, pagado en el año 2011, fue menor al precio pagado por este mismo consumidor, en el año 2003.

El servicio eléctrico, a precios corrientes, medido como la facturación total entre el total de kWh vendidos, pasó de 29.3 \$/MWh, en el año 1970 a 196.2 \$/MWh en el año 2015, reflejando un crecimiento de solo 4.1%, o sea una tasa anual sostenida, en un periodo de 45 años. En el año 2016, el usuario pagó un precio corriente de solo 15.8 centésimos de Balboas por kWh consumido, una caída del 20 % con respecto al 2015, gracias a la estrepitosa caída del crudo de petróleo.

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

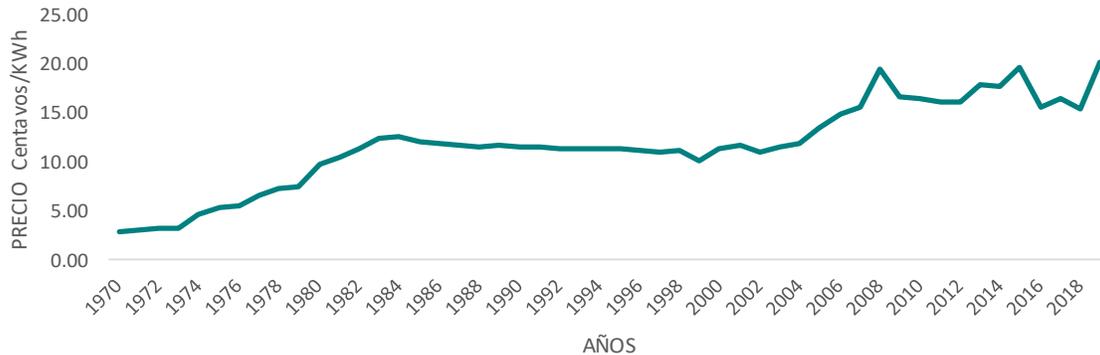


Gráfico 3.21: Evolución del precio de la electricidad, 1970-2018 [4].

La evolución de los precios de la electricidad, pagados por los consumidores nacionales del año 1970, a la fecha se pueden separar en tres etapas bien diferenciadas, ver Gráfico 3.21. Una primera etapa, años 1970 -1984, catorce años en que el precio de la electricidad se incrementó de 2.93 cent/kWh a 12.54 cent/kWh, un incremento anual de 11%. Periodo enmarcado, dentro de las dos primeras crisis del petróleo, años 1973 y 1979.

Una segunda etapa en donde los precios estuvieron estabilizados, años 1985-2003, 15 años en que el promedio de precios fue de 11.39 cent/kWh, con una variación anual sostenida durante este periodo de -0.24%. Una tercera etapa, años 2003-2019, en que el precio varió anualmente 2.90% con tres subetapas bien diferenciadas. Por conveniencia del análisis, esta etapa se examina en mayor detalle.

La evolución de los precios corrientes entre los años 2003 y 2019, muestra a su vez tres subetapas bien marcadas, la primera comprendida por los años 2003 – 2008, con precios crecientes de la electricidad, en donde el precio se incrementa en forma sostenida anual por 10.9%, pasando de 10.98 centavos por kWh en el año 2003 a 19.4 cent/kWh, en el año 2008. Mientras en la sub- etapa subsiguiente, años 2009-2012 el precio cae en -0.9% anualmente alcanzando un precio de 16.2 cent/kWh en el 2012. En la última subetapa, años 2013 -2015, el precio promedio de la electricidad tuvo un repunte, alcanzando en el año 2015 el precio tope de 19.62 cent/kWh, o sea una tasa de crecimiento en estos tres años de 5%.

En los años, 2016-2018, se marca una tendencia de precio de la electricidad, por disminución de los precios de los combustibles de la generación térmica, derivada del derrumbe de los precios internacionales del crudo de

petróleo. Lo cual, se reflejó, en una caída del precio corriente de la electricidad, en el año 2016 de 24.88% con respecto al precio logrado en el 2015, de 19.6 cent/kWh. En el año 2017, el precio promedio de ventas de la electricidad se vuelve a incrementar a 16.40 cent/ kWh y por último se presentó una pequeña disminución para el 2018 en donde el precio fue de 16.35 cent/KWh. Sin embargo, en el 2019 el precio promedio de la

electricidad fue de 20.23 cent/kWh, el cual aumentó un 23.25% respecto al 2018. En el año 2020, debido a las restricciones de movilidad, cierre de fronteras, caída de los precios del petróleo, entre otros, los precios de electricidad en Panamá pudiesen haber disminuido un 17.58%, obteniendo un precio de la electricidad promedio de 17.20 cent/kWh, inferior al obtenido en el 2019.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

PESIN 2020 - 2034



CAPÍTULO 4

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 4

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

En esta sección se presentan las variables globales o explicativas necesitadas por el modelo ME-SIProDe, para realizar las estimaciones o proyecciones de la demanda eléctrica. Además, se presentarán las consideraciones y modelos utilizados para cada variable dependiente proyectada, que contribuyeron para la proyección de la demanda total del país.

VARIABLES GLOBALES

Las variables globales, no son más que las variables explicativas que utiliza el modelo Me-SIProDe. 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 variables calculadas por el programa, como, por ejemplo, las ventas de las distribuidoras. Además, debemos recordar que los primeros años, los cuales varían por escenario, se proyectaron fuera del ME-SIProDe según se comentó en capítulos anteriores.

Producto Interno Bruto (PIB)

Para la proyección del producto interno bruto, se utilizó la información presente en la Página del INEC, la cual, se encontró de forma trimestral a precios constantes de comprador base 2007 (millones de dólares), véase Tabla 4. 1. Para utilizar estos

valores en el ME-SIProDe, 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.

AÑO	PIB - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2001	B/.	13,266.09	
2002	B/.	13,561.92	2.23%
2003	B/.	14,147.48	4.32%
2004	B/.	15,210.95	7.52%
2005	B/.	16,287.64	7.08%
2006	B/.	17,696.85	8.65%
2007	B/.	19,771.78	11.72%
2008	B/.	21,822.64	10.37%
2009	B/.	22,520.68	3.20%
2010	B/.	24,389.27	8.30%
2011	B/.	26,995.30	10.69%
2012	B/.	29,876.28	10.67%
2013	B/.	31,851.88	6.61%
2014	B/.	33,779.92	6.05%
2015	B/.	35,731.55	5.78%
2016	B/.	37,471.72	4.87%
2017	B/.	38,456.83	2.63%
2018	B/.	39,887.62	3.72%
2019	B/.	40,845.02	2.40%

Tabla 4. 1: Registros históricos del PIB.

Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Moderado.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4.1), en el caso referencia o moderado, utilizamos una tasa de 4.6% interanual, la cual se encuentra dentro de las estimaciones establecidas por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), la cual indicó que Panamá podría tener un crecimiento

del 4% y el Fondo Monetario Internacional (FMI), la cual indicó que Panamá tendría un crecimiento de 5.0% en su documento World Economic Outlook 2020, véase Tabla 4. 2.

PROYECCIÓN DEL PIB - ESCENARIO MODERADO
 EN MILLONES DE BALBOAS

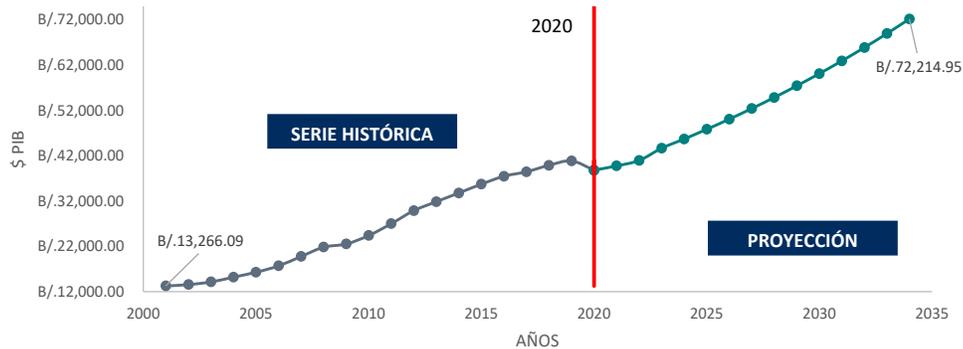


Gráfico 4.1: Proyección del PIB – Escenario Moderado.

ESCENARIO MODERADO			
AÑO	PIB - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2020	B/.	38,816.13	-4.97%
2021	B/.	39,759.16	2.43%
2022	B/.	40,962.23	3.03%
2023	B/.	43,657.15	6.58%
2024	B/.	45,700.99	4.68%
2025	B/.	47,840.51	4.68%
2026	B/.	50,080.18	4.68%
2027	B/.	52,424.72	4.68%
2028	B/.	54,879.01	4.68%
2029	B/.	57,448.19	4.68%
2030	B/.	60,137.67	4.68%
2031	B/.	62,953.04	4.68%
2032	B/.	65,900.23	4.68%
2033	B/.	68,985.36	4.68%
2034	B/.	72,214.95	4.68%

Tabla 4. 2: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario moderado.

Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Pesimista.

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. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 2.83%, ver Tabla 4. 3, aproximado al valor obtenido al año 2019 de 2.4%, en donde, se presentó una desaceleración en las actividades económicas del país.

PROYECCIÓN DEL PIB - ESCENARIO PESIMISTA
 EN MILLONES DE BALBOAS

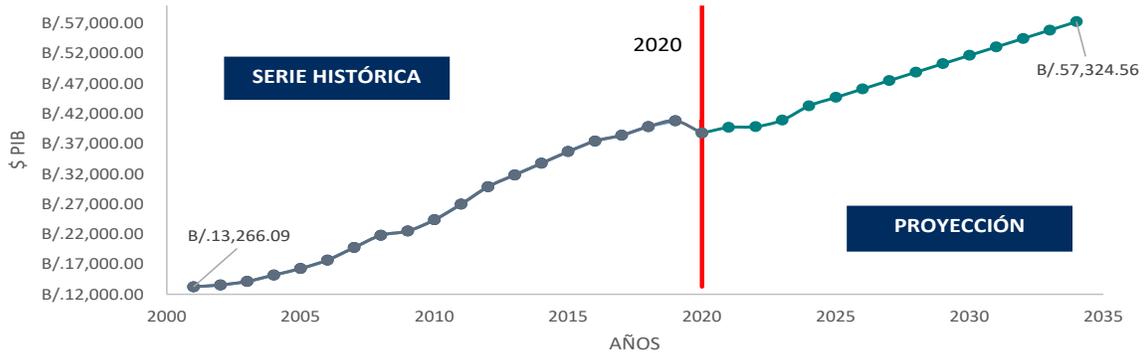


Gráfico 4.2: Proyección del PIB – Escenario Pesimista.

ESCENARIO PESIMISTA			
AÑO	PIB - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2020	B/.	38,816.13	-4.97%
2021	B/.	39,759.16	2.43%
2022	B/.	39,889.51	0.33%
2023	B/.	40,962.23	2.69%
2024	B/.	43,342.21	5.81%
2025	B/.	44,740.44	3.23%
2026	B/.	46,138.68	3.13%
2027	B/.	47,536.92	3.03%
2028	B/.	48,935.16	2.94%
2029	B/.	50,333.42	2.86%
2030	B/.	51,731.62	2.78%
2031	B/.	53,129.91	2.70%
2032	B/.	54,528.09	2.63%
2033	B/.	55,926.40	2.56%
2034	B/.	57,324.56	2.50%

Tabla 4. 3: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.

Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Optimista.

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 logarítmico. Con este se obtuvo, una

taza de incremento interanual de 6.64%, ver Tabla 4. 4. Según estimaciones del Banco Mundial, FMI

y CEPAL, los próximos años Panamá podrá mejorar su desarrollo económico.

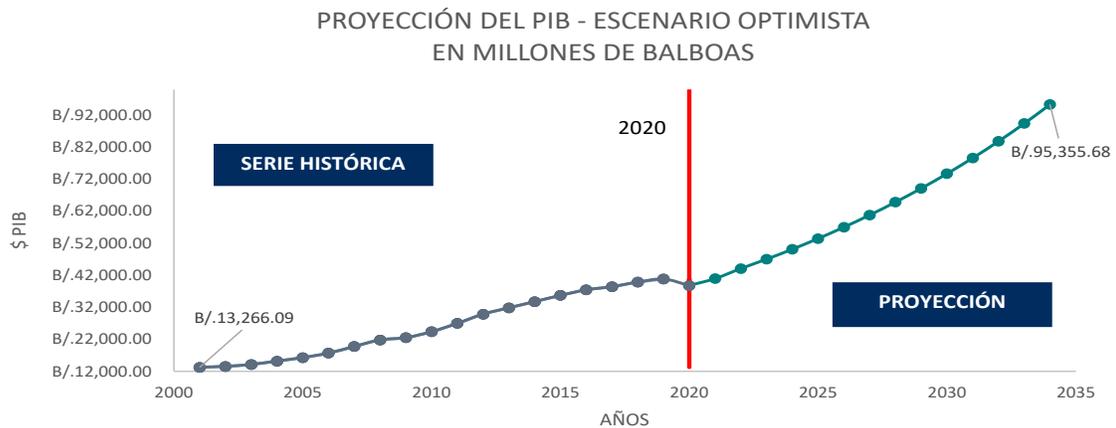


Gráfico 4.3: Proyección del PIB – Escenario Optimista.

ESCENARIO OPTIMISTA			
AÑO	PIB - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2020	B/.	38,816.13	-4.97%
2021	B/.	40,962.23	5.53%
2022	B/.	44,100.72	7.66%
2023	B/.	47,027.79	6.64%
2024	B/.	50,149.15	6.64%
2025	B/.	53,477.78	6.64%
2026	B/.	57,027.22	6.64%
2027	B/.	60,812.23	6.64%
2028	B/.	64,848.42	6.64%
2029	B/.	69,152.43	6.64%
2030	B/.	73,741.97	6.64%
2031	B/.	78,636.41	6.64%
2032	B/.	83,855.53	6.64%
2033	B/.	89,420.95	6.64%
2034	B/.	95,355.68	6.64%

Tabla 4. 4: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario Optimista.

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 ME-SIProDe, 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.

ESCENARIO MODERADO			
AÑO	PIBCOM - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2001	B/.	3,111.49	
2002	B/.	3,088.66	-0.73%
2003	B/.	3,105.27	0.54%
2004	B/.	3,426.61	10.35%
2005	B/.	3,832.17	11.84%
2006	B/.	4,260.44	11.18%
2007	B/.	4,666.16	9.52%
2008	B/.	5,074.18	8.74%
2009	B/.	4,936.97	-2.70%
2010	B/.	5,691.46	15.28%
2011	B/.	6,442.00	13.19%
2012	B/.	6,994.10	8.57%
2013	B/.	7,266.46	3.89%
2014	B/.	7,266.40	0.00%
2015	B/.	7,609.57	4.72%
2016	B/.	7,875.80	3.50%
2017	B/.	7,212.72	-8.42%
2018	B/.	7,469.61	3.56%
2019	B/.	7,875.89	5.44%

Tabla 4. 5: Registros históricos del PIBCOM.

Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Moderado.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4.4), en el escenario moderado, se utilizó un modelo de tendencia determinística, en este, nosotros le indicamos la tendencia

mensual de incremento. Esta tendencia al igual que para el PIB fue de 4.6%, en base a estimaciones de CEPAL y FMI, ver Tabla 4. 6.

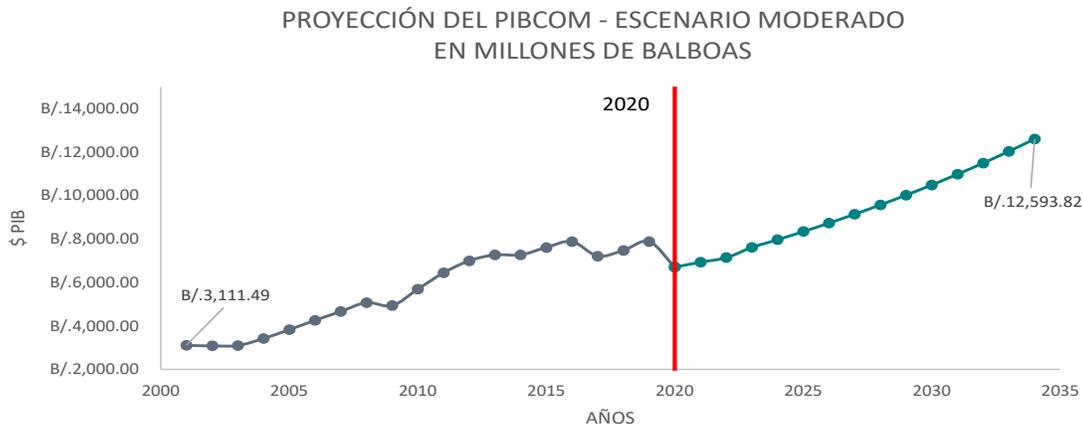


Gráfico 4.4: Proyección del PIB Comercial – Escenario Moderado.

ESCENARIO MODERADO			
AÑO	PIBCOM - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2020	B/.	6,709.46	-14.81%
2021	B/.	6,936.84	3.39%
2022	B/.	7,143.43	2.98%
2023	B/.	7,613.51	6.58%
2024	B/.	7,969.94	4.68%
2025	B/.	8,343.06	4.68%
2026	B/.	8,733.63	4.68%
2027	B/.	9,142.50	4.68%
2028	B/.	9,570.55	4.68%
2029	B/.	10,018.59	4.68%
2030	B/.	10,487.62	4.68%
2031	B/.	10,978.61	4.68%
2032	B/.	11,492.57	4.68%
2033	B/.	12,030.59	4.68%
2034	B/.	12,593.82	4.68%

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

Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Pesimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4.5), en el escenario pesimista, se utilizó un modelo tendencial, el cual, dio como resultado

un incremento anual del 2.54%, alcanzando un valor de B/.9,521.32. , ver Tabla 4. 7.

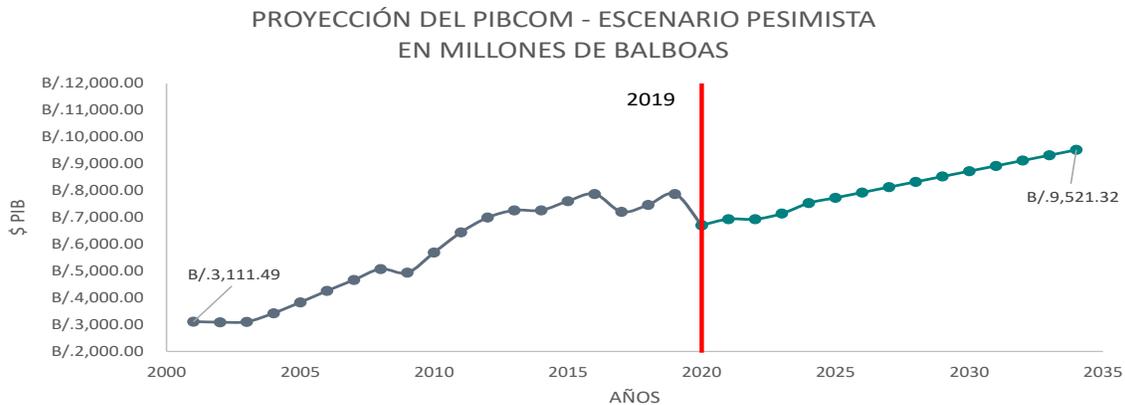


Gráfico 4.5: Proyección del PIB Comercial– Escenario Pesimista.

ESCENARIO PESIMISTA			
AÑO	PIBCOM - EN		INCREMENTO ANUAL
	MILLONES DE BALBOA		
2020	B/.	6,709.46	-14.81%
2021	B/.	6,936.84	3.39%
2022	B/.	6,932.37	-0.06%
2023	B/.	7,143.43	3.04%
2024	B/.	7,534.09	5.47%
2025	B/.	7,732.92	2.64%
2026	B/.	7,931.52	2.57%
2027	B/.	8,130.36	2.51%
2028	B/.	8,328.97	2.44%
2029	B/.	8,527.79	2.39%
2030	B/.	8,726.42	2.33%
2031	B/.	8,925.22	2.28%
2032	B/.	9,123.87	2.23%
2033	B/.	9,322.65	2.18%
2034	B/.	9,521.32	2.13%

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

Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Optimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4.6), 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 logarítmico. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 5.43%, ver Tabla 4. 8. Alcanzando un valor de B/. 14,067.73.

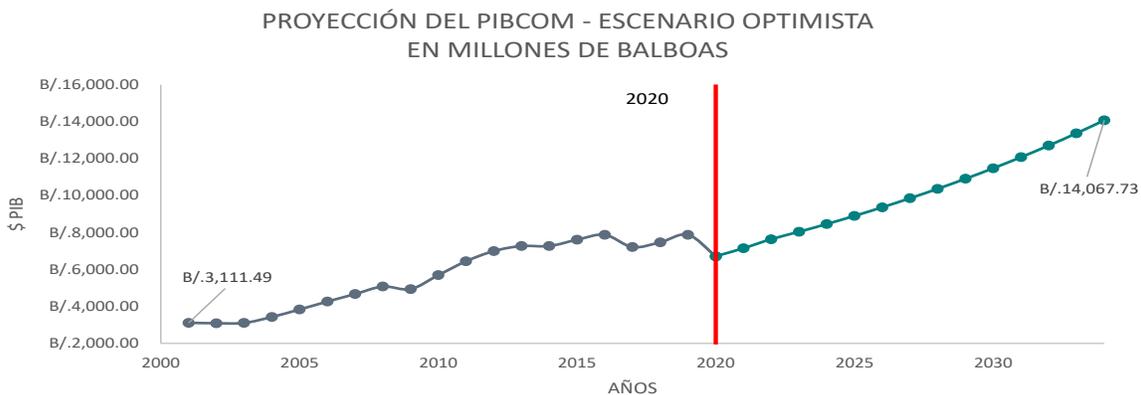


Gráfico 4.6: Proyección del PIB Comercial– Escenario Optimista.

ESCENARIO OPTIMISTA			
AÑO	PIBCOM - EN		INCREMENTO ANUAL
	MILLONES DE BALBOA		
2020	B/.	6,709.46	-14.81%
2021	B/.	7,143.43	6.47%
2022	B/.	7,634.99	6.88%
2023	B/.	8,033.95	5.23%
2024	B/.	8,453.64	5.22%
2025	B/.	8,895.34	5.22%
2026	B/.	9,360.14	5.23%
2027	B/.	9,849.15	5.22%
2028	B/.	10,363.67	5.22%
2029	B/.	10,905.15	5.22%
2030	B/.	11,474.98	5.23%
2031	B/.	12,074.49	5.22%
2032	B/.	12,705.30	5.22%
2033	B/.	13,369.15	5.22%
2034	B/.	14,067.73	5.23%

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

Producto Interno Bruto Industrial (PIBIND)

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

dólares), véase Tabla 4. 9. Para utilizar estos valores en el ME-SIProDe, 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.

AÑO	PIBIND - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2001	B/.	1,355.55	
2002	B/.	1,319.66	-2.65%
2003	B/.	1,298.21	-1.63%
2004	B/.	1,332.38	2.63%
2005	B/.	1,356.18	1.79%
2006	B/.	1,408.59	3.86%
2007	B/.	1,492.76	5.98%
2008	B/.	1,547.58	3.67%
2009	B/.	1,542.47	-0.33%
2010	B/.	1,553.54	0.72%
2011	B/.	1,603.95	3.24%
2012	B/.	1,662.36	3.64%
2013	B/.	1,699.73	2.25%
2014	B/.	1,956.69	15.12%
2015	B/.	1,930.42	-1.34%
2016	B/.	1,876.81	-2.78%
2017	B/.	2,131.21	13.55%
2018	B/.	2,146.17	0.70%
2019	B/.	2,176.18	1.40%

Tabla 4. 9: Registros históricos del PIBIND.

Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Moderado.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4.7), en el escenario moderado, se utilizó un modelo de tendencia determinística. Con este se

obtuvo, una tasa de incremento interanual de 2.65%, ver Tabla 4. 10. Alcanzando un valor de B/. 2,860.43.

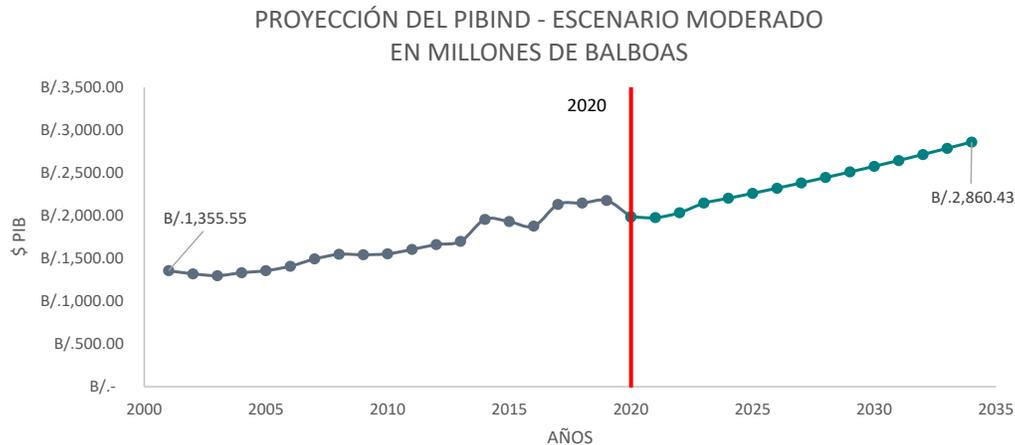


Gráfico 4.7: Proyección del PIBIND – Escenario Moderado.

ESCENARIO MODERADO			
AÑO	PIBIND - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2020	B/.	1,986.03	-8.74%
2021	B/.	1,975.75	-0.52%
2022	B/.	2,034.62	2.98%
2023	B/.	2,145.60	5.45%
2024	B/.	2,202.42	2.65%
2025	B/.	2,260.81	2.65%
2026	B/.	2,320.65	2.65%
2027	B/.	2,382.18	2.65%
2028	B/.	2,445.28	2.65%
2029	B/.	2,510.01	2.65%
2030	B/.	2,576.44	2.65%
2031	B/.	2,644.63	2.65%
2032	B/.	2,714.77	2.65%
2033	B/.	2,786.70	2.65%
2034	B/.	2,860.43	2.65%

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

Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Pesimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4.8), en el escenario Pesimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística. Con este se

obtuvo, una tasa de incremento interanual de 1.78 %, ver Tabla 4. 11. Alcanzando un valor de B/. 2,540.37.

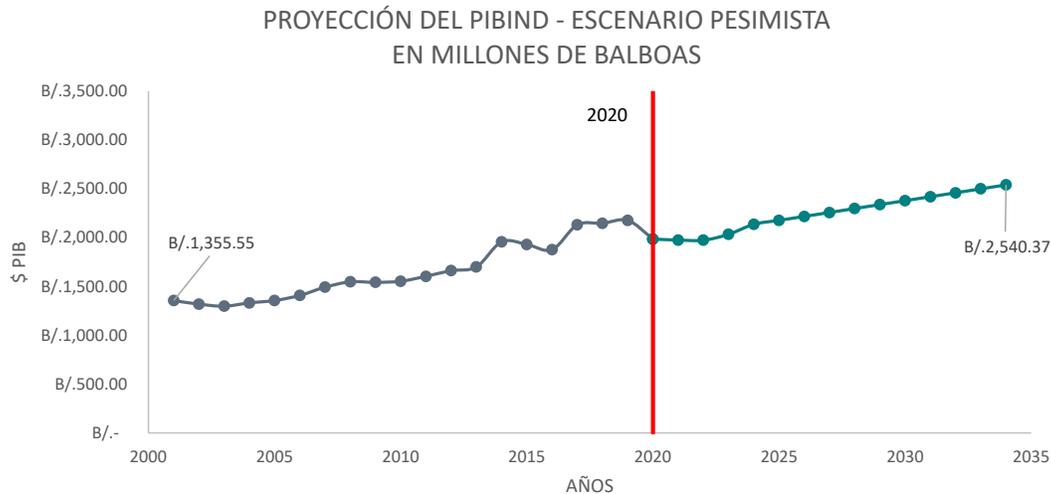


Gráfico 4.8: Proyección del PIBIND – Escenario Pesimista.

ESCENARIO PESIMISTA			
AÑO	PIBIND - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2020	B/.	1,986.03	-8.74%
2021	B/.	1,975.75	-0.52%
2022	B/.	1,974.42	-0.07%
2023	B/.	2,034.62	3.05%
2024	B/.	2,137.19	5.04%
2025	B/.	2,177.41	1.88%
2026	B/.	2,217.84	1.86%
2027	B/.	2,258.04	1.81%
2028	B/.	2,298.48	1.79%
2029	B/.	2,338.69	1.75%
2030	B/.	2,379.11	1.73%
2031	B/.	2,419.34	1.69%
2032	B/.	2,459.74	1.67%
2033	B/.	2,499.99	1.64%
2034	B/.	2,540.37	1.62%

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

Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Optimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4.9), 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 logarítmico. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 4.66%, ver Tabla 4. 12. Alcanzando un valor de B/. 3,755.07.

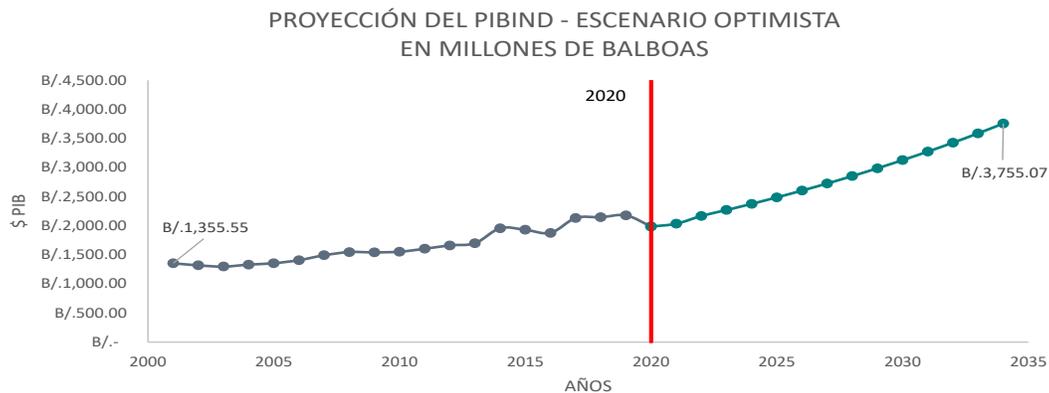


Gráfico 4.9: Proyección del PIBIND – Escenario Optimista.

ESCENARIO OPTIMISTA			
AÑO	PIBIND - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2020	B/.	1,986.03	-8.74%
2021	B/.	2,034.62	2.45%
2022	B/.	2,168.56	6.58%
2023	B/.	2,270.09	4.68%
2024	B/.	2,376.37	4.68%
2025	B/.	2,487.63	4.68%
2026	B/.	2,604.09	4.68%
2027	B/.	2,725.99	4.68%
2028	B/.	2,853.66	4.68%
2029	B/.	2,987.22	4.68%
2030	B/.	3,127.06	4.68%
2031	B/.	3,273.49	4.68%
2032	B/.	3,426.73	4.68%
2033	B/.	3,587.16	4.68%
2034	B/.	3,755.07	4.68%

Tabla 4. 12: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Optimista.

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, véase Tabla 4.13.

AÑO	IMAE	INCREMENTO ANUAL
2001	123.15	
2002	123.74	0.48%
2003	128.51	3.85%
2004	137.66	7.12%
2005	145.83	5.94%
2006	158.02	8.36%
2007	173.43	9.75%
2008	190.97	10.11%
2009	193.93	1.55%
2010	205.81	6.13%
2011	223.57	8.63%
2012	245.16	9.66%
2013	265.70	8.37%
2014	278.57	4.84%
2015	290.23	4.19%
2016	302.89	4.36%
2017	318.63	5.20%
2018	328.92	3.23%
2019	340.90	3.64%

Tabla 4. 13: Registros históricos del IMAE.

Proyección del IMAE– Escenario Moderado.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4.10), en el escenario moderado, se utilizó un modelo de tendencia determinística. Con este se

obtuvo, una tasa de incremento interanual de 4.68%, ver Tabla 4. 14. Para el 2034, se obtuvo un valor de 608.10.

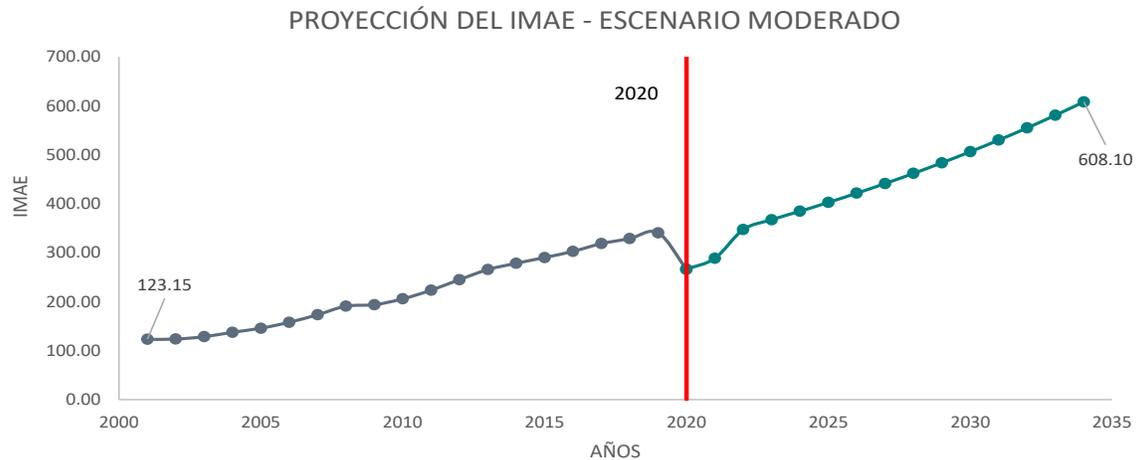


Gráfico 4.10: Proyección del IMAE – Escenario Moderado.

ESCENARIO MODERADO		
AÑO	IMAIE	INCREMENTO ANUAL
2020	266.29	-21.89%
2021	288.73	8.43%
2022	347.34	20.30%
2023	367.62	5.84%
2024	384.84	4.68%
2025	402.85	4.68%
2026	421.71	4.68%
2027	441.46	4.68%
2028	462.12	4.68%
2029	483.76	4.68%
2030	506.40	4.68%
2031	530.11	4.68%
2032	554.93	4.68%
2033	580.91	4.68%
2034	608.10	4.68%

Tabla 4. 14: IMAE– Escenario Moderado.

Proyección del IMAE – Escenario Pesimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4.11), en el escenario pesimista, se utilizó un modelo de tendencia determinístico. Con este se

obtuvo una tasa de incremento interanual de 2.46%, ver Tabla 4. 15. Para el 2034, se obtuvo un valor de 471.18.

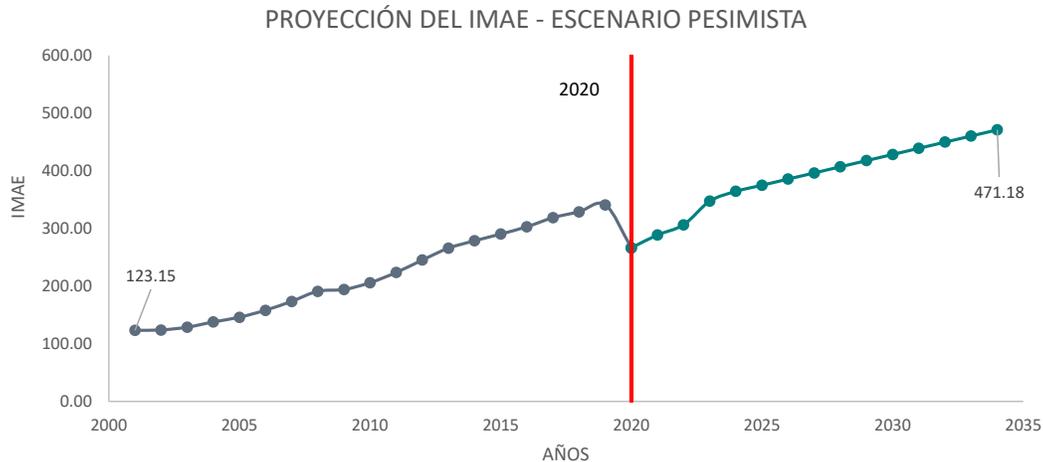


Gráfico 4.11: Proyección del IMAE – Escenario Pesimista.

ESCENARIO PESIMISTA		
AÑO	IMAIE	INCREMENTO ANUAL
2020	266.29	-21.89%
2021	288.73	8.43%
2022	306.41	6.12%
2023	347.34	13.36%
2024	364.38	4.91%
2025	375.06	2.93%
2026	385.74	2.85%
2027	396.42	2.77%
2028	407.10	2.69%
2029	417.78	2.62%
2030	428.46	2.56%
2031	439.14	2.49%
2032	449.82	2.43%
2033	460.50	2.37%
2034	471.18	2.32%

Tabla 4. 15: IMAE – Escenario Pesimista.

Proyección del IMAE– Escenario Optimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4.12), 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 logarítmico. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 5.78%, ver Tabla 4. 16. Para el 2034, se obtuvo un valor de 721.42.

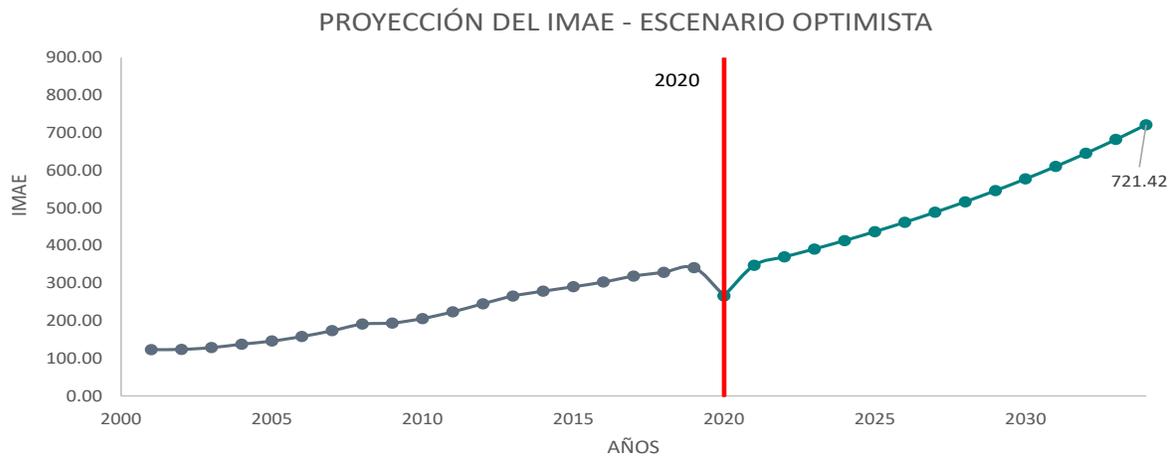


Gráfico 4.12: Proyección del IMAE – Escenario Optimista.

ESCENARIO OPTIMISTA		
AÑO	IMA E	INCREMENTO ANUAL
2020	266.29	-21.89%
2021	347.34	30.43%
2022	369.63	6.42%
2023	390.81	5.73%
2024	413.20	5.73%
2025	436.88	5.73%
2026	461.93	5.73%
2027	488.42	5.73%
2028	516.41	5.73%
2029	546.00	5.73%
2030	577.30	5.73%
2031	610.38	5.73%
2032	645.35	5.73%
2033	682.33	5.73%
2034	721.42	5.73%

Tabla 4. 16: IMAE – Escenario Optimista.

PRONÓSTICOS DE DEMANDA - DISTRIBUIDORAS

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

- Consumo Residencial
- Consumo Comercial
- Consumo Industrial
- Consumo de Gobierno
- Consumo de Alumbrado Público
- Consumo Otros

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

- Tarifa media Real de la Distribuidora
- Pérdidas Técnicas
- Perdidas No Técnicas

En los apartados a continuación se presentarán los modelos considerados

para la demanda de EDECHI, EDEMET y ENSA. 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.

Además, cabe destacar que, en todos los casos, se optó por considerar los efectos de la estacionalidad mediante la inclusión de variables dicotómicas. La razón de ello es que tradicionalmente la demanda de energía se encuentra afectada por los efectos fluctuaciones intra-anales provocados ya sea por, variaciones de clima y temperatura (asociadas al transcurso de las estaciones), el cambio en las pautas de consumo de los agentes durante los meses de vacaciones, y/u otras razones institucionales.

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

Consumo Residencial

Para el consumo residencial de EDECHI se ensayaron múltiples especificaciones, exhibiendo la mayoría un correcto ajuste (elevado R^2 ; significatividad global e individual de los coeficientes, y signos en el sentido esperado).

Las dos mejores resultaron ser el modelo n°32 que contempla el

crecimiento económico y el n°44 conocido como Modelo de Ajuste Parcial.

Pero seleccionamos el n°32 dado a que dio un valor de R^2 más elevado lo que nos indica un mejor ajuste del modelo, véase Tabla 4. 17.

Variable Dependiente: CRES

Estadístico - F = 255.997469243744
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.94146436479525
 R-Squared Ajustado = 0.937786733264061

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
PIB	8.475	0.154	54.955	0
c	-116.58	519.419	-0.224	0.822
@seas(2)	-1884.155	490.945	-3.837	0
@seas(3)	-1457.121	492.435	-2.959	0.003
@seas(4)	112.417	490.956	0.228	0.819
@seas(5)	-835.435	491.163	-1.7	0.09
@seas(6)	-1983.584	491.642	-4.034	0
@seas(7)	-1422.271	491.038	-2.896	0.004
@seas(8)	-2697.763	492.023	-5.483	0
@seas(9)	-2707.814	491.449	-5.509	0
@seas(10)	-3347.128	493.257	-6.785	0
@seas(11)	-2578.261	491.484	-5.245	0
@seas(12)	-1885.306	491.953	-3.832	0

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 1384.97858320171
 Mean Absolute Error: 1061.58129698118
 Mean Absolute Percent Error: 5.19845112103402
 Theil Inequality Coefficient: 0.0325118270189178
 Covariance Proportion: 30851029.861422

Akaike information criterion: 17.4322079570207
 Schwarz information criterion: 17.6436567801579
 Hannan-Quinn information criterion: 17.5177428406646
 Durbin-Watson statistic: 0.857029119994406
 Log-Likelihood: -1765.08521161611

Tabla 4. 17: Modelo EDECHI: Consumo Residencial.

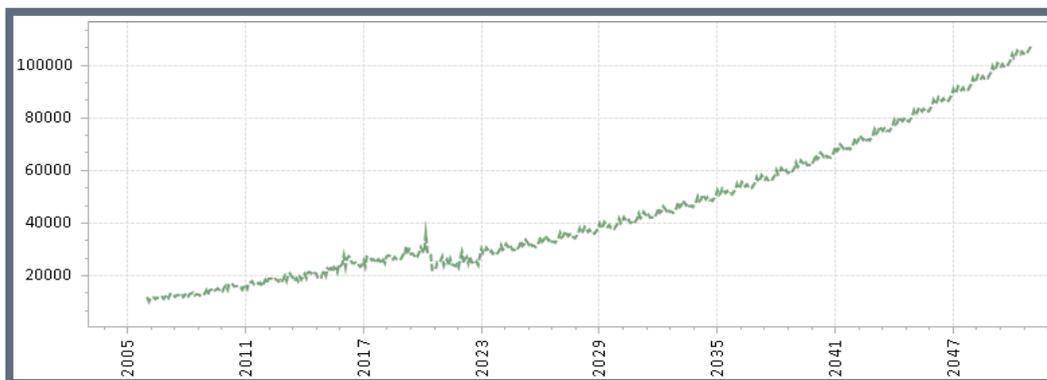


Gráfico 4.13: Proyección EDECHI: Consumo Residencial.

Consumo Comercial

En primer lugar, para estimar la demanda del sector comercial se utilizó información histórica a partir del año 2001.

Los modelos más adecuados resultaron ser el n°32 de Ajuste Parcial y el n°42 de Ajuste Parcial con evolución de precios (contemplada a través de la proyección de la tarifa media real).

Finalmente, basándose en los mismos criterios estadísticos analizados en el modelo residencial, y en el hecho de que no se tiene seguridad de cómo será el comportamiento de la tarifa media real a futuro, se terminó optando por el modelo n°32, véase Tabla 4. 18.

Variable Dependiente: CCOM				
Estadístico - F =		45.5209194609475		
Probabilidad Estadístico - F =		0.00000000000000000000		
R-Squared =		0.685168172328091		
R-Squared Ajustado =		0.670116451483218		
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	2691.149	1067.183	2.521	0.012
PIBCOM	37.167	1.596	23.274	0
@seas (2)	-501.832	1109.476	-0.452	0.651
@seas (3)	-1890.747	1111.468	-1.701	0.09
@seas (4)	-308.026	1109.491	-0.277	0.781
@seas (5)	-571.905	1109.801	-0.515	0.606
@seas (6)	-1935.549	1110.235	-1.743	0.082
@seas (7)	-1184.072	1109.96	-1.066	0.287
@seas (8)	-2069.234	1111.723	-1.861	0.063
@seas (9)	-1790.038	1110.84	-1.611	0.108
@seas (10)	-3116.925	1116.197	-2.792	0.005
@seas (11)	-2294.055	1112.204	-2.062	0.04
@seas (12)	-1014.72	1113.263	-0.911	0.362
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:		3587.96644870764		
Mean Absolute Error:		3154.45724201561		
Mean Absolute Percent Error:		17.6312889655275		
Theil Inequality Coefficient:		0.0889671193404821		
Covariance Proportion:		28016591.4279241		
Akaike information criterion:		19.3070436592174		
Schwarz information criterion:		19.4831320620239		
Hannan-Quinn information criterion:		19.3778013341603		
Durbin-Watson statistic:		0.312506901950878		
Log-Likelihood:		-2535.5297630167		

Tabla 4. 18: Modelo EDECHI: Consumo Comercial.

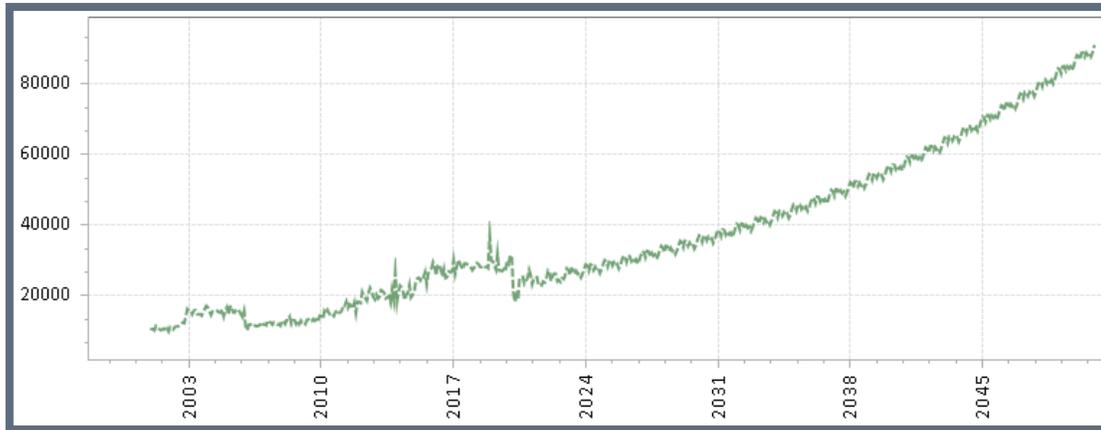


Gráfico 4.14: Proyección EDECHI: Consumo Comercial.

Consumo Industrial

Ninguna de las especificaciones econométricas disponibles en el programa permitió un buen ajuste en la modelización del consumo industrial de EDECHI. Se terminó optando por

utilizar el modelo nº35 autorregresivo (se descartaron los primeros años por la volatilidad de la serie), véase Tabla 4. 19.

```

Variable Dependiente: CIND

          Estadístico - F =      3.86032401904853
Probabilidad Estadístico - F =  0.00002943179238336410
          R-Squared =          0.205589003086422
R-Squared Ajustado =          0.152331332902271
    
```

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	2860.846	290	9.864	0
@seas(2)	0.343	0.059	5.821	0
@seas(3)	-151.52	171.109	-0.885	0.377
@seas(4)	-44.708	170.61	-0.262	0.793
@seas(5)	55.377	170.562	0.324	0.745
@seas(6)	-152.554	170.92	-0.892	0.373
@seas(7)	-180.754	172.206	-1.049	0.295
@seas(8)	-118.999	170.742	-0.696	0.486
@seas(9)	-69.609	170.526	-0.408	0.683
@seas(10)	-110.3	170.532	-0.646	0.518
@seas(11)	-47.079	170.668	-0.275	0.782
@seas(12)	-219.887	171.229	-1.284	0.2
CIND(-12)	-84.235	170.598	-0.493	0.622

```

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error:      486.78109110247
Mean Absolute Error:          323.805655084357
Mean Absolute Percent Error:  7.55114822547576
Theil Inequality Coefficient:  0.0568510718013633
Covariance Proportion:        33037.6205591764

Akaike information criterion:  15.2603901913691
Schwarz information criterion:  15.4809497738502
Hannan-Quinn information criterion: 15.3497184385393
Durbin-Watson statistic:       1.63296192984725
Log-Likelihood:                -1451.99745837143
    
```

Tabla 4. 19: Modelo EDECHI: Consumo Industrial.

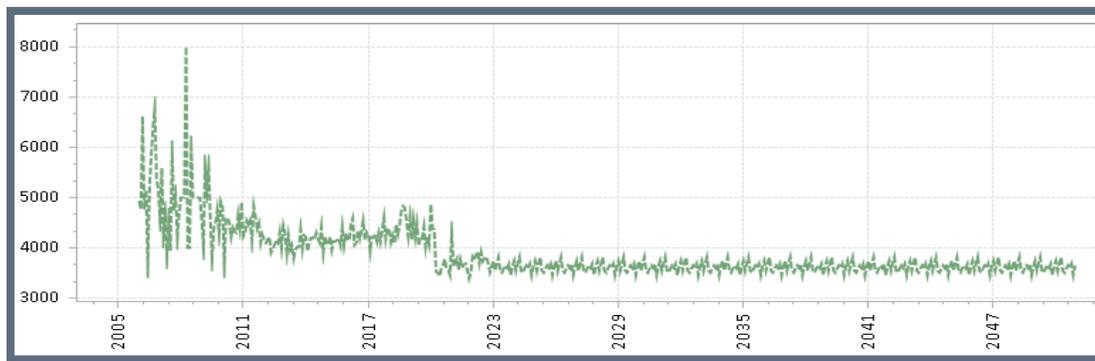


Gráfico 4.15: Proyección EDECHI: Consumo Industrial.

Consumo del Gobierno

Para la proyección del consumo del sector gobierno se encontró como mejor especificación el modelo n°41 el cual contempla el producto interno bruto, véase Tabla 4. 20.

Además, cabe destacar que se utilizaron los datos a partir del 2006 debido a su elevada volatilidad.

Variable Dependiente: COGB				
Estadístico - F =	89.3216010617712			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.848755904005007			
R-Squared Ajustado =	0.839253657136211			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	1.219	0.232	5.252	0
LOG(PIB)	0.94	0.029	31.783	0
@seas(2)	-0.04	0.039	-1.034	0.302
@seas(3)	-0.009	0.039	-0.229	0.818
@seas(4)	0.121	0.039	3.092	0.002
@seas(5)	0.095	0.039	2.436	0.015
@seas(6)	0.084	0.039	2.157	0.032
@seas(7)	0.126	0.039	3.224	0.001
@seas(8)	0.065	0.039	1.658	0.098
@seas(9)	0.083	0.039	2.115	0.035
@seas(10)	0.072	0.039	1.85	0.065
@seas(11)	0.033	0.039	0.865	0.387
@seas(12)	0.014	0.039	0.356	0.721
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	698.054342015672			
Mean Absolute Error:	550.570643610689			
Mean Absolute Percent Error:	9.13863817682718			
Theil Inequality Coefficient:	0.0568388943903315			
Covariance Proportion:	2191047.52661017			
Akaike information criterion:	-1.43829174316975			
Schwarz information criterion:	-1.22684292003262			
Hannan-Quinn information criterion:	-1.35275685952597			
Durbin-Watson statistic:	0.399256676590388			
Log-Likelihood:	159.705757803314			

Tabla 4. 20: Modelo EDECHI: Consumo Gobierno.

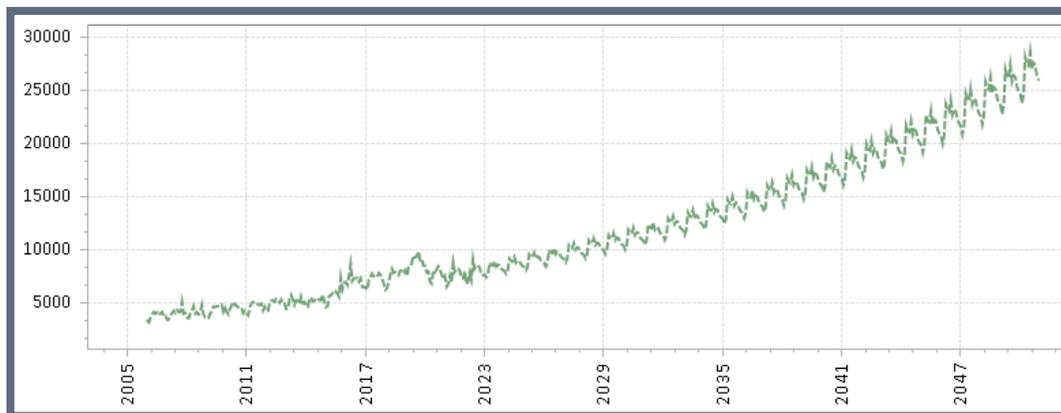


Gráfico 4.16: Proyección EDECHI: Consumo Gobierno.

Consumo de Alumbrado

Para el consumo del alumbrado público, las mejores especificaciones resultaron ser, la n°32 que considera una tendencia determinística y el n°14 de ajuste parcial. En base a los valores de los estadísticos de ajuste y la capacidad

de predicción se eligió al n°32 para el escenario medio, véase Gráfico 4.17. Además, cabe destacar que se utilizaron los datos a partir del 2006 debido a su elevada volatilidad.

Variable Dependiente: CALP				
Estadístico - F =		91.0142148029293		
Probabilidad Estadístico - F =		0.00000000000000000000		
R-Squared =		0.85114995361567		
R-Squared Ajustado =		0.841798118240738		
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	-96.855	93.514	-1.035	0.301
PIB	0.898	0.027	32.372	0
@seas (2)	215.002	88.388	2.432	0.015
@seas (3)	12.064	88.656	0.136	0.891
@seas (4)	263.448	88.39	2.98	0.003
@seas (5)	137.186	88.427	1.551	0.122
@seas (6)	180.901	88.514	2.043	0.042
@seas (7)	254.195	88.405	2.875	0.004
@seas (8)	192.725	88.582	2.175	0.03
@seas (9)	124.516	88.479	1.407	0.16
@seas (10)	21.129	88.804	0.237	0.812
@seas (11)	217.036	88.485	2.452	0.015
@seas (12)	352.078	88.569	3.975	0
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:		249.347782530382		
Mean Absolute Error:		197.08110400423		
Mean Absolute Percent Error:		8.13243601407084		
Theil Inequality Coefficient:		0.0494980244792096		
Covariance Proportion:		355523.347292041		
Akaike information criterion:		14.0030253247061		
Schwarz information criterion:		14.2144741478433		
Hannan-Quinn information criterion:		14.08856020835		
Durbin-Watson statistic:		1.57546467915363		
Log-Likelihood:		-1415.30858312003		

Tabla 4. 21: Modelo EDECHI: Consumo Alumbrado.

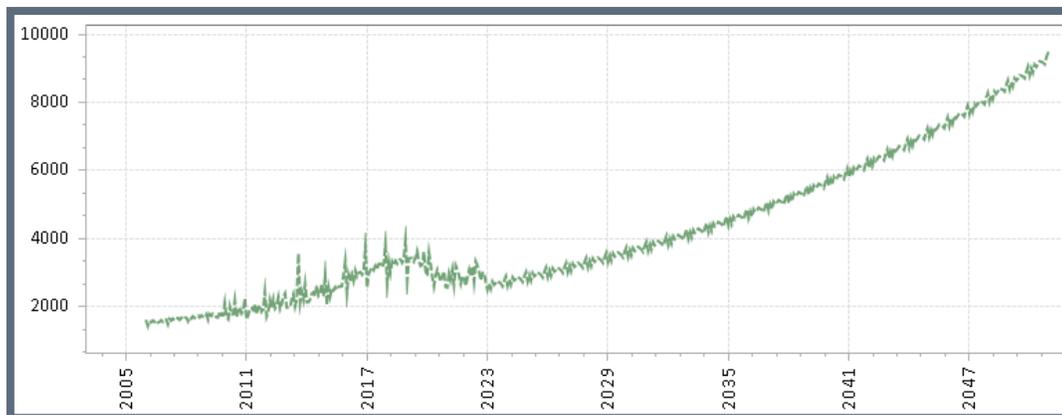


Gráfico 4.17: Proyección EDECHI: Consumo Alumbrado.

Consumo Otros

Para el consumo otros, las mejores especificaciones resultaron ser la n° 31, n° 41 y n° 32, estas utilizan el producto interno bruto. Es muy importante conocer que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento del

consumo otros, y que su impacto en el total de la demanda es reducido (representa menos del 0.1%), por ende, se decidió utilizar el n° 31, véase Gráfico 4.18.

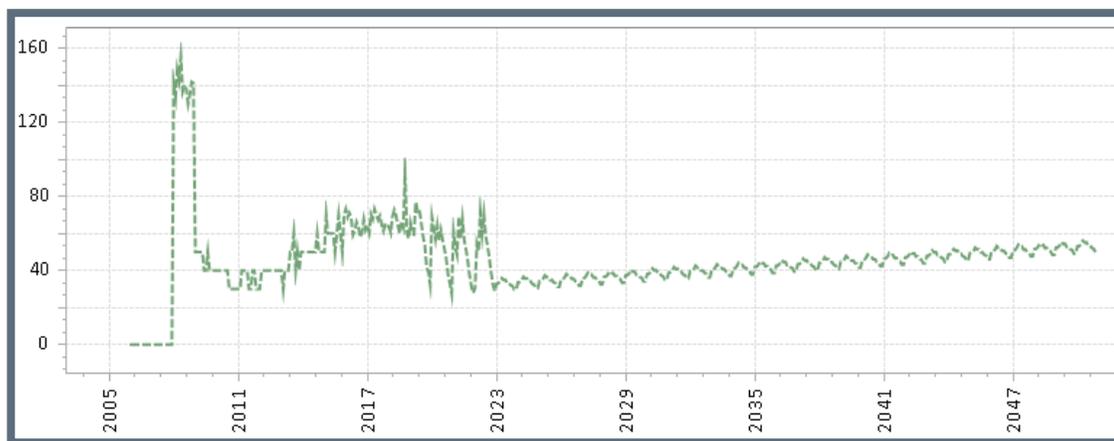


Gráfico 4.18: Proyección EDECHI: Consumo otros.

Tarifa Media Real de la Distribuidora, Pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento de la tarifa media real de la distribuidora, las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas, además, que se observó de que el programa no presentaba un

modelo con una correlación adecuado, se optó por proyectarlas fuera del programa de forma manual, véase Gráfico 4.19, Gráfico 4.20 y Gráfico 4.21.

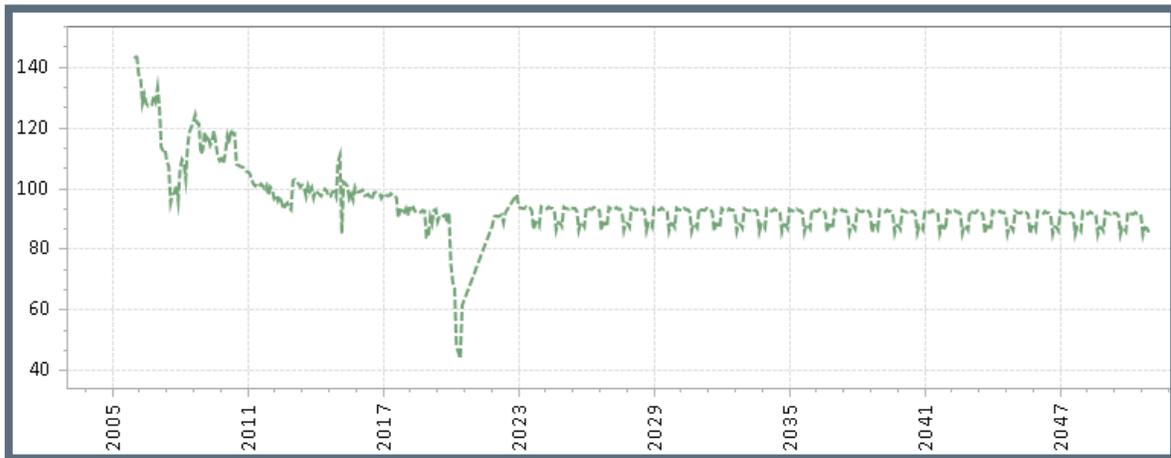


Gráfico 4.19: Proyección EDECHI: TMEDR.

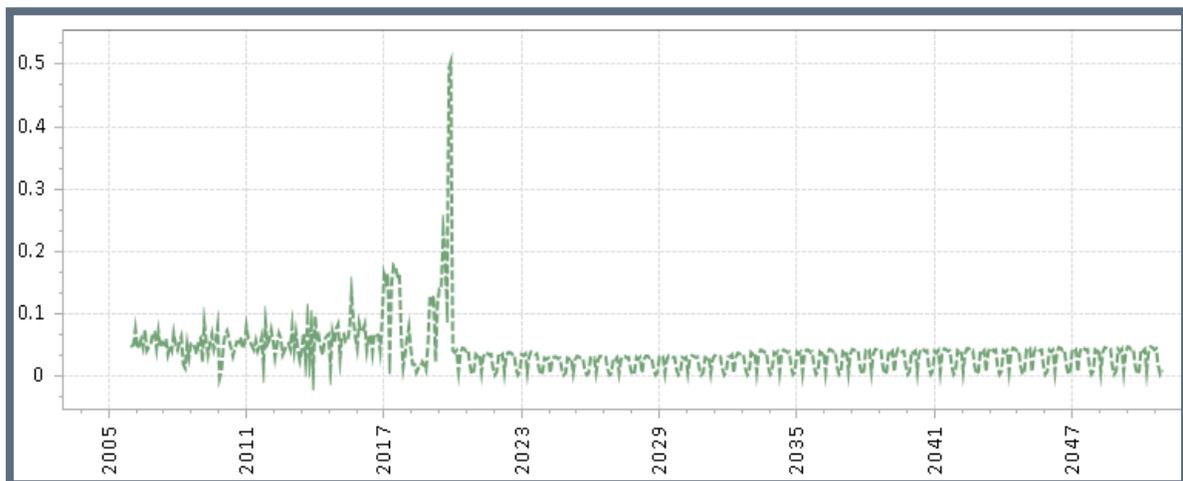


Gráfico 4.20: Proyección EDECHI: Perdidas técnicas.

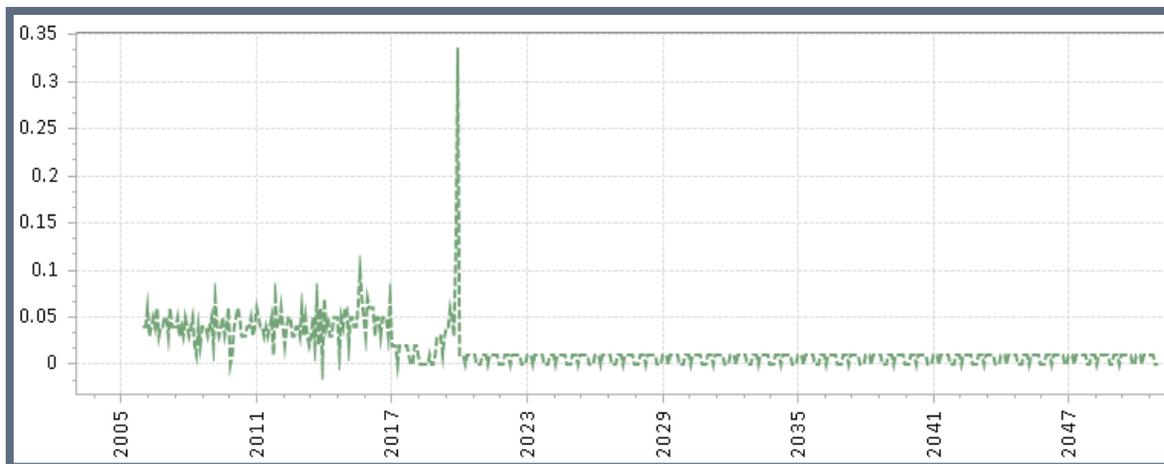


Gráfico 4.21: Proyección EDECHI: Perdidas no técnicas.

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

Consumo Residencial

Al igual que para EDECHI, fue posible hallar múltiples especificaciones que estimen correctamente el consumo residencial. De ellas se eligió la nº13 de ajuste parcial como la mejor dado el elevado R^2 , menor valor en los criterios de información y mayor capacidad

predictiva, véase Tabla 4. 22. Además, cabe destacar que se utilizaron los datos a partir del 2006 debido a su elevada volatilidad.

Variable Dependiente: CRES

```

Estadístico - F =      1890.10414910589
Probabilidad Estadístico - F = 0.000000000000000000000000
R-Squared =          0.949512814968691
R-Squared Ajustado = 0.949010454918628
    
```

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	7.165	0.236	30.286	0
PIB	0.713	0.019	36.232	0
TMEDR	-0.281	0.021	-12.911	0

Indicadores de bondad estadísticos:

```

Root Mean Squared Error: 5567.37178642604
Mean Absolute Error: 4285.72348961602
Mean Absolute Percent Error: 4.53377363864292
Theil Inequality Coefficient: 0.0287380082091032
Covariance Proportion: 481208811.524079

Akaike information criterion: -2.86917128497238
Schwarz information criterion: -2.82037540270996
Hannan-Quinn information criterion: -2.84943246566994
Durbin-Watson statistic: 1.31909602140002
Log-Likelihood: 295.655471067183
    
```

Tabla 4. 22: Modelo EDEMET: Consumo Residencial.

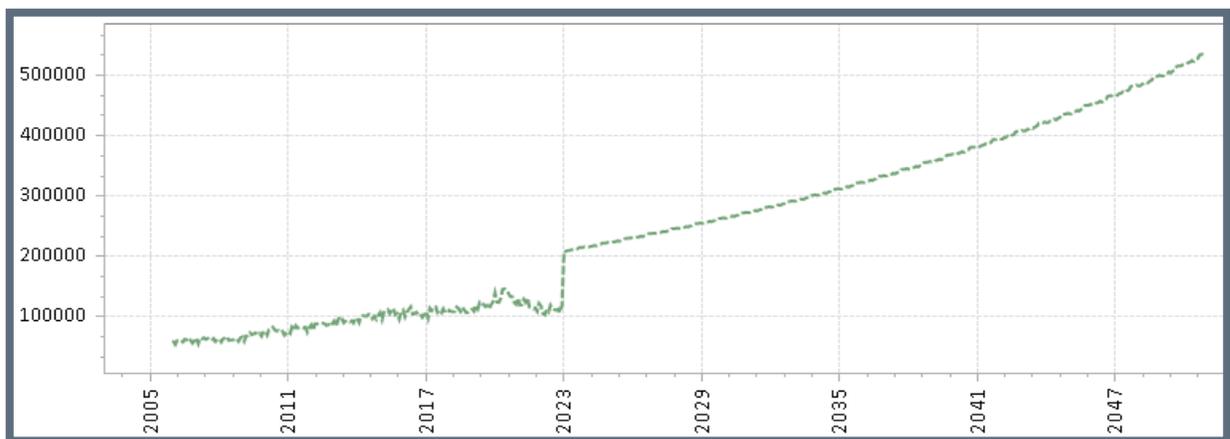


Gráfico 4.22: Proyección EDEMET: Consumo Residencial.

Consumo Comercial

Para estimar la demanda del sector comercial se utilizó información histórica a partir del año 2006. Esto se debe a la volatilidad que presenta la serie en los años previos.

Los dos mejores modelos de acuerdo con los criterios de selección resultaron

ser el n° 31 de Ajuste Parcial y el n° 42 de Ajuste Parcial, pero con efecto preciso. En este caso, la capacidad predictiva del 42 era levemente superior, pero, dado que no se puede saber de forma segura cuál será la evolución de la tarifa media, se optó por seleccionar al n° 31, véase Tabla 4. 23.

```

Variable Dependiente: CCOM

                Estadístico - F =      86.9358572013634
Probabilidad Estadístico - F =      0.000000000000000000000000
                R-Squared =            0.806062334783555
                R-Squared Ajustado =    0.796790414534163
    
```

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	79356.68	3922.919	20.228	0
@seas (2)	-5164.826	5005.882	-1.031	0.303
@seas (3)	1576.115	5005.936	0.314	0.753
@seas (4)	-492.762	5006.026	-0.098	0.921
@seas (5)	643.505	5006.152	0.128	0.897
@seas (6)	-2327.757	5006.314	-0.464	0.642
@seas (7)	-731.121	5006.512	-0.146	0.884
@seas (8)	138.163	5006.746	0.027	0.978
@seas (9)	-2071.889	5007.016	-0.413	0.679
@seas (10)	-185.827	5007.321	-0.037	0.97
@seas (11)	-5397.892	5007.663	-1.077	0.282
@seas (12)	1897.714	5008.041	0.378	0.705
@trend	432.069	13.421	32.191	0

```

Indicadores de bondad estadísticos:

                Root Mean Squared Error:    16188.6392073532
                Mean Absolute Error:        10925.3550337615
                Mean Absolute Percent Error:  7.37567796601389
                Theil Inequality Coefficient: 0.0579803745018238
                Covariance Proportion:       1089248959.00488

                Akaike information criterion: 22.3204918983131
                Schwarz information criterion: 22.4965803011196
                Hannan-Quinn information criterion: 22.391249573256
                Durbin-Watson statistic:      0.232916663395403
                Log-Likelihood:              -2933.30493057733
    
```

Tabla 4. 23: Modelo EDEMET: Consumo Comercial.

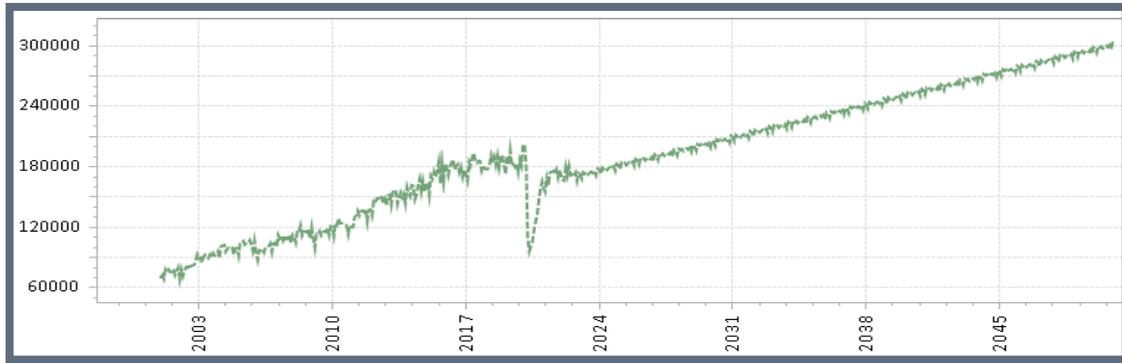


Gráfico 4.23: Proyección EDEMET: Consumo Comercial.

Consumo Industrial

Ninguna de las especificaciones econométricas disponibles en el programa permitió un buen ajuste en la modelización del consumo industrial de EDEMET. Se terminó optando por

utilizar el modelo n° 44 de ajuste parcial (se descartaron los primeros cinco años por la volatilidad de la serie), véase Tabla 4. 24.

Variable Dependiente: CIND				
Estadístico - F =	25.7908683279892			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.633564973447177			
R-Squared Ajustado =	0.608999496806765			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	1.426	0.464	3.068	0.002
LOG(CIND(-12))	0.848	0.048	17.387	0
@seas(2)	-0.003	0.045	-0.067	0.946
@seas(3)	-0.003	0.045	-0.079	0.936
@seas(4)	-0.013	0.045	-0.288	0.773
@seas(5)	0	0.045	-0.011	0.991
@seas(6)	0	0.045	0.02	0.983
@seas(7)	0	0.045	-0.001	0.999
@seas(8)	0	0.045	0	0.999
@seas(9)	-0.002	0.045	-0.044	0.964
@seas(10)	-0.004	0.045	-0.092	0.926
@seas(11)	-0.012	0.045	-0.273	0.785
@seas(12)	-0.001	0.045	-0.042	0.966
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	2778.96093087362			
Mean Absolute Error:	2503.93195412541			
Mean Absolute Percent Error:	20.5129950839012			
Theil Inequality Coefficient:	0.10745370086439			
Covariance Proportion:	317477.137058715			
Akaike information criterion:	-1.18152005062469			
Schwarz information criterion:	-0.960960468143643			
Hannan-Quinn information criterion:	-1.09219180345455			
Durbin-Watson statistic:	0.364756371825818			
Log-Likelihood:	126.42592485997			

Tabla 4. 24: Modelo EDEMET: Consumo Industrial.

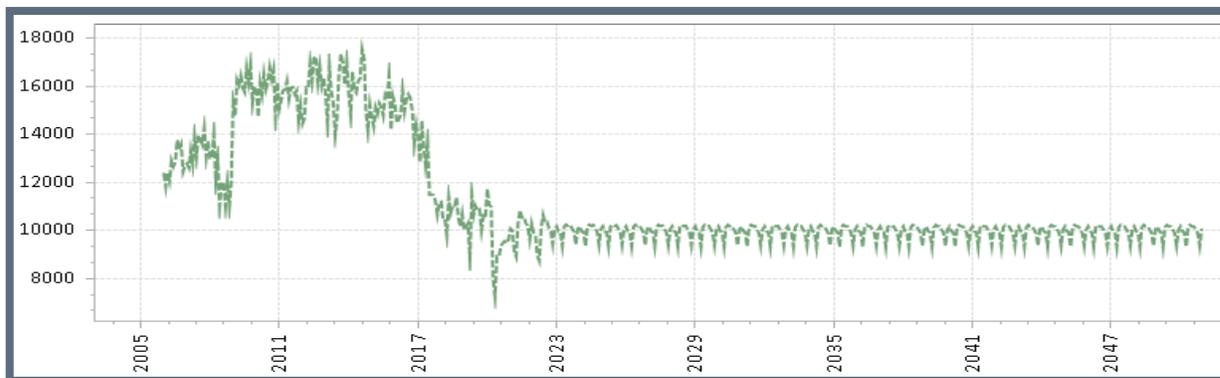


Gráfico 4.24: Proyección EDEMET: Consumo Industrial.

Consumo del Gobierno

El consumo del sector gobierno se estimó a partir del modelo n° 41 que considera al PIB total como variable explicativa, véase Tabla 4. 25.

Variable Dependiente: CGOB				
Estadístico - F =	33.6691400987811			
Probabilidad Estadístico - F =	0.000000000000000000			
R-Squared =	0.679007609133876			
R-Squared Ajustado =	0.658840547927628			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	7.402	0.164	45.079	0
LOG(PIB)	0.385	0.02	18.432	0
@seas(2)	-0.005	0.027	-0.18	0.856
@seas(3)	0.032	0.027	1.155	0.249
@seas(4)	0.094	0.027	3.396	0
@seas(5)	0.101	0.027	3.647	0
@seas(6)	0.089	0.027	3.224	0.001
@seas(7)	0.122	0.027	4.404	0
@seas(8)	0.052	0.027	1.878	0.061
@seas(9)	0.094	0.027	3.402	0
@seas(10)	0.091	0.027	3.293	0.001
@seas(11)	0.033	0.027	1.221	0.223
@seas(12)	0.037	0.027	1.357	0.176
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	2908.01557928756			
Mean Absolute Error:	1856.49082753322			
Mean Absolute Percent Error:	4.97822698641428			
Theil Inequality Coefficient:	0.039817518757916			
Covariance Proportion:	16292630.1821091			
Akaike information criterion:	-2.13164879072846			
Schwarz information criterion:	-1.92019996759133			
Hannan-Quinn information criterion:	-2.04611390708458			
Durbin-Watson statistic:	1.94097542872866			
Log-Likelihood:	230.428176654303			

Tabla 4. 25: Modelo EDEMET: Consumo Gobierno.

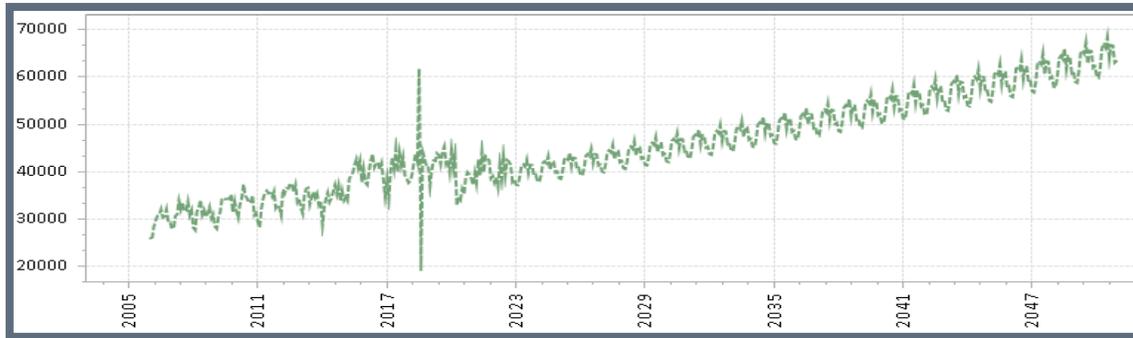


Gráfico 4.25: Proyección EDEMET: Consumo Gobierno.

Consumo de Alumbrado

Para el consumo del alumbrado público, las mejores especificaciones resultaron ser la n° 14 y la n° 32 que consideran una tendencia determinística. En base a los valores de los estadísticos de ajuste y la capacidad de predicción se eligió al

n° 14 para el escenario moderado, véase Tabla 4. 26. Además, cabe destacar que se utilizaron los datos a partir del 2006 debido a su elevada volatilidad.

Variable Dependiente: CALP				
Estadístico - F =	1062.99221551072			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.848362984503814			
R-Squared Ajustado =	0.847564894948571			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	0.92	0.242	3.789	0
CALP(-12)	0.899	0.027	32.603	0
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	992.985523036416			
Mean Absolute Error:	788.855509906596			
Mean Absolute Percent Error:	11.1138831251639			
Theil Inequality Coefficient:	0.0682663400928298			
Covariance Proportion:	1800686.96766603			
Akaike information criterion:	-1.69066580954992			
Schwarz information criterion:	-1.6567335660913			
Hannan-Quinn information criterion:	-1.67692300229298			
Durbin-Watson statistic:	1.78095950568094			
Log-Likelihood:	164.303917716792			

Tabla 4. 26: Modelo EDEMET: Consumo Alumbrado.

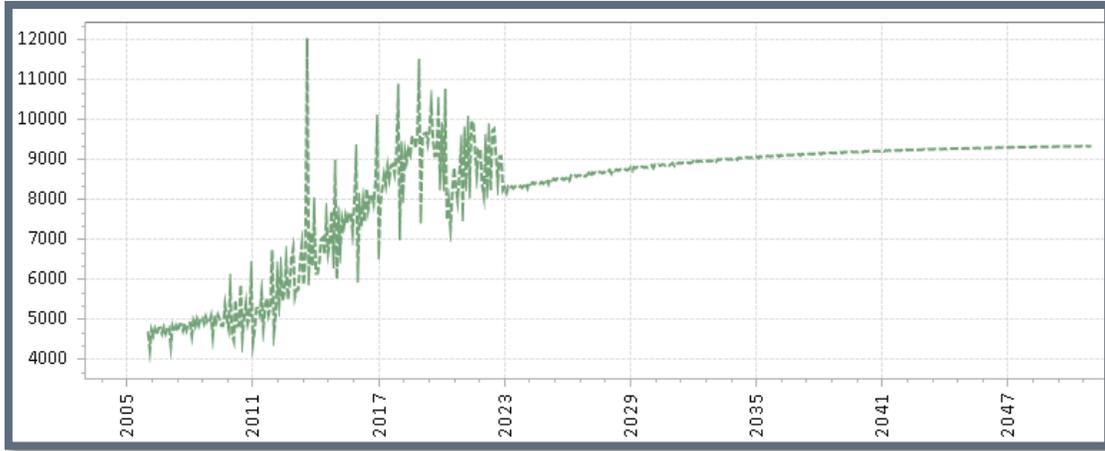


Gráfico 4.26: Proyección EDEMET: Consumo Alumbrado.

Consumo Otros

Para el consumo otros, la mejor especificación resultó ser la n° 35, esta utiliza el producto interno bruto. Es muy importante conocer que no se posee certeza sobre cuál será el

comportamiento del consumo otros, y que su impacto en el total de la demanda es reducido (representa menos del 0.1%), véase Gráfico 4.27.

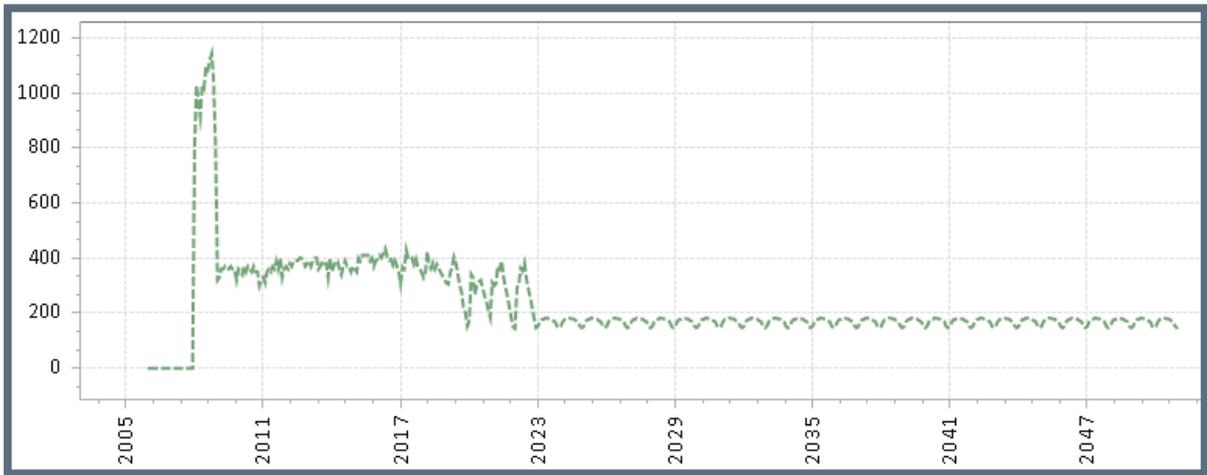


Gráfico 4.27: Proyección EDEMET: Consumo otros.

Tarifa Media Real de la Distribuidora, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento de la tarifa media real de la distribuidora, las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas, además, que se observó de que el programa no presentaba un

modelo con una correlación adecuado, se optó por proyectarlas fuera del programa de forma manual, véase Gráfico 4.28, Gráfico 4.29 y Gráfico 4.30.

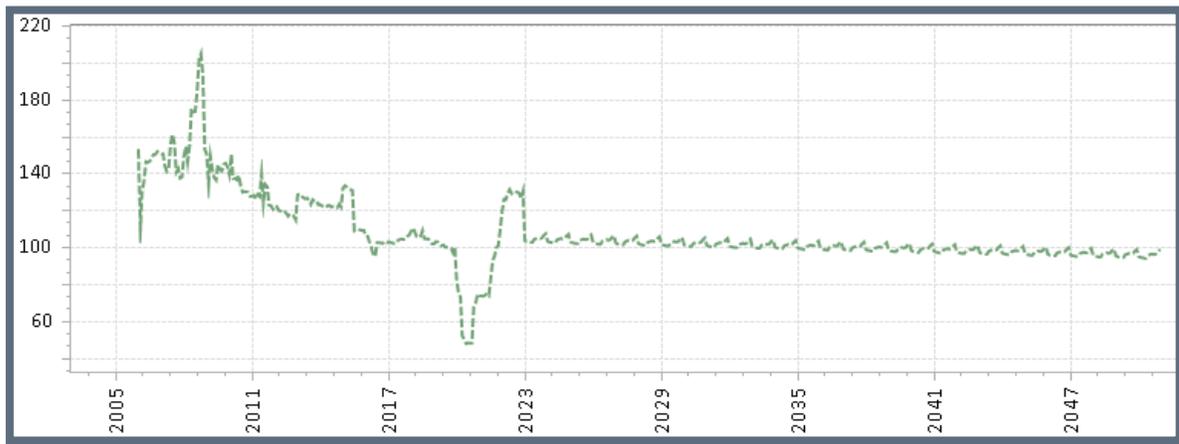


Gráfico 4.28: Proyección EDEMET: TMEDR.

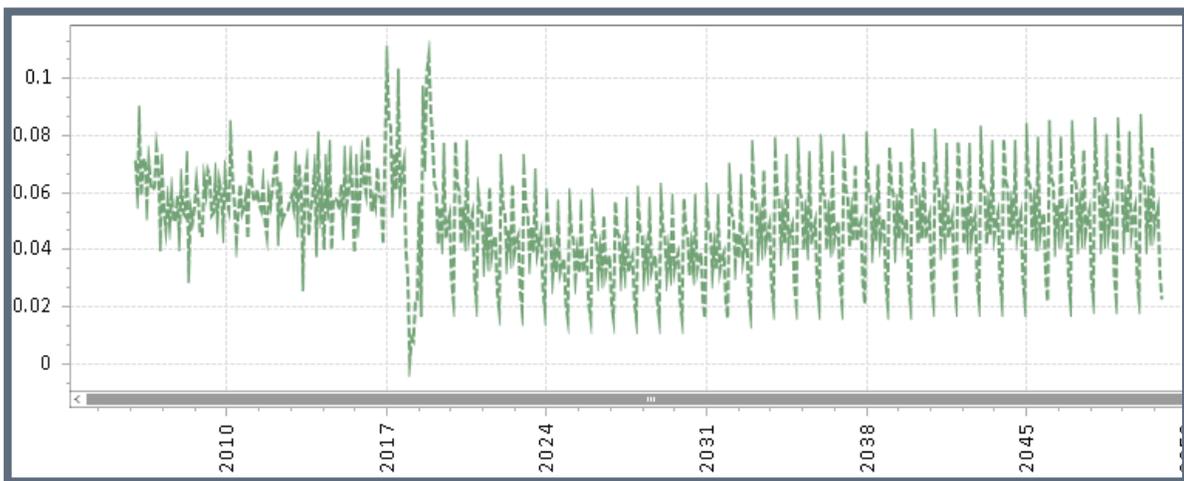


Gráfico 4.29: Proyección EDEMET: Perdidas técnicas.

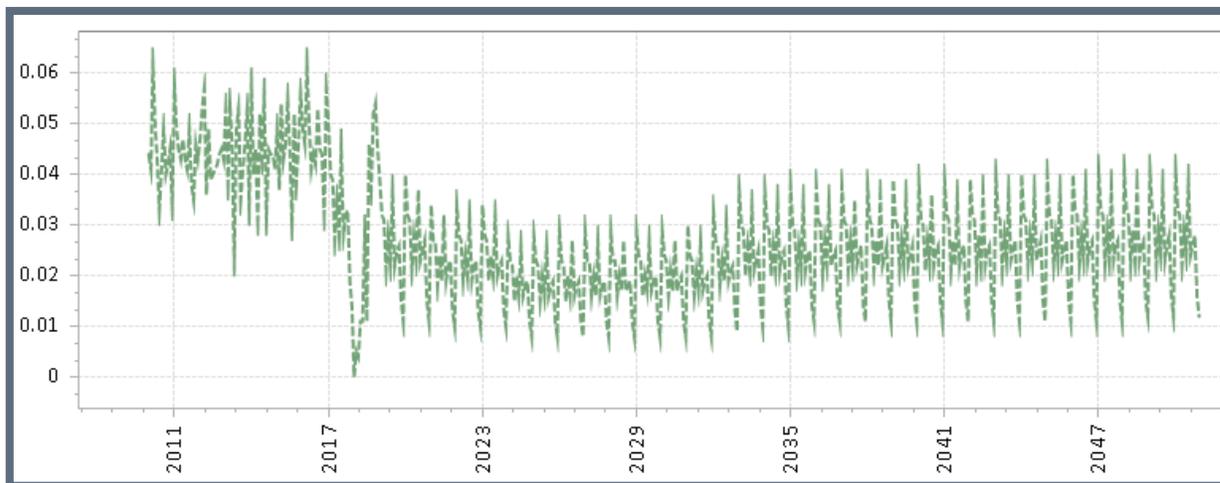


Gráfico 4.30: Proyección EDEMET: Perdidas no técnicas.

ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)

Consumo Residencial

Al igual que para EDECHI y EDEMET fue posible hallar múltiples especificaciones que estimen correctamente el consumo residencial. De ellas se eligió a la nº36 de ajuste parcial como la mejor dado el elevado

R^2 , menor valor en los criterios de información y mayor capacidad predictiva, véase Tabla 4. 27.

Variable Dependiente: CRES

Estadístico - F = 212.452294812419
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.939453307571108
 R-Squared Ajustado = 0.935031358124054

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	12192.422	1930.472	6.315	0
PIB	21.745	1.746	12.449	0
CRES(-12)	0.246	0.055	4.475	0
@seas(2)	-4732.85	1701.746	-2.781	0.005
@seas(3)	-5456.257	1712.275	-3.186	0.001
@seas(4)	2888.233	1665.226	1.734	0.084
@seas(5)	1884.147	1659.446	1.135	0.257
@seas(6)	-1939.884	1666.983	-1.163	0.246
@seas(7)	-93.567	1654.254	-0.056	0.954
@seas(8)	-3030.389	1676.082	-1.808	0.072
@seas(9)	-4197.261	1685.133	-2.49	0.013
@seas(10)	-6024.74	1724.715	-3.493	0
@seas(11)	-4118.056	1690.019	-2.436	0.015
@seas(12)	-3524.735	1681.489	-2.096	0.037

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 4431.61328002846
 Mean Absolute Error: 3170.71966535767
 Mean Absolute Percent Error: 3.51580644973245
 Theil Inequality Coefficient: 0.0240655716279037
 Covariance Proportion: 315114406.54708

Akaike information criterion: 19.8091952535646
 Schwarz information criterion: 20.046720957775
 Hannan-Quinn information criterion: 19.9053949043632
 Durbin-Watson statistic: 1.31140552433755
 Log-Likelihood: -1887.6827443422

Tabla 4. 27: Modelo ENSA: Consumo Residencial.



Gráfico 4.31: Proyección ENSA: Consumo Residencial.

Consumo Comercial

Para estimar la demanda del sector comercial se utilizó información histórica a partir del año 2006. Esto se debe a la volatilidad que presenta la serie en los años previos.

Los dos mejores modelos de acuerdo con los criterios de selección resultaron

ser el n°41 de Ajuste Parcial y el n°37 de Ajuste Parcial, pero con efecto preciso.

En este caso, la capacidad predictiva del 37 es levemente superior, por lo que se decidió utilizar este, véase Tabla 4. 28.

Variable Dependiente: CCOM				
Estadístico - F =		12.2724642110381		
Probabilidad Estadístico - F =		0.00000000000000000255		
R-Squared =		0.435361567700712		
R-Squared Ajustado =		0.399886901797092		
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	11.229	0.038	290.896	0
@seas (2)	-0.065	0.049	-1.317	0.189
@seas (3)	0.023	0.049	0.468	0.639
@seas (4)	-0.034	0.049	-0.691	0.49
@seas (5)	0.014	0.049	0.287	0.774
@seas (6)	-0.006	0.049	-0.131	0.895
@seas (7)	0.031	0.049	0.639	0.523
@seas (8)	0.035	0.049	0.714	0.475
@seas (9)	-0.004	0.049	-0.087	0.93
@seas (10)	0.032	0.049	0.66	0.509
@seas (11)	-0.026	0.049	-0.532	0.595
@seas (12)	0.016	0.049	0.34	0.733
@trend	0.002	0	11.697	0
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:		13028.8917301763		
Mean Absolute Error:		10244.074730646		
Mean Absolute Percent Error:		10.6308641899277		
Theil Inequality Coefficient:		0.0688407524930143		
Covariance Proportion:		119224420.364007		
Akaike information criterion:		-0.97687537254804		
Schwarz information criterion:		-0.765426549410909		
Hannan-Quinn information criterion:		-0.891340488904161		
Durbin-Watson statistic:		0.23059772323157		
Log-Likelihood:		112.6412879999		

Tabla 4. 28: Modelo ENSA: Consumo Comercial.

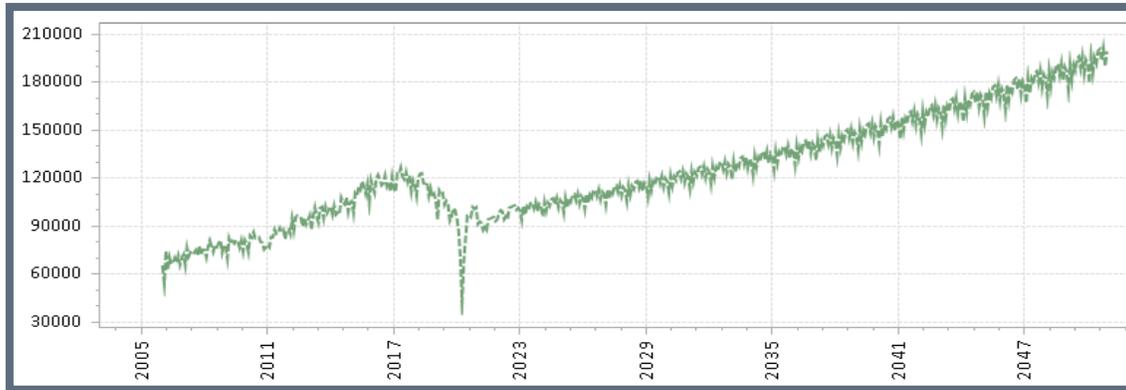


Gráfico 4.32: Proyección ENSA: Consumo Comercial.

Consumo Industrial

Ninguna de las especificaciones econométricas disponibles en el programa permitió un buen ajuste en la modelización del consumo industrial de

ENSA. Se terminó optando por utilizar el modelo n°44 (se descartaron los primeros cinco años por la volatilidad de la serie), véase Tabla 4. 29.

Variable Dependiente: CIND				
Estadístico - F =	58.5319152941439			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.796910079562521			
R-Squared Ajustado =	0.783295112829282			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	0.378	0.353	1.069	0.286
LOG(CIND(-12))	0.953	0.036	26.425	0
@seas(2)	0.005	0.083	0.063	0.949
@seas(3)	-0.007	0.083	-0.085	0.931
@seas(4)	-0.004	0.083	-0.047	0.961
@seas(5)	-0.01	0.083	-0.119	0.904
@seas(6)	-0.006	0.083	-0.081	0.935
@seas(7)	0.016	0.083	0.194	0.846
@seas(8)	0.008	0.083	0.097	0.922
@seas(9)	0.011	0.083	0.134	0.893
@seas(10)	0.001	0.083	0.023	0.981
@seas(11)	0.003	0.083	0.039	0.968
@seas(12)	-0.004	0.083	-0.056	0.955
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	5619.74911396634			
Mean Absolute Error:	4991.87722999891			
Mean Absolute Percent Error:	42.5909691978703			
Theil Inequality Coefficient:	0.19042249333321			
Covariance Proportion:	15260925.5923641			
Akaike information criterion:	0.0238201784535603			
Schwarz information criterion:	0.244379760934608			
Hannan-Quinn information criterion:	0.113148425623698			
Durbin-Watson statistic:	0.331773312633906			
Log-Likelihood:	10.7132628684582			

Tabla 4. 29: Modelo ENSA: Consumo Industrial.

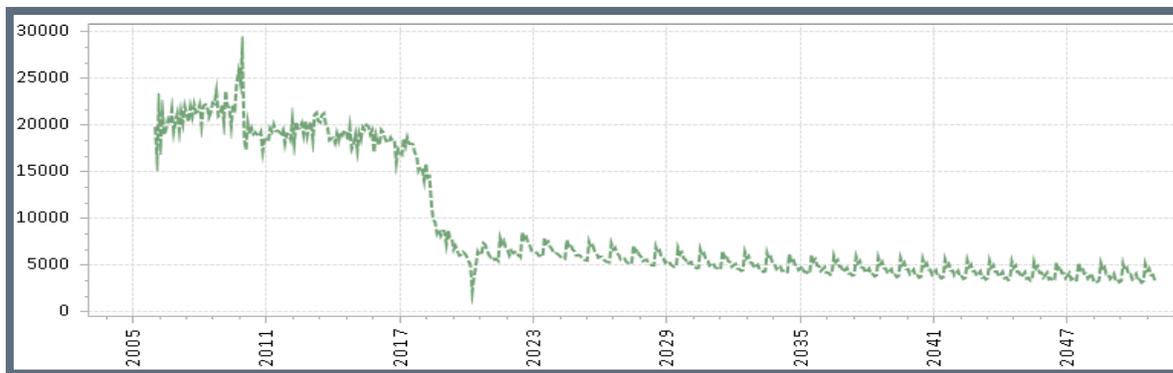


Gráfico 4.33: Proyección ENSA: Consumo Industrial.

Consumo del Gobierno

El consumo del sector gobierno se estimó a partir del modelo nº31, se descartaron los primeros cinco años por la volatilidad de la serie, véase Tabla 4. 30.

Variable Dependiente: CGOB				
Estadístico - F =	95.7144264484578			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.857417264110709			
R-Squared Ajustado =	0.848459186463214			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	19230.822	762.796	25.21	0
@seas(2)	-1984.416	975.777	-2.033	0.043
@seas(3)	1259.489	975.795	1.29	0.198
@seas(4)	235.455	975.824	0.241	0.809
@seas(5)	1881.117	975.866	1.927	0.055
@seas(6)	1168.503	975.918	1.197	0.232
@seas(7)	1775.175	975.983	1.818	0.07
@seas(8)	1603.489	976.06	1.642	0.102
@seas(9)	872.809	976.148	0.894	0.372
@seas(10)	1691.02	976.248	1.721	0.086
@seas(11)	-53.006	976.359	-0.054	0.956
@seas(12)	244.488	976.483	0.25	0.802
@trend	112.883	3.388	33.317	0
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	2752.70323787809			
Mean Absolute Error:	1719.42234096661			
Mean Absolute Percent Error:	5.10064643465506			
Theil Inequality Coefficient:	0.0427595297406798			
Covariance Proportion:	45566331.7191179			
Akaike information criterion:	18.8060054536592			
Schwarz information criterion:	19.0174542767964			
Hannan-Quinn information criterion:	18.8915403373031			
Durbin-Watson statistic:	0.597466467520439			
Log-Likelihood:	-1905.21255627324			

Tabla 4. 30: Modelo ENSA: Consumo Gobierno.

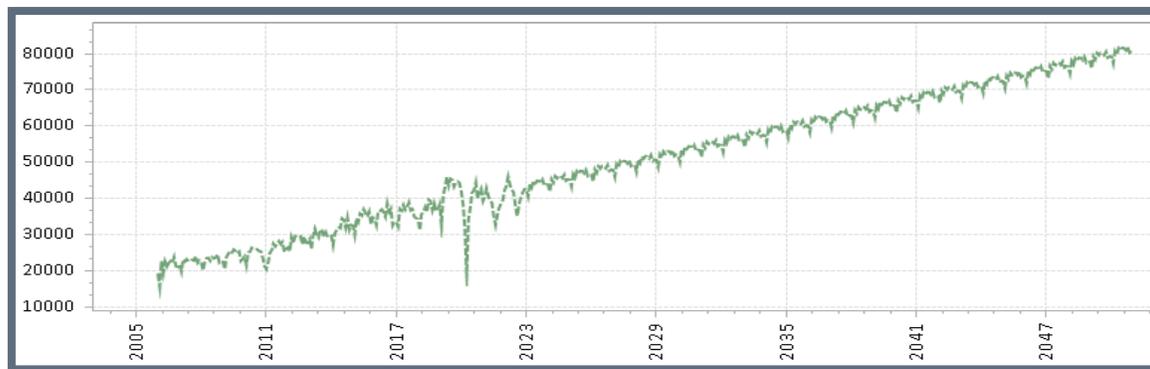


Gráfico 4.34: Proyección ENSA: Consumo Gobierno.

Consumo de Alumbrado

Para el consumo del alumbrado público, la mejor especificación resultó ser la n°31 que considera una tendencia determinística, véase Tabla 4. 31. Además, cabe destacar que se

descartó el año 2001 y el mes de diciembre del 2016 debido a su elevada volatilidad.

Variable Dependiente: CALP				
Estadístico - F =	112.624646279933			
Probabilidad Estadístico - F =	0.000000000000000000			
R-Squared =	0.876174699777036			
R-Squared Ajustado =	0.868395099763028			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	3449.992	75.183	45.887	0
@seas(2)	-16.016	96.175	-0.166	0.867
@seas(3)	25.152	96.177	0.261	0.793
@seas(4)	-45.162	96.18	-0.469	0.639
@seas(5)	-46.957	96.184	-0.488	0.625
@seas(6)	-12.116	96.189	-0.125	0.899
@seas(7)	24.691	96.196	0.256	0.797
@seas(8)	67.69	96.203	0.703	0.482
@seas(9)	11.728	96.212	0.121	0.903
@seas(10)	-31.993	96.222	-0.332	0.739
@seas(11)	-66.36	96.233	-0.689	0.491
@seas(12)	21.287	96.245	0.221	0.825
@trend	12.239	0.333	36.65	0
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	271.315470196689			
Mean Absolute Error:	203.353102973215			
Mean Absolute Percent Error:	4.04669024271921			
Theil Inequality Coefficient:	0.0285852977309762			
Covariance Proportion:	520871.30663122			
Akaike information criterion:	14.1718925278241			
Schwarz information criterion:	14.3833413509612			
Hannan-Quinn information criterion:	14.257427411468			
Durbin-Watson statistic:	0.398806475590351			
Log-Likelihood:	-1432.53303783806			

Tabla 4. 31: Modelo ENSA: Consumo Alumbrado.

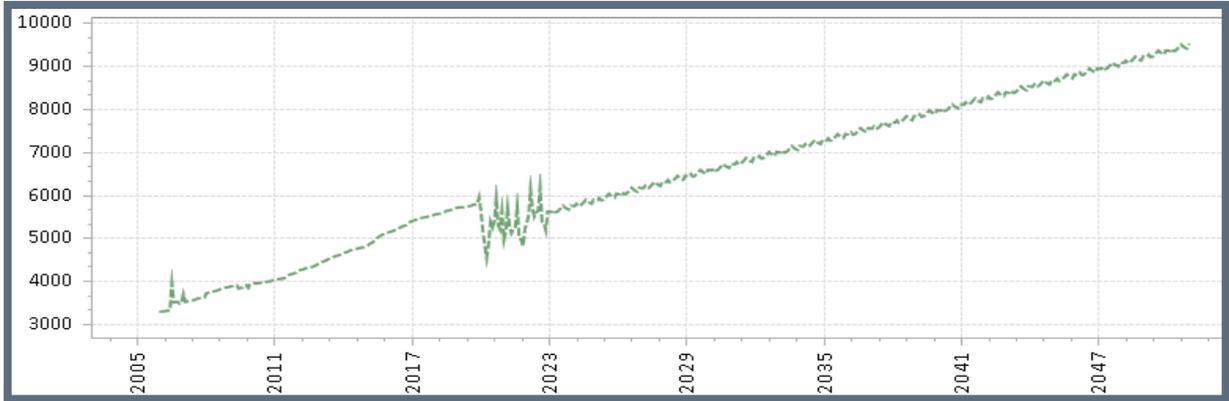


Gráfico 4.35: Proyección ENSA: Consumo Alumbrado.

Consumo Otros

Para el consumo otros, la mejor especificación resultó ser la del modelo n° 35. Es muy importante conocer que no se posee certeza sobre cuál será el

comportamiento del consumo otros, y que su impacto en el total de la demanda es reducido (representa menos del 0.1%), véase Gráfico 4.36.

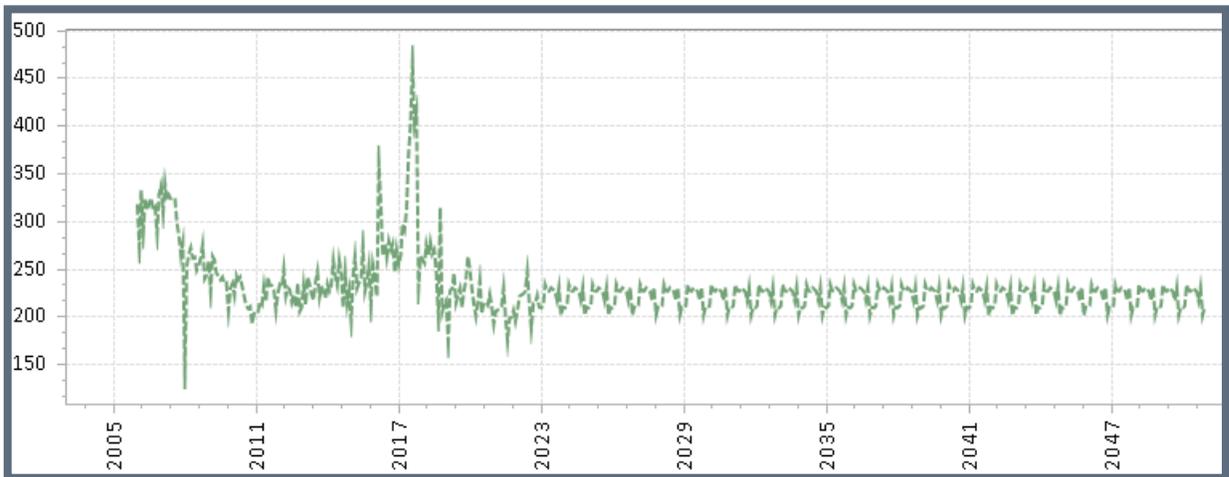


Gráfico 4.36: Proyección ENSA: Consumo otros.

Tarifa Media Real de la Distribuidora, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento de la tarifa media real de la distribuidora, las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas, además, que se observó de que el programa no presentaba un

modelo con una correlación adecuado, se optó por proyectarlas fuera del programa de forma manual, véase Gráfico 4.37, Gráfico 4.38 y Gráfico 4.39.

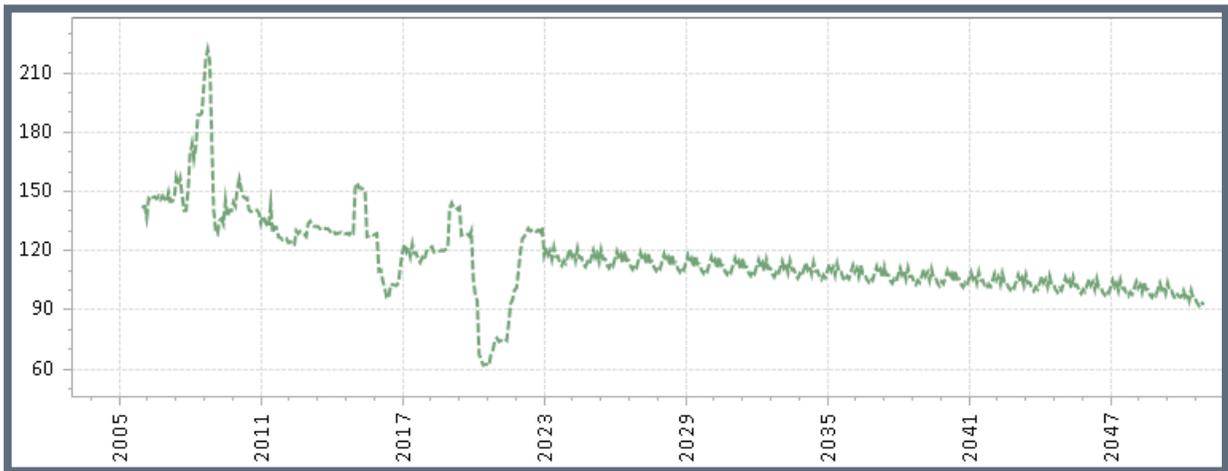


Gráfico 4.37: Proyección ENSA: TMEDR.

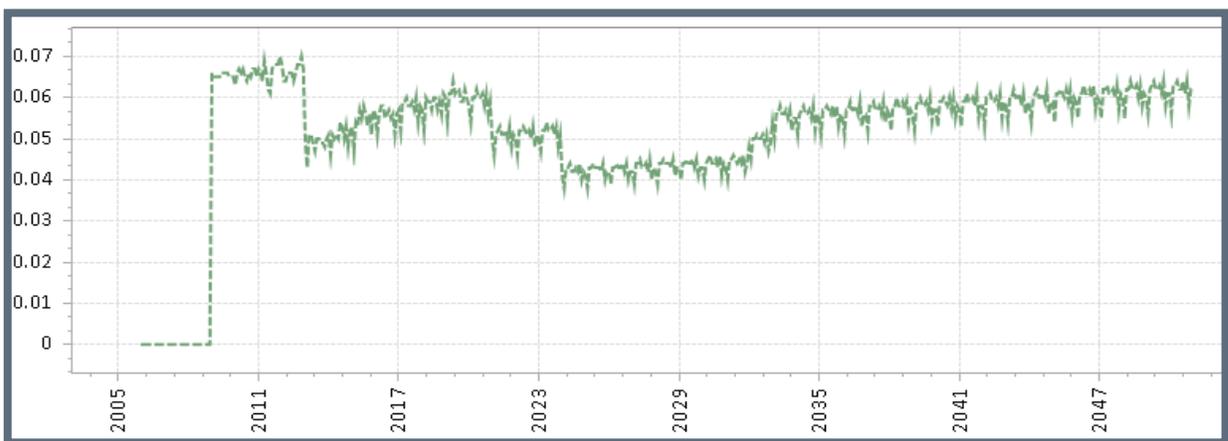


Gráfico 4.38: Proyección ENSA: Perdidas técnicas.

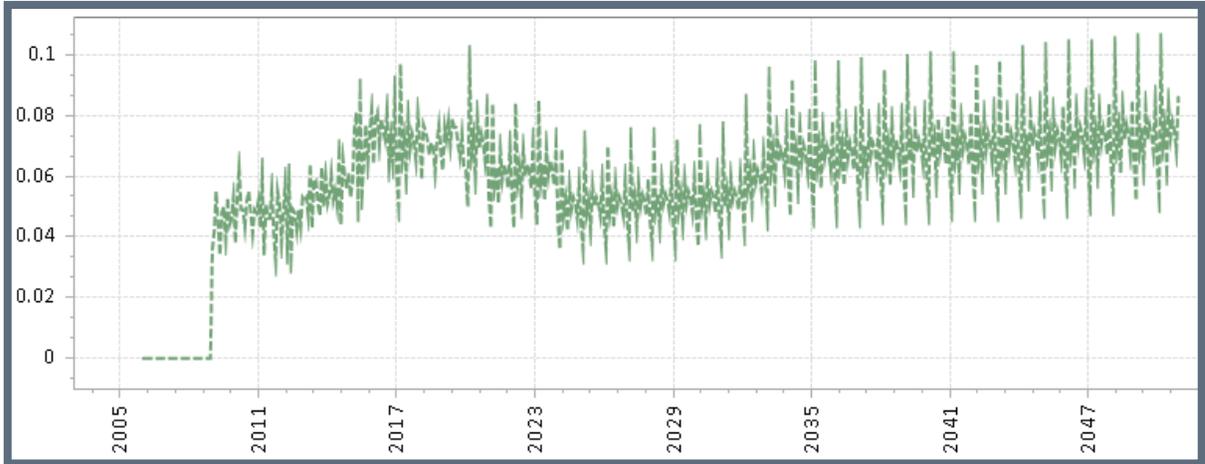


Gráfico 4.39: Proyección ENSA: Pérdidas no técnicas.

PRONÓSTICOS DE DEMANDA – GRANDES USUARIOS

La demanda de los grandes usuarios se separó de acuerdo con el nivel de tensión al que se encuentran conectados:

- GU_BT: Consumo Grandes Usuarios en Baja Tensión, energía en MWh.
- GU_AT: Consumo Grandes Usuarios en Alta Tensión, energía en MWh.
- PERT_GU: Pérdidas técnicas de los grandes usuarios en baja tensión.

Además, el ME-SiProDe cuenta la variable CMETRO, que permite incorporar el consumo del Metro.

Grandes Usuarios – Baja Tensión

Si bien se contemplaron múltiples especificaciones posibles, ninguna de ellas logró alcanzar valores razonables tanto en los coeficientes como en los estadísticos de ajuste. Se entiende que ello se debe a la volatilidad propia de la serie, la cual contempla la demanda de

un grupo de grandes empresas que no se encuentran correlacionadas de forma directa o clara entre ellas ni con la evolución global de la economía. A pesar de ello, se encontró como el mejor modelo al nº31 de tendencia determinística, véase la Tabla 4. 32.

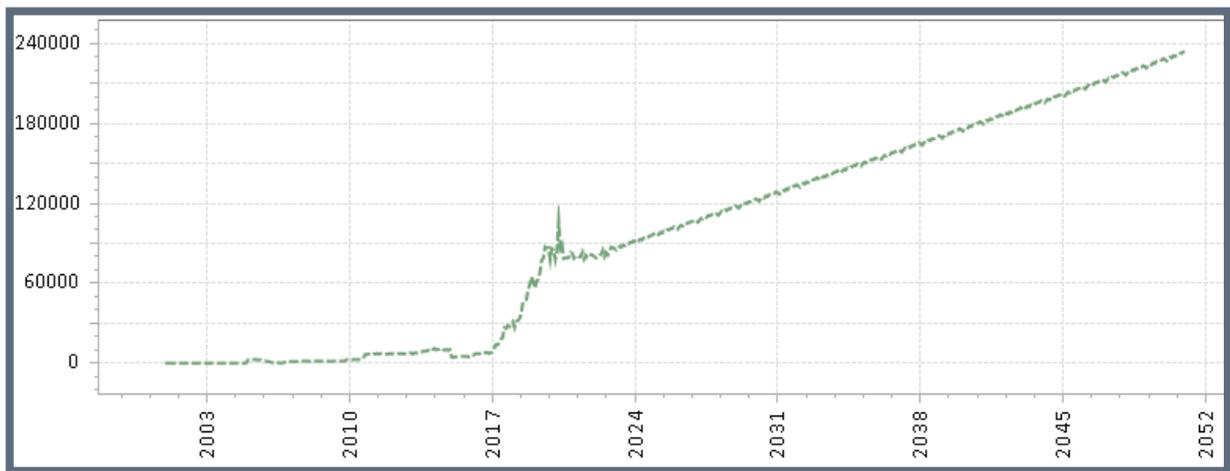


Gráfico 4.40: Proyección GU_BT.

Variable Dependiente: GU_BT

```

Estadístico - F = 35.5020990897737
Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
R-Squared = 0.629260470585907
R-Squared Ajustado = 0.611535871570093
  
```

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	-21409.39	4455.495	-4.805	0
@seas(2)	-1096.356	5685.481	-0.192	0.847
@seas(3)	-287.722	5685.543	-0.05	0.959
@seas(4)	426.337	5685.645	0.074	0.94
@seas(5)	-334.846	5685.788	-0.058	0.953
@seas(6)	466.805	5685.972	0.082	0.934
@seas(7)	-202.668	5686.197	-0.035	0.971
@seas(8)	555.272	5686.462	0.097	0.922
@seas(9)	75.506	5686.769	0.013	0.989
@seas(10)	542.812	5687.116	0.095	0.924
@seas(11)	286.519	5687.504	0.05	0.959
@seas(12)	840.353	5687.933	0.147	0.882
@trend	314.046	15.243	20.601	0

Indicadores de bondad estadísticos:

```

Root Mean Squared Error: 18386.4110700015
Mean Absolute Error: 15787.8229020032
Mean Absolute Percent Error: 75.4512621812912
Theil Inequality Coefficient: 0.27272350809844
Covariance Proportion: 573793319.319643

Akaike information criterion: 22.5750961987863
Schwarz information criterion: 22.7511846015928
Hannan-Quinn information criterion: 22.6458538737292
Durbin-Watson statistic: 0.0215923655169752
Log-Likelihood: -2966.9126982398
  
```

Tabla 4. 32: Modelo GU_BT.

Grandes Usuarios – Alta Tensión

Para el caso de los grandes usuarios de alta tensión, se arribaron a resultados similares que el caso anterior. Los modelos no resultaron tener un buen ajuste, por lo que se optó por

seleccionar el modelo n°40 que explica la demanda mediante el PIB (se descartaron las observaciones previas al 2010), véase la Tabla 4. 33.

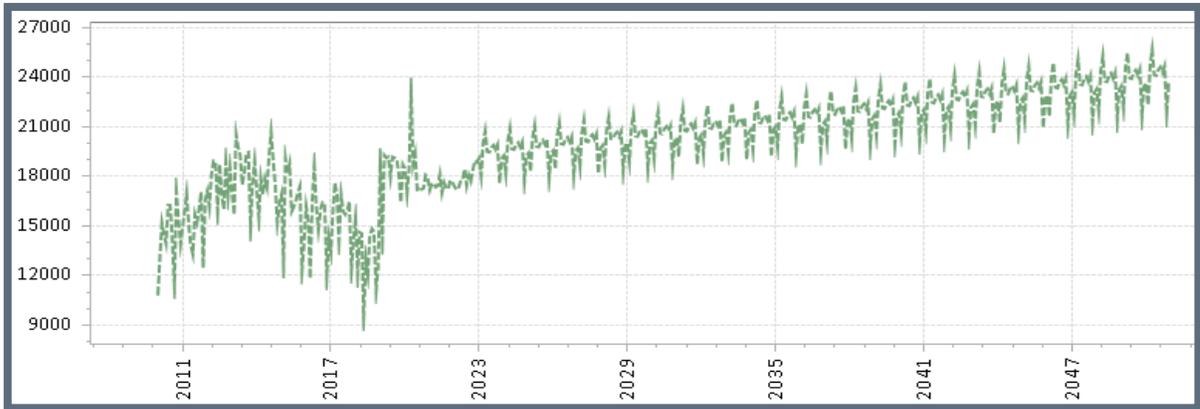


Gráfico 4.41: Proyección GU_AT.

Variable Dependiente: GU_AT				
Estadístico - F =	1.8910615087298			
Probabilidad Estadístico - F =	0.04001145552178500000			
R-Squared =	0.136956745143594			
R-Squared Ajustado =	0.0645335349458537			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	8.316	0.551	15.067	0
log(PIB)	0.172	0.069	2.486	0.014
@seas(2)	-0.059	0.054	-1.087	0.278
@seas(3)	0.044	0.055	0.809	0.419
@seas(4)	0.08	0.054	1.471	0.143
@seas(5)	0.017	0.054	0.318	0.75
@seas(6)	0.015	0.054	0.276	0.782
@seas(7)	0.029	0.054	0.537	0.591
@seas(8)	0.035	0.054	0.648	0.517
@seas(9)	0.021	0.054	0.389	0.697
@seas(10)	0.035	0.055	0.651	0.515
@seas(11)	-0.089	0.054	-1.626	0.105
@seas(12)	-0.008	0.054	-0.15	0.88
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	2059.63879736048			
Mean Absolute Error:	1626.97493381026			
Mean Absolute Percent Error:	9.98314480223627			
Theil Inequality Coefficient:	0.0621560689006621			
Covariance Proportion:	720045.021517943			
Akaike information criterion:	-1.02529635617849			
Schwarz information criterion:	-0.771141688907698			
Hannan-Quinn information criterion:	-0.922069734601022			
Durbin-Watson statistic:	0.909698415933487			
Log-Likelihood:	92.9731157819224			

Tabla 4. 33: Modelo GU_AT.

Pérdidas Técnicas de Grandes Usuarios de Baja Tensión.

Para el caso de las pérdidas grandes usuarios de baja tensión, se arribaron a resultados similares que el caso anterior. Los modelos no resultaron tener un buen ajuste, por lo que se optó por seleccionar el modelo n°31 (se descartaron las observaciones previas al 2010), ver Gráfico 4.42.

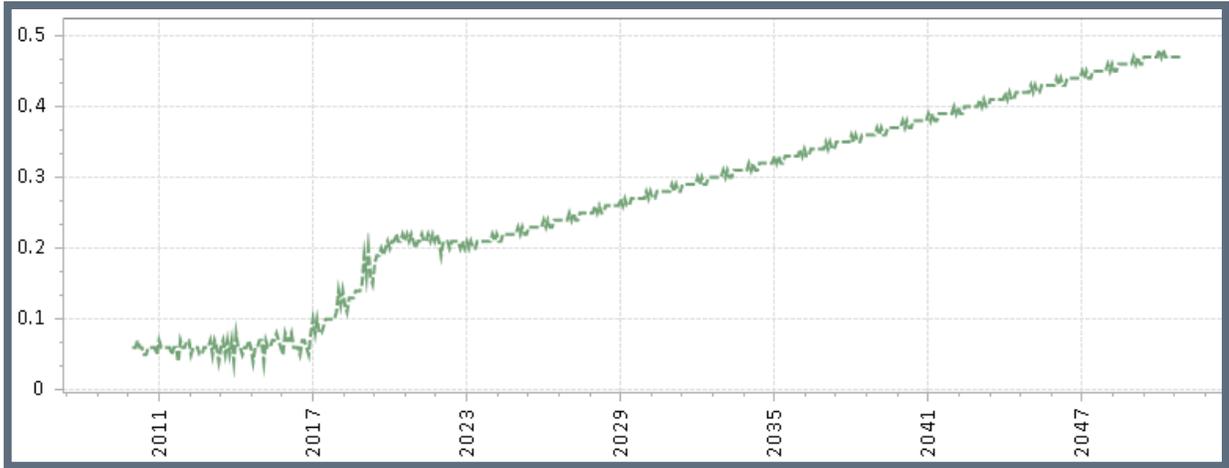


Gráfico 4.42: Proyección Perdidas Técnicas_GU.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

PESIN 2020 - 2034



CAPÍTULO 5

RESULTADOS OBTENIDOS
DE LA PROYECCIÓN DE LA
DEMANDA ELÉCTRICA

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) en este informe se presenta el efecto del COVID-19, considerando la solicitud de la Autoridad Nacional de Los Servicios Públicos mediante nota DSAN No. 0899-2020, ajustando la proyección de demanda entregada a la ASEP el 27 de febrero de 2020 mediante nota ETE-DI-GPL-025-2020.

DEMANDA DE ENERGÍA

A continuación, se presentará una tabla resumen de las proyecciones de demanda para cada escenario, veremos los resultados de energía para cada distribuidora, grandes usuarios y el consumo total (ver Gráfico 5.1).

Como es visto el ME-SIProDe, realiza cálculos para la proyección del consumo en Panamá, esto indica que la información presente, no contempla pérdidas de transmisión, véase Tabla 5.1.

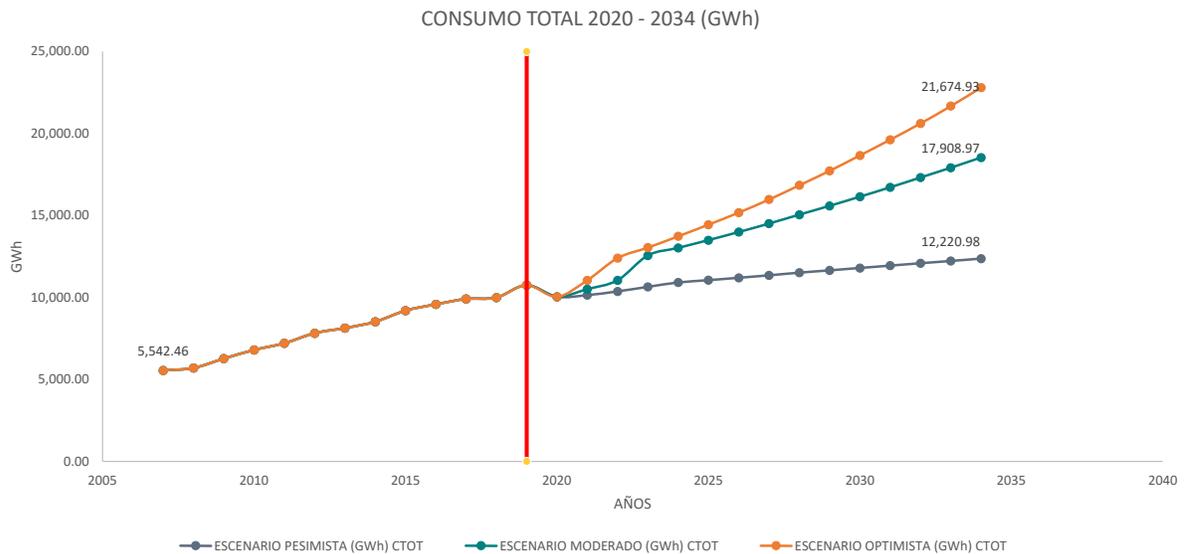


Gráfico 5.1: Consumo total de Panamá - Tres escenarios.

AÑO	ESCENARIO PESIMISTA (GWh)					ESCENARIO MODERADO (GWh)					ESCENARIO OPTIMISTA (GWh)				
	EDECHI	EDEMET	ENSA	GU	CTOT	EDECHI	EDEMET	ENSA	GU	CTOT	EDECHI	EDEMET	ENSA	GU	CTOT
2007	460.56	2,902.78	2,179.12	0.00	5,542.46	460.56	2,902.78	2,179.12	0.00	5,542.46	460.56	2,902.78	2,179.12	0.00	5,542.46
2008	474.40	2,967.83	2,249.72	0.00	5,691.95	474.40	2,967.83	2,249.72	0.00	5,691.95	474.40	2,967.83	2,249.72	0.00	5,691.95
2009	500.33	3,148.07	2,614.04	0.00	6,262.44	500.33	3,148.07	2,614.04	0.00	6,262.44	500.33	3,148.07	2,614.04	0.00	6,262.44
2010	548.70	3,328.06	2,695.49	219.15	6,791.40	548.70	3,328.06	2,695.49	219.15	6,791.40	548.70	3,328.06	2,695.49	219.15	6,791.40
2011	591.40	3,526.34	2,814.23	270.71	7,202.68	591.40	3,526.34	2,814.23	270.71	7,202.68	591.40	3,526.34	2,814.23	270.71	7,202.68
2012	648.03	3,833.24	3,034.67	301.75	7,817.69	648.03	3,833.24	3,034.67	301.75	7,817.69	648.03	3,833.24	3,034.67	301.75	7,817.69
2013	668.30	3,982.24	3,152.12	324.68	8,127.34	668.30	3,982.24	3,152.12	324.68	8,127.34	668.30	3,982.24	3,152.12	324.68	8,127.34
2014	702.76	4,168.73	3,297.92	343.15	8,512.57	702.76	4,168.73	3,297.92	343.15	8,512.57	702.76	4,168.73	3,297.92	343.15	8,512.57
2015	825.89	4,508.41	3,602.59	256.68	9,193.57	825.89	4,508.41	3,602.59	256.68	9,193.57	825.89	4,508.41	3,602.59	256.68	9,193.57
2016	889.10	4,633.19	3,777.01	275.89	9,575.20	889.10	4,633.19	3,777.01	275.89	9,575.20	889.10	4,633.19	3,777.01	275.89	9,575.20
2017	944.21	4,678.21	3,836.73	445.37	9,904.51	944.21	4,678.21	3,836.73	445.37	9,904.51	944.21	4,678.21	3,836.73	445.37	9,904.51
2018	882.31	4,599.44	3,726.29	781.25	9,989.30	882.31	4,599.44	3,726.29	781.25	9,989.30	882.31	4,599.44	3,726.29	781.25	9,989.30
2019	1,130.13	4,561.47	3,689.17	1,368.78	10,749.56	1,130.13	4,561.47	3,689.17	1,368.78	10,749.56	1,130.13	4,561.47	3,689.17	1,368.78	10,749.56
2020	818.35	4,268.53	3,380.46	1,573.60	10,040.94	818.35	4,268.53	3,380.46	1,573.60	10,040.94	818.35	4,268.53	3,380.46	1,573.60	10,040.94
2021	793.57	4,520.15	3,318.29	1,504.60	10,136.61	830.89	4,521.28	3,608.09	1,541.47	10,501.72	876.38	4,701.39	3,878.16	1,586.69	11,042.62
2022	822.57	4,434.32	3,574.64	1,535.58	10,367.11	876.38	4,701.39	3,878.16	1,586.69	11,042.62	1,653.56	4,895.83	4,131.52	1,717.00	12,397.91
2023	828.75	4,607.83	3,650.32	1,554.95	10,641.85	910.02	5,949.59	4,044.52	1,652.29	12,556.42	1,770.07	5,080.31	4,321.53	1,866.45	13,038.36
2024	846.78	4,701.13	3,776.75	1,584.45	10,909.11	948.84	6,122.86	4,202.26	1,743.89	13,017.85	1,886.67	5,274.22	4,518.58	2,048.07	13,727.54
2025	859.39	4,769.37	3,822.72	1,598.62	11,050.10	989.46	6,299.98	4,365.97	1,836.78	13,492.19	2,011.22	5,474.50	4,724.76	2,229.48	14,439.95
2026	871.42	4,833.13	3,865.03	1,626.15	11,195.72	1,031.95	6,475.82	4,532.48	1,944.95	13,985.20	2,144.26	5,676.70	4,936.86	2,417.47	15,175.29
2027	882.92	4,900.03	3,909.31	1,653.73	11,346.00	1,076.41	6,660.60	4,708.72	2,054.42	14,500.14	2,286.40	5,889.83	5,162.39	2,635.60	15,974.22
2028	894.65	4,970.28	3,961.78	1,681.38	11,508.09	1,123.82	6,854.69	4,902.72	2,165.16	15,046.39	2,440.24	6,114.69	5,410.62	2,875.54	16,841.09
2029	905.98	5,032.49	4,001.83	1,709.07	11,649.38	1,173.44	7,042.31	5,089.58	2,277.20	15,582.53	2,604.68	6,337.57	5,654.08	3,126.65	17,722.99
2030	916.97	5,094.30	4,047.05	1,736.83	11,795.15	1,225.42	7,234.00	5,291.38	2,390.53	16,141.32	2,780.49	6,567.86	5,917.28	3,398.35	18,663.98
2031	926.85	5,155.79	4,094.73	1,759.89	11,937.27	1,278.80	7,429.87	5,505.28	2,500.14	16,714.09	2,966.21	6,805.96	6,197.42	3,652.22	19,621.81
2032	937.16	5,221.01	4,141.84	1,783.01	12,083.03	1,335.72	7,635.94	5,727.74	2,611.04	17,310.44	3,167.23	7,057.62	6,490.87	3,898.15	20,613.88
2033	946.44	5,285.94	4,182.40	1,806.19	12,220.98	1,394.19	7,840.76	5,950.79	2,723.24	17,908.97	3,379.50	7,318.11	6,788.50	4,188.82	21,674.93
2034	955.45	5,359.18	4,222.38	1,829.43	12,366.43	1,455.36	8,056.56	6,182.81	2,836.72	18,531.45	3,606.36	7,599.92	7,099.89	4,495.48	22,801.65

Tabla 5. 1: Proyección total de la demanda eléctrica.

Como es visto en la Tabla 5. 1, para el 2034 la demanda alcanzará un valor de 12,220.98 GWh, 17,908.97 GWh y 21,674.93 GWh, para el escenario bajo, medio y alto respectivamente. 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.

AÑO	ESCENARIO PESIMISTA (Δ GWh - %)	ESCENARIO MODERADO (Δ GWh - %)	ESCENARIO OPTIMISTA (Δ GWh - %)
	CTOT	CTOT	CTOT
2020-2024	2.05%	6.29%	7.52%
2024-2034	1.25%	3.47%	4.95%
2020-2034	1.48%	4.28%	5.69%

Tabla 5. 2: Tasa Anual Acumulativa.

En cuanto a la demanda individual de las distribuidoras, EDECHI continuará siendo la de mayor dinamismo con una tasa anual acumulativa del 4.03%, en el

escenario moderado. Por el lado de EDEMET y ENSA, sus tasas se encuentran en el orden de los 4.44% y 4.22%, respectivamente.

POTENCIA MÁXIMA

A continuación, se presentan los resultados de la potencia máxima anual proyectada por ETESA (ver Tabla 5. 3 y Tabla 5. 4), 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, Minera Panamá ni la ACP.

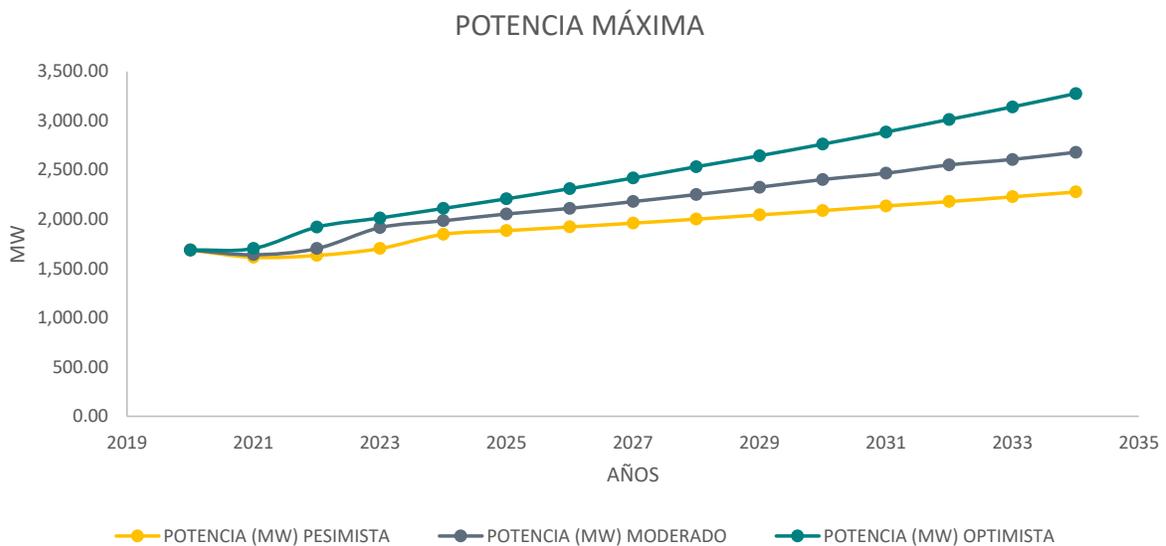


Gráfico 5.2: Proyección de la potencia máxima anual.

AÑO	POTENCIA (MW)		
	PESIMISTA	MODERADO	OPTIMISTA
2020	1,688.72	1,688.72	1,688.72
2021	1,614.96	1,640.90	1,703.36
2022	1,633.65	1,703.36	1,920.10
2023	1,703.36	1,915.70	2,013.20
2024	1,847.60	1,984.66	2,109.73
2025	1,885.27	2,053.72	2,207.48
2026	1,922.11	2,110.62	2,310.38
2027	1,960.77	2,179.18	2,418.38
2028	2,001.43	2,250.67	2,532.67
2029	2,044.39	2,325.19	2,644.15
2030	2,087.81	2,402.87	2,762.16
2031	2,134.56	2,466.83	2,884.64
2032	2,179.43	2,550.78	3,012.28
2033	2,227.83	2,606.56	3,139.67
2034	2,276.53	2,679.11	3,275.17

Tabla 5. 3: Potencia máxima anual por escenario.

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA CON PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN, ACP y MINERA PANAMÁ.

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, por lo cual, se mantuvo hasta el 2034 el valor de las pérdidas obtenidas en el año 2019. 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 2019, estos análisis se realizaron con el programa Power System Simulator Extended (PSS/E). A continuación, podemos apreciar los valores con pérdidas de transmisión, véase Tabla 5. 5. En la Tabla 5. 6, se presentan estas proyecciones incluyendo la carga de ACP y Minera Panamá.

Proyección de Demanda 2020 - 2034	Año	Escenario Pesimista				Escenario Moderado				Escenario Optimista			
		Energía		Potencia		Energía		Potencia		Energía		Potencia	
		GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW
	2020	10,040.94	-9.88%	1,688.72	-13.88%	10,040.94	-9.88%	1,688.72	-13.88%	10,040.94	-9.88%	1,688.72	-13.88%
	2021	10,136.61	0.95%	1,640.90	-2.83%	10,501.72	4.59%	1,640.90	-2.83%	11,042.62	9.98%	1,703.36	0.87%
	2022	10,367.11	2.27%	1,703.36	3.81%	11,042.62	5.15%	1,703.36	3.81%	12,397.91	12.27%	1,920.10	12.72%
	2023	10,641.85	2.65%	1,915.70	12.47%	12,556.42	13.71%	1,915.70	12.47%	13,038.36	5.17%	2,013.20	4.85%
	2024	10,909.11	2.51%	1,984.66	3.60%	13,017.85	3.67%	1,984.66	3.60%	13,727.54	5.29%	2,109.73	4.79%
	2025	11,050.10	1.29%	2,053.72	3.48%	13,492.19	3.64%	2,053.72	3.48%	14,439.95	5.19%	2,207.48	4.63%
	2026	11,195.72	1.32%	2,110.62	2.77%	13,985.20	3.65%	2,110.62	2.77%	15,175.29	5.09%	2,310.38	4.66%
	2027	11,346.00	1.34%	2,179.18	3.25%	14,500.14	3.68%	2,179.18	3.25%	15,974.22	5.26%	2,418.38	4.67%
	2028	11,508.09	1.43%	2,250.67	3.28%	15,046.39	3.77%	2,250.67	3.28%	16,841.09	5.43%	2,532.67	4.73%
	2029	11,649.38	1.23%	2,325.19	3.31%	15,582.53	3.56%	2,325.19	3.31%	17,722.99	5.24%	2,644.15	4.40%
	2030	11,795.15	1.25%	2,402.87	3.34%	16,141.32	3.59%	2,402.87	3.34%	18,663.98	5.31%	2,762.16	4.46%
	2031	11,937.27	1.20%	2,466.83	2.66%	16,714.09	3.55%	2,466.83	2.66%	19,621.81	5.13%	2,884.64	4.43%
	2032	12,083.03	1.22%	2,550.78	3.40%	17,310.44	3.57%	2,550.78	3.40%	20,613.88	5.06%	3,012.28	4.42%
	2033	12,220.98	1.14%	2,606.56	2.19%	17,908.97	3.46%	2,606.56	2.19%	21,674.93	5.15%	3,139.67	4.23%
	2034	12,366.43	1.19%	2,679.11	2.78%	18,531.45	3.48%	2,679.11	2.78%	22,801.65	5.20%	3,275.17	4.32%

Tabla 5. 4: Proyección de la demanda de energía y Potencia máxima, sin pérdidas de transmisión, sin Minera Panamá ni ACP

Proyección de Demanda 2020 - 2034	Escenario Pesimista				Escenario Moderado				Escenario Optimista				
	Año	Energía		Potencia		Energía		Potencia		Energía		Potencia	
		GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW
2020	10,280.19	-7.73%	1,927.47	-1.71%	10,280.19	-7.73%	1,725.11	-12.03%	10,280.19	-7.73%	1,725.11	-12.03%	
2021	10,379.73	0.97%	1,853.71	-3.83%	10,753.60	4.61%	1,660.69	-3.73%	11,307.74	10.00%	1,750.62	1.48%	
2022	10,615.80	2.27%	1,872.40	1.01%	11,307.74	5.15%	1,744.74	5.06%	12,695.20	12.27%	2,030.85	16.01%	
2023	10,897.34	2.65%	1,942.11	3.72%	12,857.61	13.71%	1,966.46	12.71%	13,351.00	5.17%	2,084.82	2.66%	
2024	11,170.64	2.51%	2,086.35	7.43%	13,330.05	3.67%	2,059.21	4.72%	14,056.67	5.29%	2,188.98	5.00%	
2025	11,314.99	1.29%	2,124.02	1.81%	13,815.73	3.64%	2,093.31	1.66%	14,786.13	5.19%	2,274.21	3.89%	
2026	11,464.10	1.32%	2,160.86	1.73%	14,320.56	3.65%	2,149.45	2.68%	15,539.11	5.09%	2,374.53	4.41%	
2027	11,618.05	1.34%	2,199.52	1.79%	14,847.94	3.68%	2,216.97	3.14%	16,357.28	5.27%	2,482.51	4.55%	
2028	11,784.06	1.43%	2,240.18	1.85%	15,407.33	3.77%	2,333.60	5.26%	17,244.99	5.43%	2,625.99	5.78%	
2029	11,928.73	1.23%	2,283.14	1.92%	15,956.33	3.56%	2,362.36	1.23%	18,148.03	5.24%	2,714.49	3.37%	
2030	12,077.99	1.25%	2,326.56	1.90%	16,528.51	3.59%	2,440.79	3.32%	19,111.57	5.31%	2,833.14	4.37%	
2031	12,223.53	1.20%	2,373.31	2.01%	17,115.03	3.55%	2,505.91	2.67%	20,092.40	5.13%	2,955.95	4.33%	
2032	12,372.76	1.22%	2,418.18	1.89%	17,725.65	3.57%	2,642.72	5.46%	21,108.21	5.06%	3,120.86	5.58%	
2033	12,514.00	1.14%	2,466.58	2.00%	18,338.55	3.46%	2,662.93	0.76%	22,194.74	5.15%	3,206.42	2.74%	
2034	12,662.93	1.19%	2,515.28	1.97%	18,975.90	3.48%	2,725.67	2.36%	23,348.43	5.20%	3,338.95	4.13%	

Tabla 5. 5: Proyección de la demanda de energía y Potencia máxima, con pérdidas de transmisión, sin Minera ni ACP.

Proyección de Demanda 2020 - 2034	Escenario Pesimista				Escenario Moderado				Escenario Optimista				
	Año	Energía		Potencia		Energía		Potencia		Energía		Potencia	
		GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW
2020	12,446.71	11.72%	1,969.00	0.41%	12,446.71	11.72%	1,969.00	0.41%	12,446.71	11.72%	1,969.00	0.41%	
2021	12,495.82	0.39%	2,121.67	7.75%	12,869.69	3.40%	1,928.65	-2.05%	13,423.83	7.85%	2,018.58	2.52%	
2022	12,776.59	2.25%	2,140.36	0.88%	13,468.52	4.65%	2,012.70	4.36%	14,855.99	10.67%	2,298.81	13.88%	
2023	13,058.13	2.20%	2,210.07	3.26%	15,018.40	11.51%	2,234.42	11.02%	15,511.79	4.41%	2,352.78	2.35%	
2024	13,331.43	2.09%	2,354.31	6.53%	15,490.84	3.15%	2,327.17	4.15%	16,217.46	4.55%	2,456.94	4.43%	
2025	13,475.78	1.08%	2,391.98	1.60%	15,976.52	3.14%	2,361.27	1.47%	16,946.92	4.50%	2,542.17	3.47%	
2026	13,624.89	1.11%	2,428.82	1.54%	16,481.35	3.16%	2,417.41	2.38%	17,699.90	4.44%	2,642.49	3.95%	
2027	13,778.84	1.13%	2,467.48	1.59%	17,008.73	3.20%	2,484.93	2.79%	18,518.07	4.62%	2,750.47	4.09%	
2028	13,944.84	1.20%	2,508.14	1.65%	17,568.12	3.29%	2,601.56	4.69%	19,405.78	4.79%	2,893.95	5.22%	
2029	14,089.52	1.04%	2,551.10	1.71%	18,117.12	3.12%	2,630.32	1.11%	20,308.82	4.65%	2,982.45	3.06%	
2030	14,238.78	1.06%	2,594.52	1.70%	18,689.29	3.16%	2,708.75	2.98%	21,272.36	4.74%	3,101.10	3.98%	
2031	14,384.32	1.02%	2,641.27	1.80%	19,275.82	3.14%	2,773.87	2.40%	22,253.19	4.61%	3,223.91	3.96%	
2032	14,533.55	1.04%	2,686.14	1.70%	19,886.43	3.17%	2,910.68	4.93%	23,269.00	4.56%	3,388.82	5.12%	
2033	14,674.79	0.97%	2,734.54	1.80%	20,499.34	3.08%	2,930.89	0.69%	24,355.53	4.67%	3,474.38	2.52%	
2034	14,823.71	1.01%	2,783.24	1.78%	21,136.69	3.11%	2,993.63	2.14%	25,509.22	4.74%	3,606.91	3.81%	

Tabla 5. 6: Proyección de la demanda de energía y Potencia máxima, con pérdidas de transmisión, con ACP y con Minera Panamá.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

PESIN 2020 - 2034



CAPÍTULO 6
CURVAS TÍPICAS

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 6

CURVAS TÍPICAS.

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

EDEMET

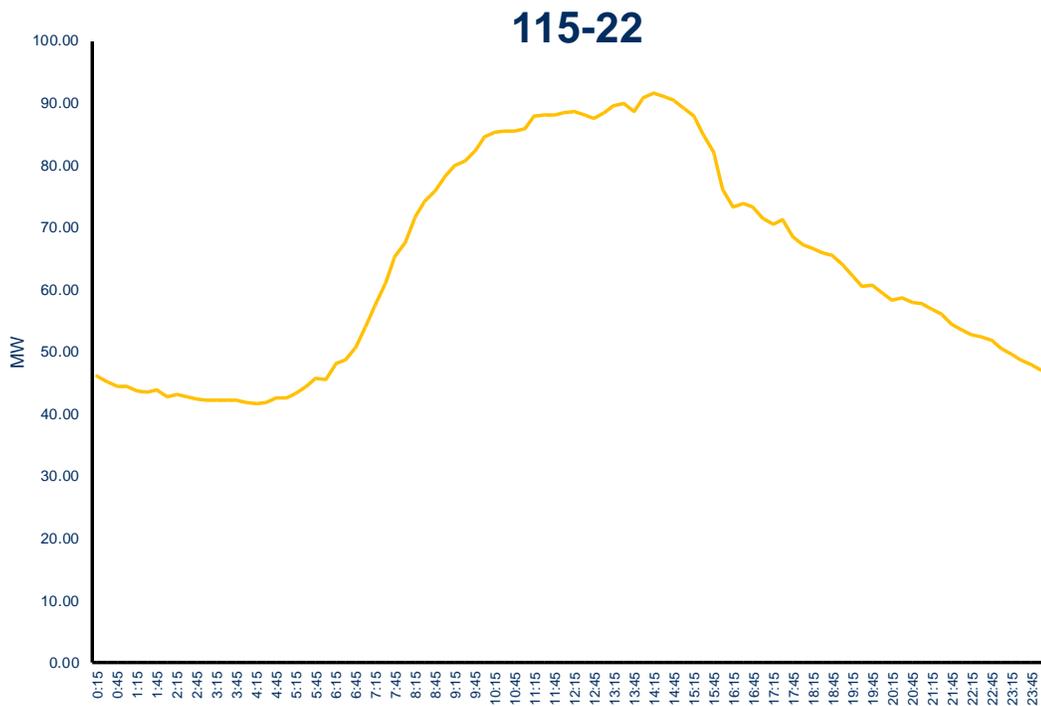


Gráfico 6.1: Curva Típica de Carga – Línea 115-22.

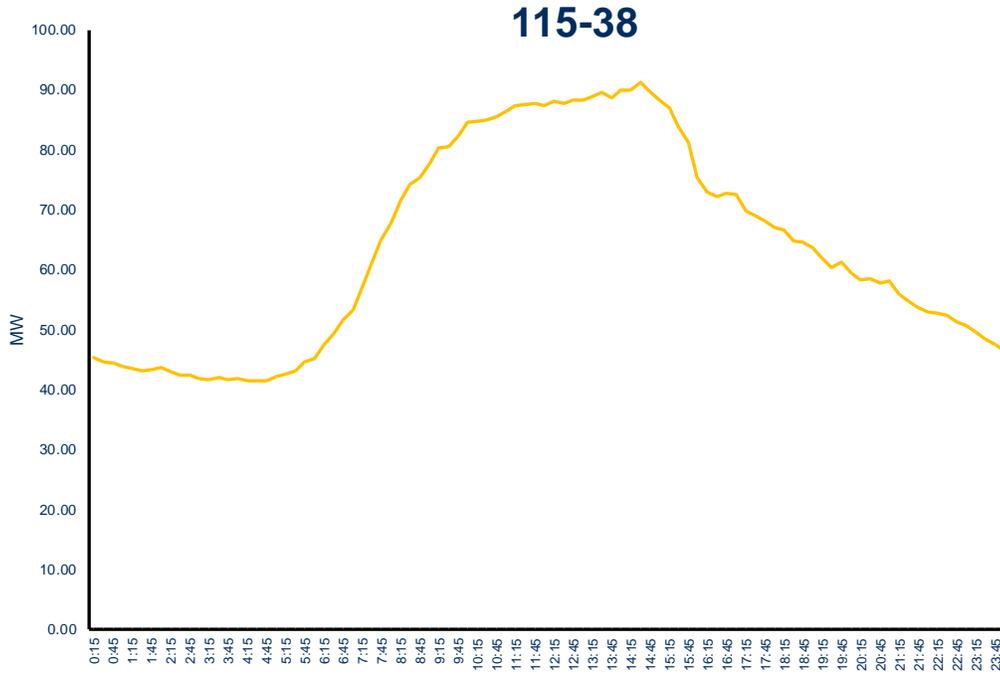


Gráfico 6.2: Curva Típica de Carga - Línea 115-38.

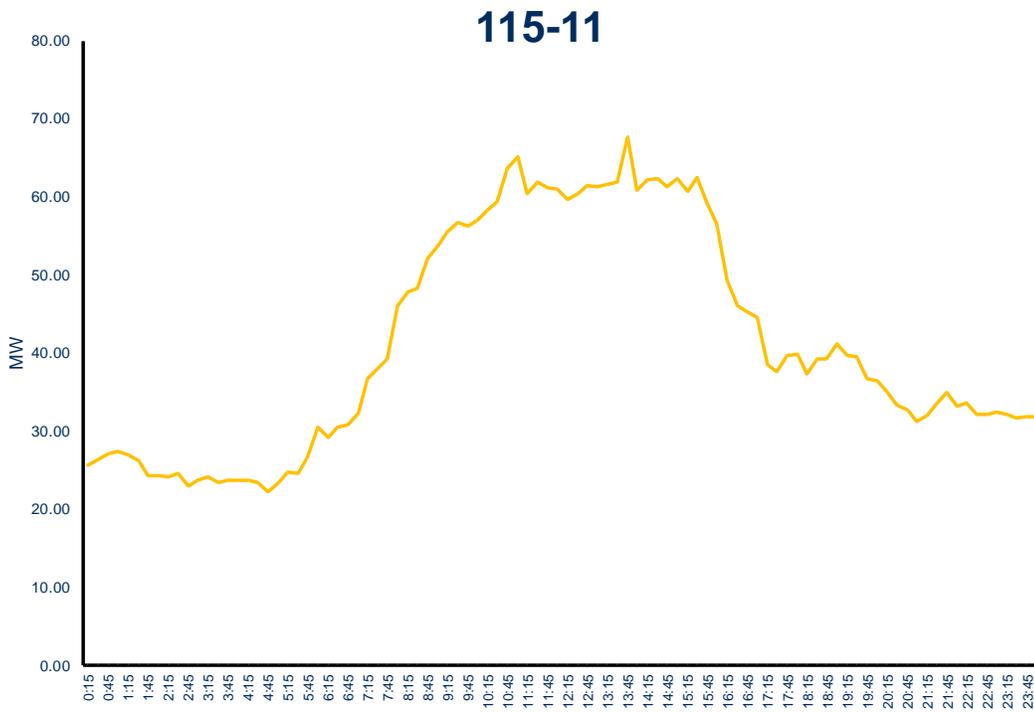


Gráfico 6.3: Curva Típica de Carga Línea 115-11.

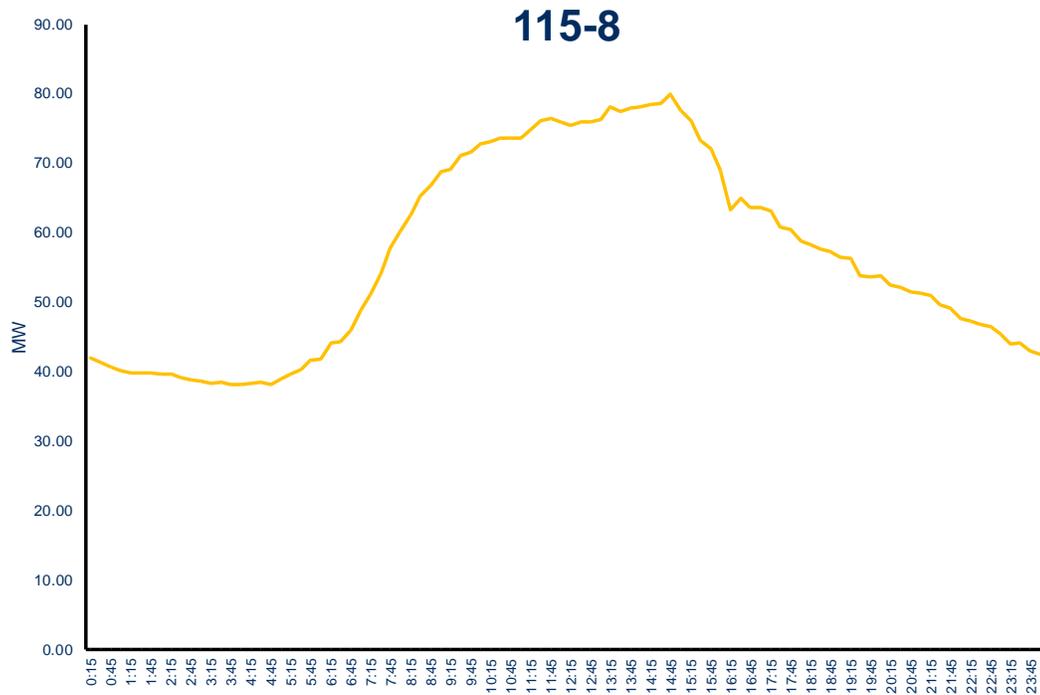


Gráfico 6.4: Curva Típica de Carga - Línea 115-8.

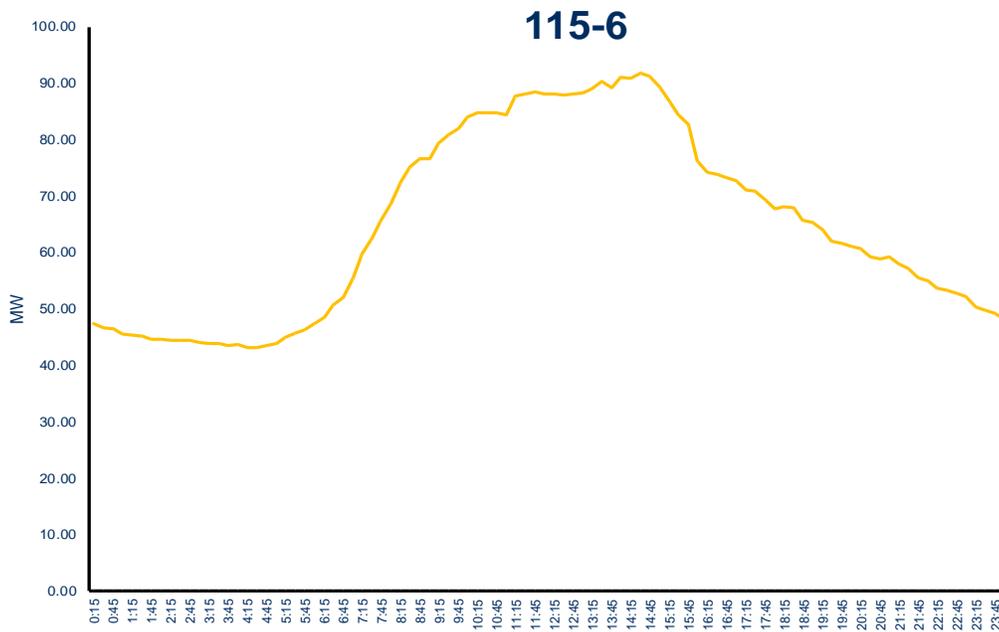


Gráfico 6.5: Curva Típica de Carga - Línea 115-6.

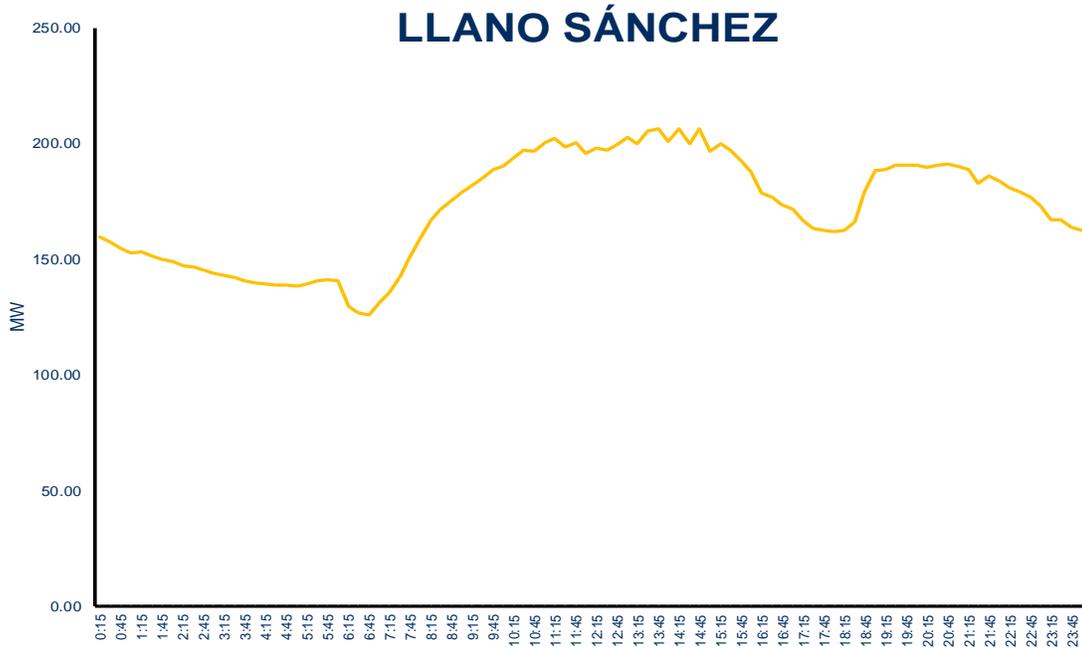


Gráfico 6.6: Curva Típica de Carga – Llano Sánchez.

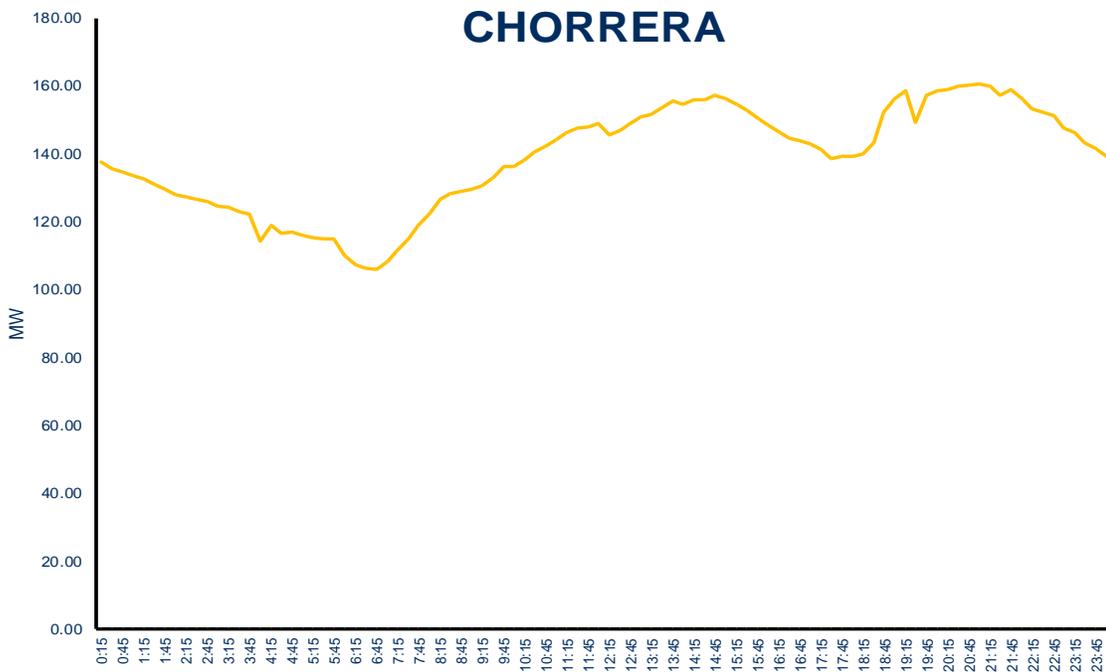


Gráfico 6.7: Curva Típica De Carga - Chorrera.

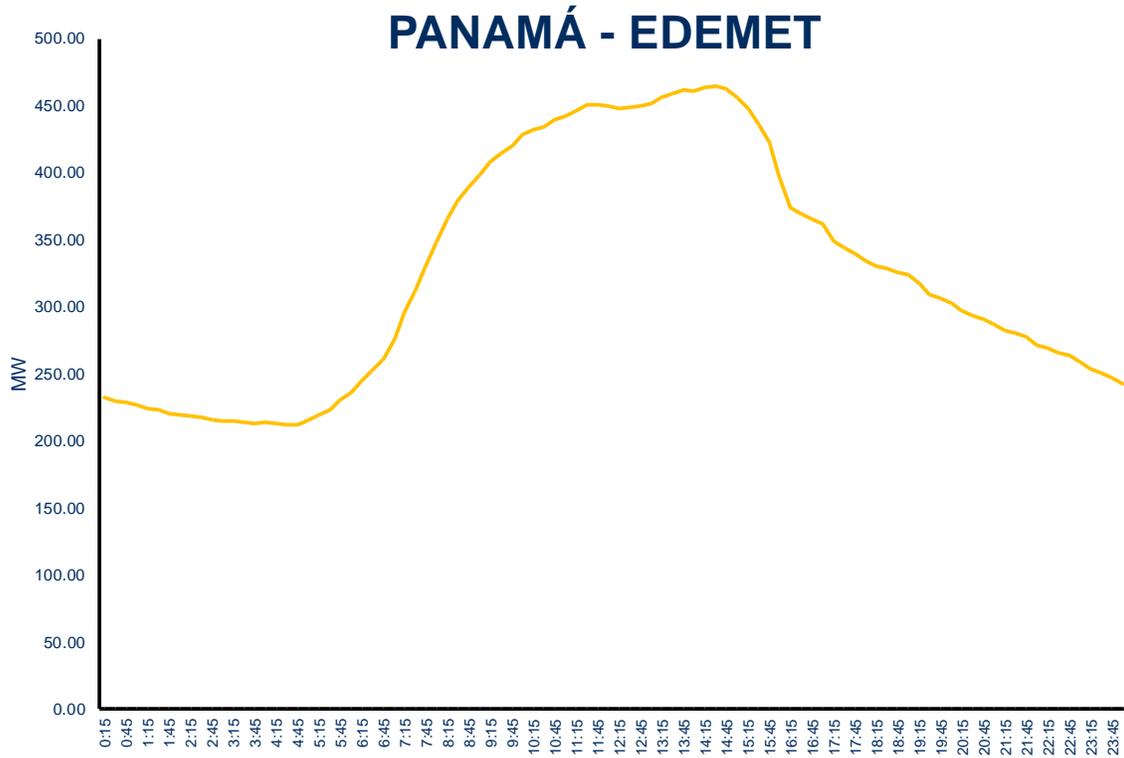


Gráfico 6.8: Curva Típica de Carga – Panamá - EDEMET.

EDECHI

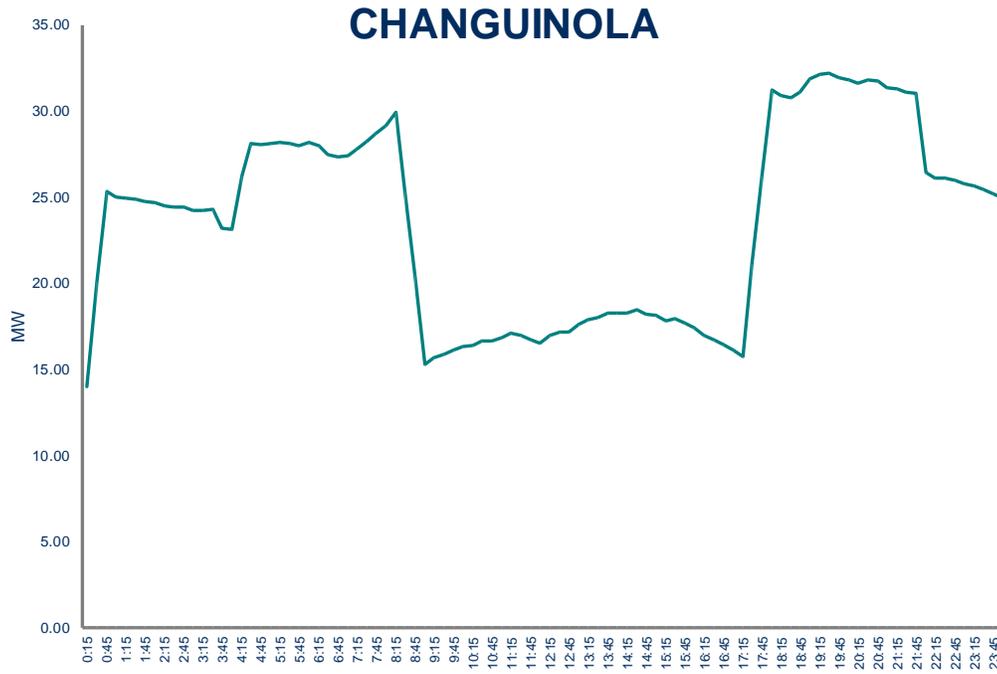


Gráfico 6.9: Curva Típica De Carga - Changuinola.

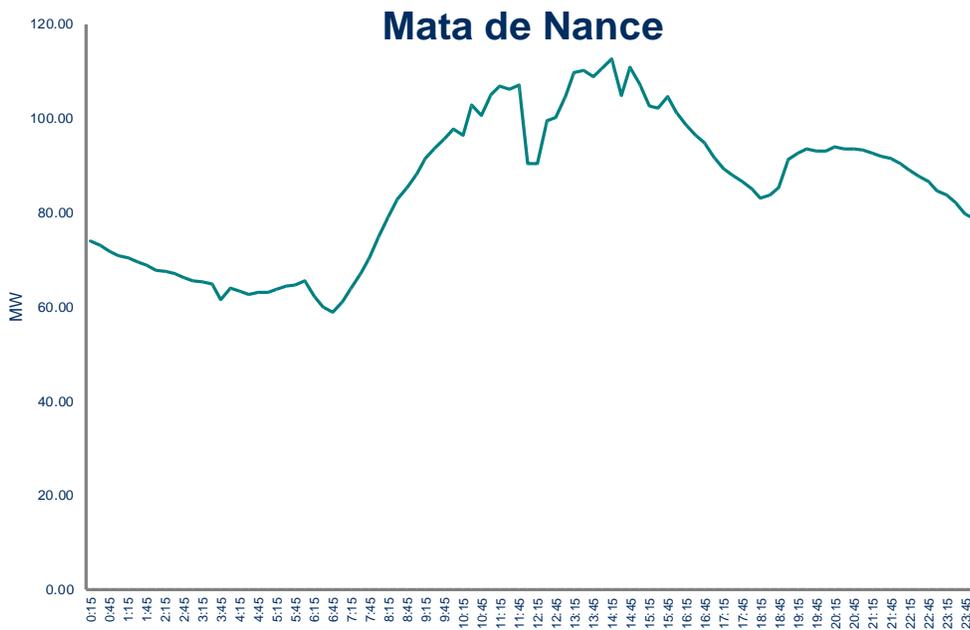


Gráfico 6.10: Curva Típica De Carga – Mata de Nance.



Gráfico 6.11: Curva Típica de Carga - Progreso.

ENSA

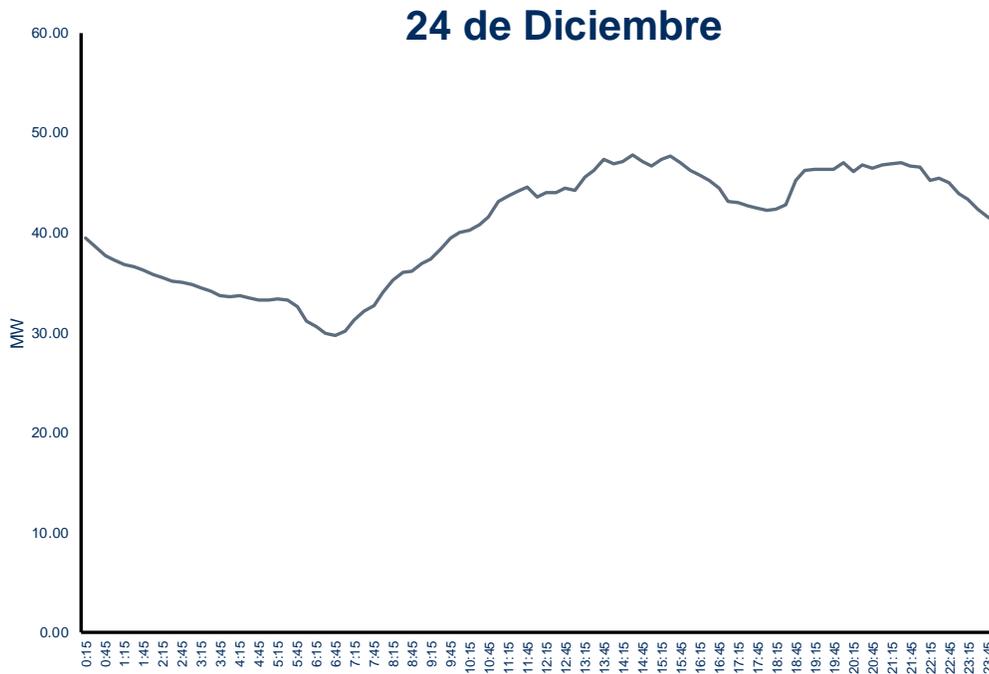


Gráfico 6.12: Curva Típica de Carga - 24 de Diciembre.

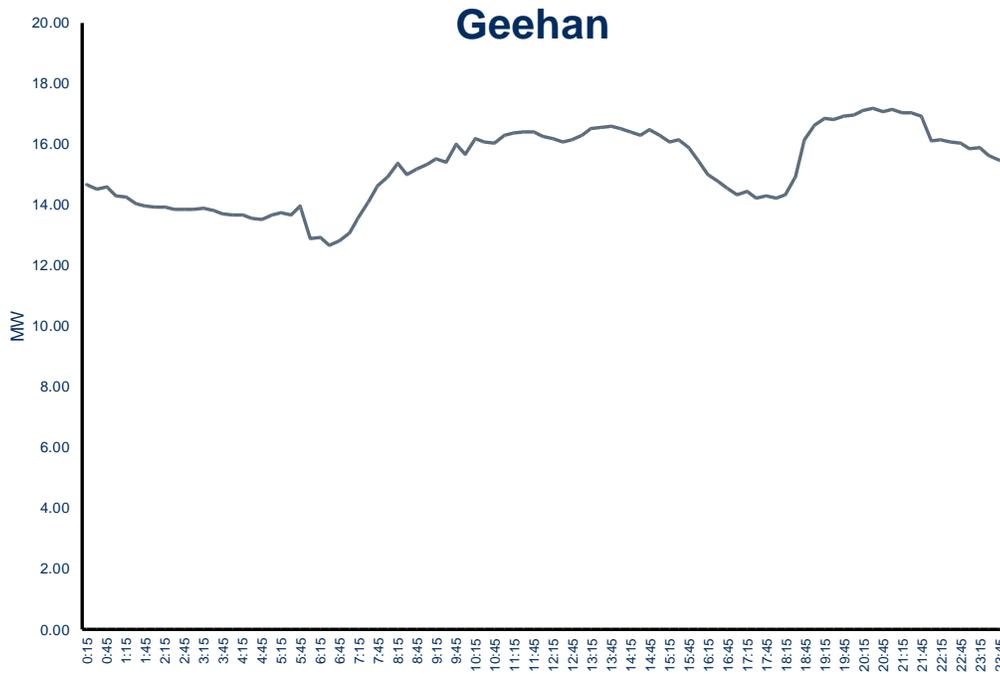


Gráfico 6.13: Curva Típica de Carga - Geehan.

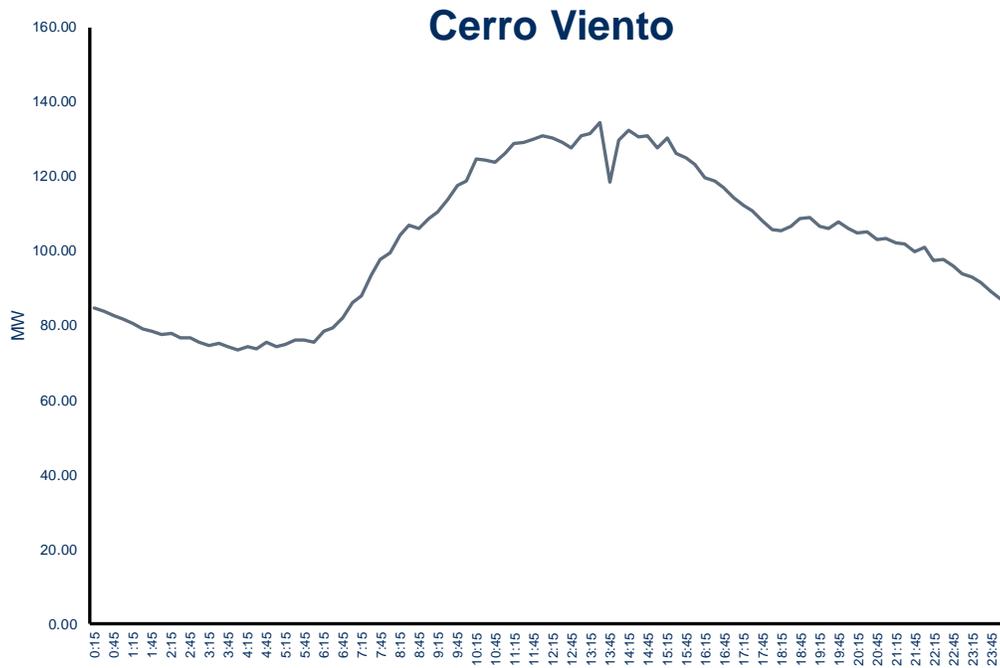


Gráfico 6.14: Curva Típica de Carga - Cerro Viento.

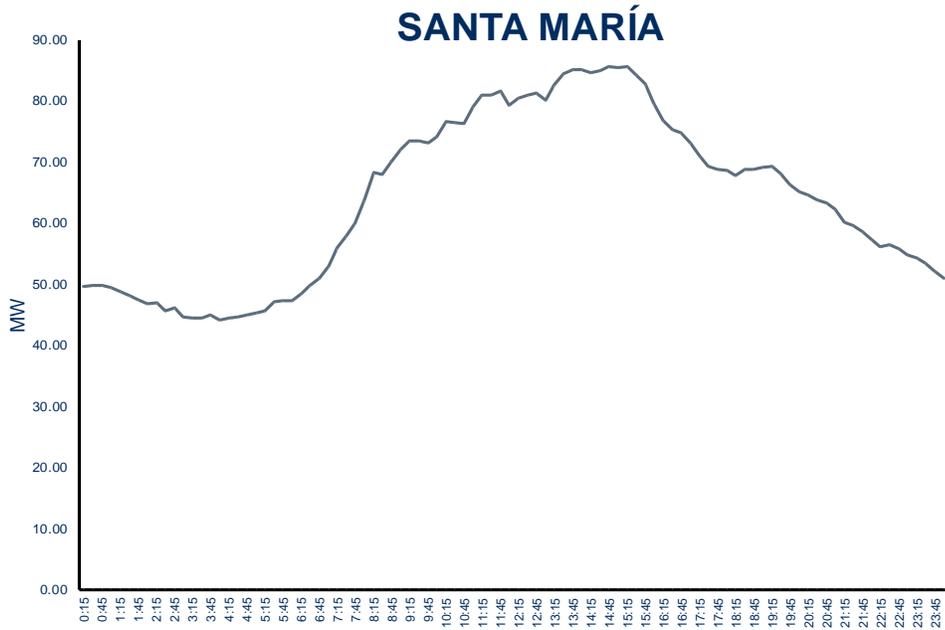


Gráfico 6.15: Curva Típica De Carga – Santa María.

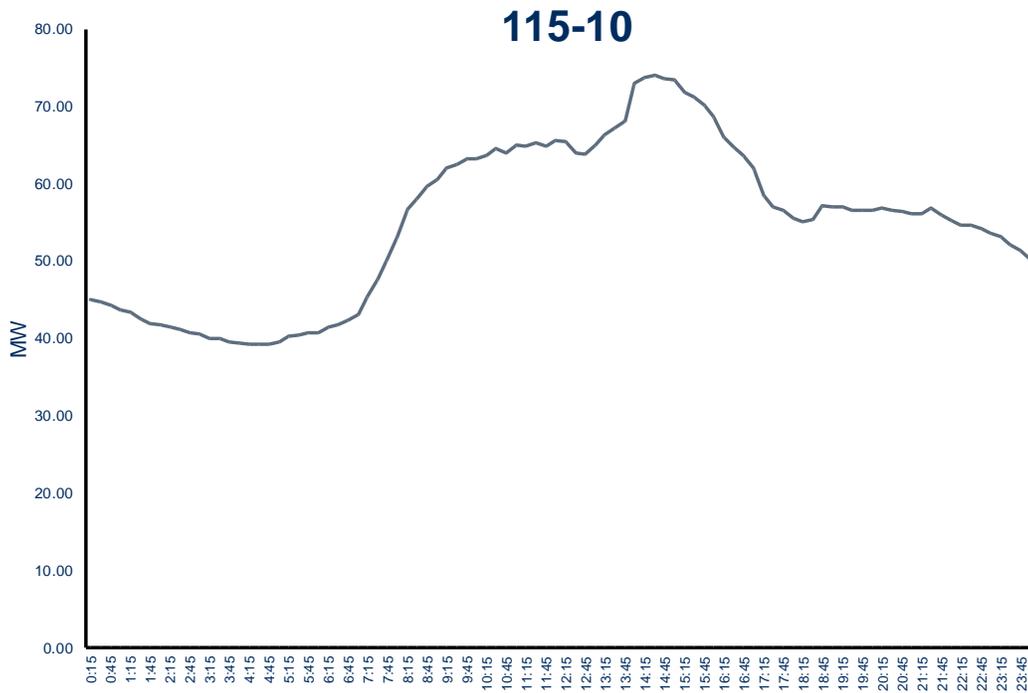


Gráfico 6.16: Curva Típica De Carga - Línea 115-10.

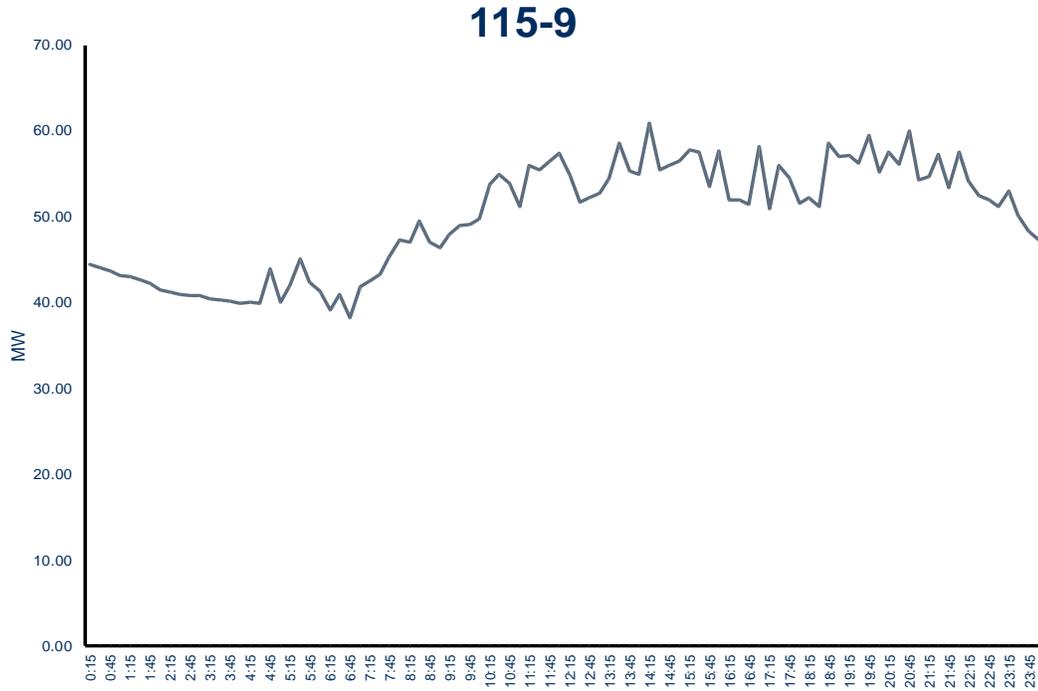


Gráfico 6.17: Curva Típica De Carga – Línea 115-9.

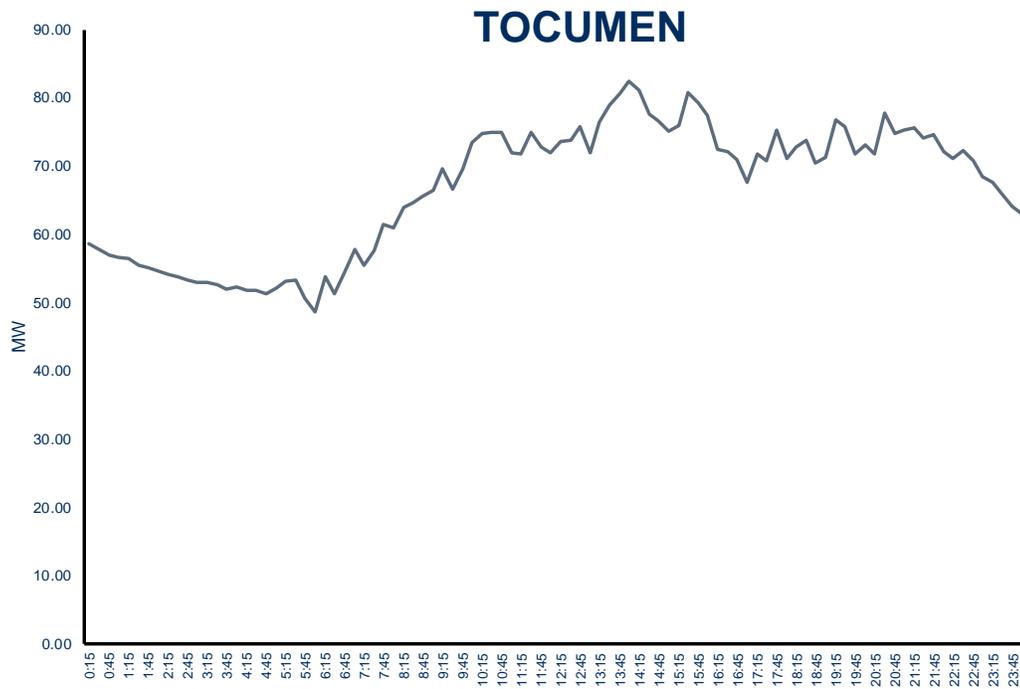


Gráfico 6.18: Curva Típica De Carga – Tocumen.

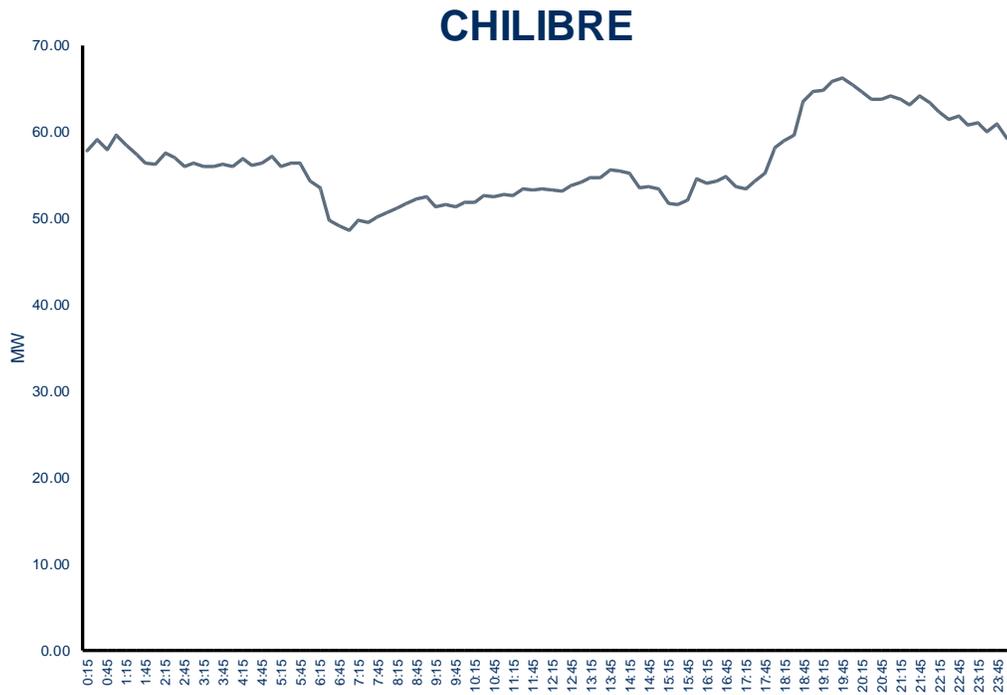


Gráfico 6.19: Curva Típica De Carga - Chilibre.

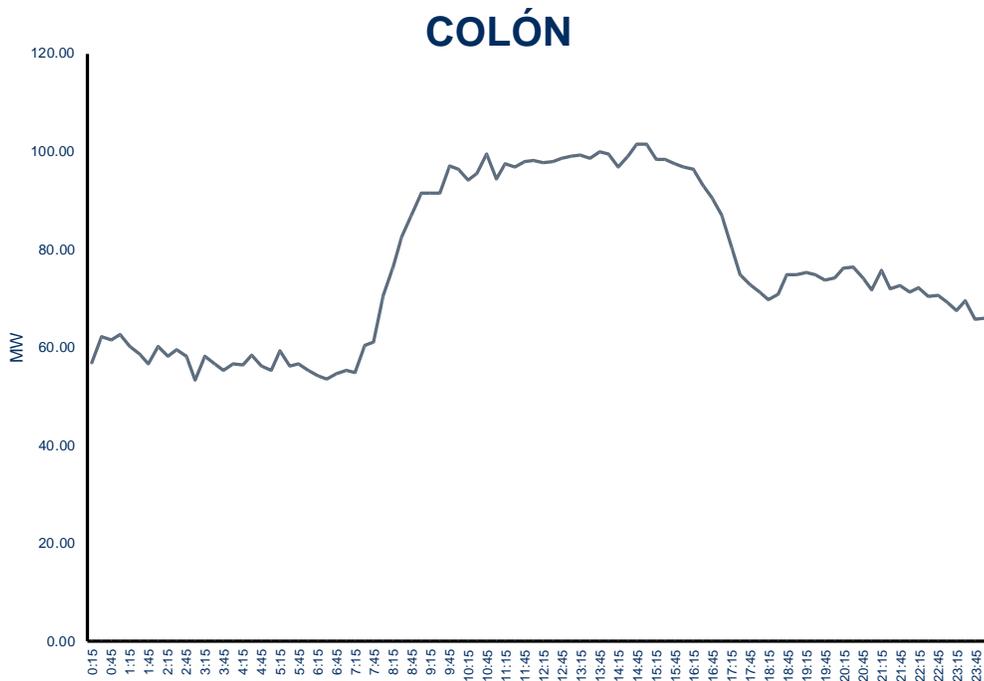


Gráfico 6.20: Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza).

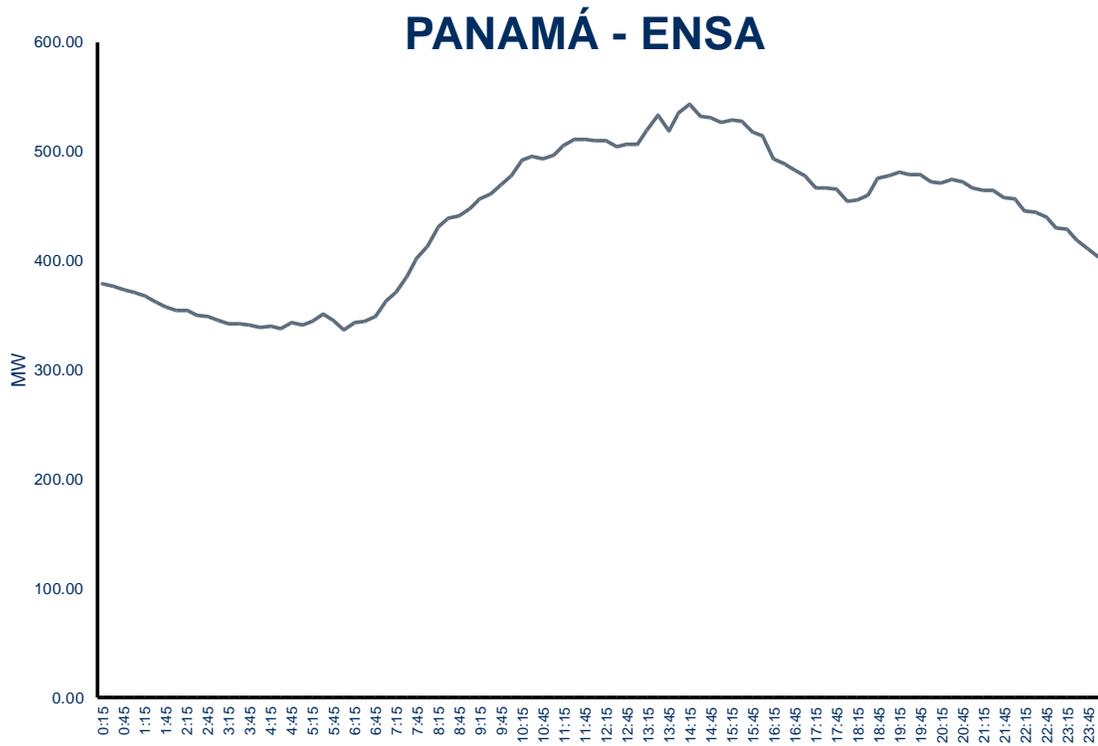


Gráfico 6.21: Curva Típica de Carga ENSA – Panamá (Provincia de Panamá - S/E Panamá, S/E Cerro Viento, S/E Geehan, S/E Tocumen, S/E Santa María y S/E 24 De Diciembre).

GRANDES USUARIOS

ARGOS

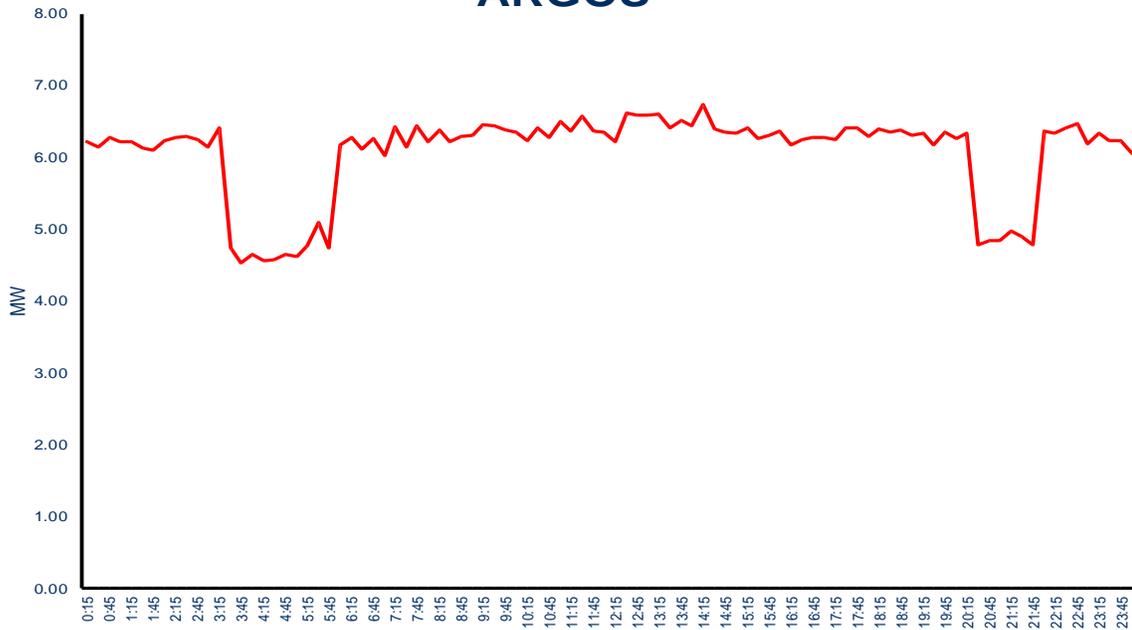


Gráfico 6.22: Curva Típica de Carga – ARGOS.

CEMEX

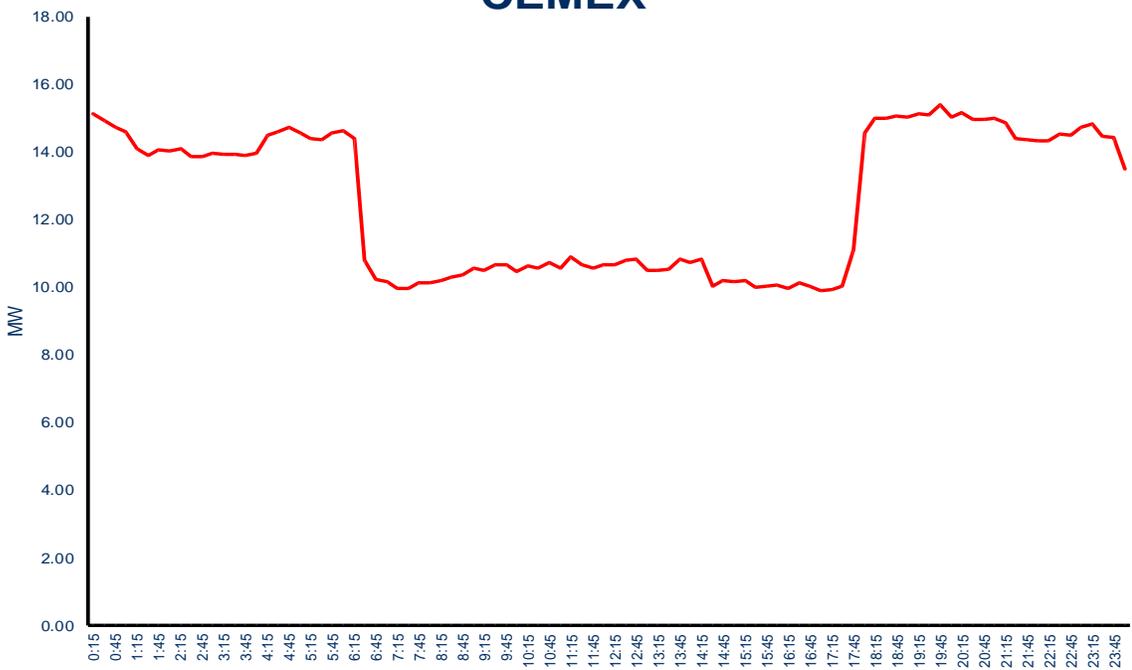


Gráfico 6.23: Curva Típica de Carga – CEMEX.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

PESIN 2020 - 2034



CAPÍTULO 7

DESAGREGACIÓN POR BARRA

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 7

DESAGREGACIÓN POR BARRA

En la siguiente página se presenta la desagregación de la Demanda Máxima de Generación, por participante consumidor y por barra, para los años 2020 - 2034. Se utilizaron las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores ¹⁴. Muy importante resaltar que las proyecciones proporcionadas por las distribuidoras EDEMET y EDECHI, fueron modificadas de modo tal que se ajustaran con los comportamientos esperados producto de la pandemia del Covid-19, de modo de que fueran compatibles con las proyecciones presentadas en este documento.

¹⁴ Notas: ENSA: nota VI-225-2020 del 6 de agosto de 2020; Naturgy: nota CM-V-609-2020 del 24 de julio de 2020.

ENSA	COD.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Tocumen	TOC	80.82	84.81	88.87	93.73	95.51	96.90	98.03	99.11	100.20	104.37	105.44	106.50	107.56	108.61
Cerro Viento	CVI	81.93	82.85	83.27	78.70	83.94	85.50	87.16	89.28	91.99	93.32	94.80	96.04	97.54	99.33
Llano Bonito	LBO13	25.40	30.67	31.82	36.83	38.72	40.83	43.14	45.93	49.39	52.92	56.16	57.93	59.71	61.49
Santa María	SMA	63.88	91.83	96.46	107.33	110.43	113.64	117.11	120.79	125.55	129.21	132.76	134.34	137.66	141.57
Monte Oscuro	MOS	79.76	85.36	88.48	97.86	101.16	103.32	105.62	108.01	110.25	111.47	112.56	113.66	114.76	115.86
Tinajitas	TIN	55.20	62.23	64.57	70.94	72.47	73.96	75.22	76.43	77.65	78.87	79.01	80.31	81.54	83.76
Geehan	PAC	23.86	23.16	24.44	28.06	28.91	29.84	31.00	32.54	33.24	34.00	34.39	34.71	35.03	35.34
Chilibre(Incluye el IDAAN)	CHI115	49.46	55.14	55.70	57.38	57.94	58.50	59.06	59.62	60.18	60.74	61.30	61.86	62.42	62.98
Calzada Larga	CLA13.8	9.00	10.84	11.29	12.64	13.09	13.54	14.00	14.45	14.90	15.35	15.80	16.25	16.70	17.16
France Field	FF13.8	54.50	63.78	73.11	78.90	79.60	80.29	80.99	81.69	82.39	83.08	83.78	84.48	85.18	85.87
Bahía Las Minas	L.M.13B	25.44	25.51	27.25	26.25	23.24	24.24	25.24	26.24	27.24	28.24	29.24	30.24	31.24	32.24
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	24.96	33.08	33.89	35.65	38.08	38.89	39.59	40.29	40.99	41.69	42.39	43.09	43.79	44.49
24 de Diciembre	24DIC13	38.76	51.26	55.23	61.28	64.45	66.93	68.53	69.78	71.00	72.35	73.60	74.91	76.01	77.12
Nueva S/E Costa del Este	CDE	30.48	35.40	38.44	42.70	47.89	52.35	54.45	55.92	57.14	58.60	59.64	60.21	60.43	60.66
Nueva S/E Santa Rita	STR13.8		7.32	7.38	7.44	7.50	7.56	7.62	7.68	7.74	7.80	7.86	7.92	7.99	8.05
Nueva S/E Gonzalillo	GON13					30.78	32.42	34.81	35.51	36.24	36.98	37.72	38.46	39.19	39.93
Nueva S/E Cativá	CAT513						14.05	14.44	14.72	15.06	15.41	15.73	16.23	16.52	16.80
TOTAL ENSA		643.45	743.22	780.21	835.69	893.72	932.77	956.00	977.98	1001.15	1024.42	1042.17	1057.15	1073.27	1091.27

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

EDEMET		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	134.83	141.40	165.20	154.35	157.21	160.14	163.15	166.19	169.40	172.70	175.90	179.23	182.66	179.23
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	11.00	11.54	11.75	12.38	12.61	12.84	13.08	13.33	13.59	13.85	14.11	14.38	14.65	14.94
El Higo	EHIG34	34.23	35.90	55.70	36.31	36.71	37.40	38.12	38.86	39.58	40.34	41.11	41.92	69.75	71.12
Chorrera	CHO34	78.73	72.32	83.42	87.82	89.43	91.09	92.78	90.35	91.99	93.77	95.65	97.39	99.22	101.09
San Francisco	SFR	120.92	118.89	114.79	120.72	122.81	124.94	127.11	129.34	131.59	133.96	136.37	138.70	141.13	143.64
Locería	LOC	115.25	113.12	103.01	108.11	109.74	111.40	113.08	114.79	116.50	118.31	120.14	121.86	123.65	125.50
Marañón	MAR	103.36	101.41	91.31	95.80	97.20	98.62	100.07	101.53	103.00	104.54	106.10	107.56	109.08	110.65
Centro Bancario	CBA	101.07	99.36	95.27	100.17	101.88	103.62	105.40	107.21	109.05	110.98	112.95	114.84	116.82	118.86
Burunga	BUR34	45.01	57.50	63.26	66.62	67.86	69.13	70.43	71.75	73.13	74.55	75.93	77.37	78.86	80.41
El Torno	TOR	32.96	34.58	34.28	36.10	36.77	37.46	38.16	38.88	39.63	40.40	41.15	41.93	42.74	43.57
El Coco (Penonome)	PEN2		23.04	21.98	23.15	23.58	24.02	24.48	24.93	25.42	25.91	26.39	26.89	27.41	27.95
Nueva S/E Bella Vista	BV113		30.02	29.92	32.48	34.11	35.81	37.60	39.48	41.46	43.53	45.71	47.99	50.39	52.87
Nueva S/E La Floresta	LAF13			10.64	11.20	11.41	11.62	11.84	12.06	12.28	12.51	12.74	12.98	13.22	13.46
Nueva S/E Santiago 2	STG234				22.35	22.77	23.19	23.63	24.07	24.54	25.01	25.48	25.96	26.46	26.98
TOTAL EDEMET		777.37	839.07	880.51	907.57	924.10	941.29	958.93	972.78	991.15	1010.35	1029.71	1048.99	1096.03	1110.26

EDEMET (SERVICIO B)		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Miraflores	MIR44	22.48	12.89	13.15	13.52	13.77	14.02	14.28	14.54	14.81	15.07	15.34	15.62	15.91	16.19
Balboa	BAL44	14.07	14.30	14.59	15.44	15.72	16.01	16.31	16.61	16.92	17.23	17.55	17.88	18.21	18.55
Summit	SUM44	1.33	1.35	1.38	1.46	1.48	1.51	1.54	1.57	1.60	1.63	1.66	1.69	1.72	1.75
Gamboa	GAM2	1.26	1.28	1.30	1.38	1.40	1.43	1.46	1.48	1.51	1.54	1.57	1.60	1.63	1.66
Howard	HOW12	15.82	6.12	6.24	6.62	6.74	6.87	7.00	7.13	7.28	7.42	7.55	7.70	7.85	8.00
Nueva S/E Howard 115 KV	HOW115		9.96	10.16	10.71	10.90	11.11	11.31	11.53	11.74	11.97	12.20	12.43	12.66	12.91
Areas Revertidas		56.63	47.34	48.22	49.12	50.03	50.96	51.90	52.87	53.86	54.86	55.87	56.91	57.97	59.06
TOTAL SERVICIO B		54.96	45.90	46.82	49.12	50.03	50.96	51.90	52.87	53.86	54.86	55.87	56.91	57.97	59.06

EDECHI		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Caldera 115 KV	CAL115	0.17	0.18	0.18	0.19	0.19	0.19	0.20	0.20	0.21	0.21	0.22	0.22	0.22	0.23
Progreso 34.5 KV	PRO34	22.43	23.31	23.71	26.56	27.09	27.64	28.21	28.81	29.42	30.06	30.71	31.39	32.08	32.80
Progreso 115 KV	PRO115	1.55	1.61	1.64	1.73	1.77	1.80	1.84	1.88	1.92	1.96	2.00	2.05	2.09	2.14
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	52.24	69.70	73.17	95.27	97.17	99.16	101.23	103.36	105.58	107.87	110.23	112.66	115.16	117.77
San Cristobal	SAC34	20.31	21.11	21.47	22.79	23.25	23.72	24.21	24.72	25.25	25.79	26.35	26.93	27.53	28.15
Cañazas (PTP)	CAN34	27.13	27.13	28.68	29.18	29.76	30.37	30.99	31.65	32.32	33.02	33.74	34.48	35.24	36.04
Changuinola	CHA34-1	20.89	21.38	21.88	22.41	22.96	23.52	24.12	24.73	25.36	26.02	26.69	27.39	28.11	28.85
Isla Colon	CHA34-2	4.17	4.33	4.41	4.84	4.96	5.08	5.21	5.34	5.47	5.62	5.76	5.91	6.07	6.23
Changuinola + Isla Colon	CHA34	25.06	25.71	26.29	27.25	27.91	28.60	29.32	30.06	30.84	31.63	32.45	33.30	34.17	35.08
Boqueron III	BOQ34	10.74	11.16	11.36	12.03	12.26									
Veladero	VEL34		3.98	4.05	4.13	4.21	4.28	4.36	4.45	4.54	4.63	4.72	4.82	4.92	5.02
Boqueron IV	BOQ4						12.51	12.76	13.03	13.30	13.58	13.88	14.18	14.49	14.81
TOTAL EDECHI		159.63	183.90	190.55	219.13	223.62	228.28	233.13	238.16	243.36	248.74	254.31	260.03	265.91	272.05

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

Grandes Clientes		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Argos	CPA115	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77
AVIPAC	LOC	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Cemex	CEMEX	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56
Cemento Interoceánico	CHO34	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
Manzanillo International Terminal	MIT	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15
Super 99 - Via Porras	SFR	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36
Super 99 - Punta Pacífica	SFR	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Super 99 - Plaza Tocumen	TOC	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
Super 99 - El Faro	CVI	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
Super 99 - Costa del Este	CVI	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Super 99 - Brisas del Golf	CVI	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
Super 99 - Penonome	LSA115	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
Super 99 - Albrook	BAL44	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41
Super 99 - Santiago	LSA115	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Super 99 - Chitre	LSA115	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Super 99 - San Francisco	SFR	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
Super 99 - Plaza Italia	CHO34	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Super 99 - Portobelo	MOS	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
Super 99 - Plaza Carolina	CVI	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27
Super 99 - Colon 2000	MHOPE	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
Super 99 - La Doña	TOC	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Super 99 - Tumba Muerto	LOC	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Contraloría	SFR	0.93	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
Gold Mills	LOC	1.19	1.20	1.21	1.23	1.24	1.26	1.28	1.29	1.31	1.33	1.34	1.35	1.38	1.39
Embajada USA	CLA13.8	1.24	1.24	1.24	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
CSS	MAR	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.20
VH Compañía	CVI	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27
Sunstar (Hotel Bijao)	EHIG34	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77
TOTAL Grandes Clientes		51.76	51.77	51.79	51.77	51.77	51.79	51.81	55.65	55.67	55.69	55.70	55.72	55.74	55.91
TOTAL Grandes Clientes Conectados el SPT		29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33
Autoconsumo		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Minera Panama	BOT34	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00
ACP	ACP	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21
TOTAL Autoconsumo		268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21

Tabla 7. 3: Desagregación por Barra (Parte 3).

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

PESIN 2020 - 2034



CAPÍTULO 8
ESTÁNDARES
TECNOLÓGICOS Y
COSTOS DE TRANSMISIÓN

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 8

ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS & COSTOS DE TRANSMISIÓN

INTRODUCCIÓN

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

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

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

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

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

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

CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES

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

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Generalidades

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

Por su parte, la longitud total de líneas de transmisión a nivel de 115 kV es de 307.70 km, divididas en 267.80 km en líneas de doble circuito y 39.90 km en líneas de circuito sencillo.

Tipos de Conductores

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

salina, la longitud de la línea, las características de la carga, entre otros.

En resumen, los criterios básicos generales utilizados por ETESA para seleccionar el tipo de conductor en una línea de transmisión son:

- a. La selección de la configuración geométrica de las fases.
- b. La determinación de los tipos de conductores a evaluar.
- c. El análisis del diámetro mínimo aceptable.
- d. El análisis preliminar, en función del Valor Presente Neto, para la

selección de la faja de calibres de los conductores.

- e. El análisis de sensibilidad de las alternativas.

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)¹⁵, 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:

- a. Optimización: La eficiencia mecánica de la estructura y el aspecto económico involucra que en el diseño se contemplen las

características de aplicación mecánica del conjunto de estructuras definidas.

- b. Peso de la estructura: Las cargas mecánicas y la altura de la estructura involucra que en el diseño se contemplen el peso de las estructuras.
- c. Esfuerzos mecánicos: La velocidad del viento es una de las principales cargas del dimensionamiento de la estructura, lo que involucra que en el diseño se contemplen el modelado de los datos de viento y determinación de la velocidad de viento de referencia para el proyecto en base a la metodología IEC 826.
- d. Perfil topográfico: La ubicación de las estructuras en el terreno

¹⁵ Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado "Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de

transmisión 230KV", en octubre de 1997.

involucra que en el diseño se contemple el levantamiento de un perfil topográfico de la línea de transmisión considerando:

- d.1. Las distancias de seguridad verticales para las condiciones de potencia máxima y de emergencia.
- d.2. Las distancias laterales de seguridad y el límite de la franja de servidumbre.
- d.3. La separación entre líneas en el tramo de paralelismo.
- d.4. Las características de aplicación geométrica de las estructuras, tales como ángulo en la línea, vanos

adyacentes, alturas.

- d.5. Las distancias eléctricas en la estructura: ángulos de balance de la cadena, ángulo de salida de la grapa del cable conductor.
- d.6. Los límites de ángulo de inclinación del conductor e hilos de guarda en la salida de la grapa.
- d.7. Las condiciones de mejor ubicación de cada estructura con confirmación a través de inspección de campo.
- d.8. Las 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 o 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 con el tamaño del aislador y su mejor comportamiento con el problema de la contaminación.

Con el objetivo de mantener los índices de confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión, la tendencia en el diseño de las líneas, respecto al nivel de aislamiento a utilizar, considera ciertos aspectos como lo son:

- a. Criterio de Sobre voltaje de 60Hz: el mismo comprende dos factores, las sobretensiones a 60Hz y el problema de la contaminación. El primero, contempla la distancia del conductor-estructura en la condición de viento extremo, mientras que el segundo, permite determinar el tipo y cantidad de aisladores a utilizar de acuerdo con el nivel de contaminación en el área del proyecto.
- b. Impulso de Maniobra: los voltajes transitorios que se generan como

consecuencia de maniobras que se efectúan en el sistema tales como: interrupción de fallas, energización y desenergización de líneas involucra que en el diseño se contemplen estudios de simulación a condiciones de viento moderado para verificar el comportamiento del sistema ante estas circunstancias.

- c. Descargas atmosféricas (rayos): los impulsos ocasionados por las descargas atmosféricas directas e inducidas sobre las líneas involucran que en el diseño se contemple el estudio minucioso del comportamiento de los rayos sobre las líneas de transmisión a condiciones de viento mínimo.

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:

- a. Tipo de aislador seleccionado.
- b. Calibre del conductor.
- c. Calibre del hilo de guarda.
- d. Resistencia Mecánica deseada.
- e. Los mantenimientos deseados.
- f. La experiencia obtenida en proyectos de características similares.

Por tal motivo, en el diseño de las líneas, ETESA normalizó la utilización de los herrajes largos denominados “herrajes para el mantenimiento de línea en caliente”, los cuales poseen una configuración apropiada para realizar dicho mantenimiento.

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.

De esta forma se observa que la selección de los hilos de guarda es de suma importancia y es por tal motivo

que ETESA ha establecido como requisitos mínimos en el diseño de la línea el cumplimiento de ciertos factores como lo son:

- a. Un adecuado ángulo de protección entre hilo de guarda y conductor. Con base a la experiencia y a diversos estudios se determinó el ángulo 0° como apropiado.
- b. Una adecuada distancia en el vano medio: la distancia que debe existir entre el conductor más alto y el hilo de guarda en el vano medio debe ser tal que no ocurra un flameo entre ambos y

que a la vez exista un adecuado acoplamiento.

Finalmente, la decisión de la selección del hilo de guarda estará basada en consideraciones mecánicas más que eléctricas; por lo tanto, un buen hilo de guarda deberá tener una buena resistencia mecánica y ser resistente a la corrosión. Uno de los materiales que reúne estos requisitos es el Acero Revestido de Aluminio, muy comúnmente utilizado en las actuales líneas de transmisión, y denominado Alumoweld (marca registrada de Copperweld).

Hilo de Guarda OPGW – Optical Power Ground Wire

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

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

SUBESTACIONES

Generalidades

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

El diseño de las subestaciones tiene como objetivo brindar confiabilidad, seguridad, flexibilidad al sistema y continuidad en el servicio con el menor

costo de inversión satisfaciendo los requerimientos del sistema.

El sistema de transmisión de ETESA cuenta con diecisiete (17) subestaciones eléctricas, de las cuales once (11) de ellas son subestaciones transformadoras de voltaje, mientras que las seis (6) restantes son subestaciones seccionadoras puras: cuatro (4) a nivel de 230 kV y dos (2) a nivel de 115 kV:

S/E Transformadoras y Seccionadoras			S/E Seccionadoras Puras	
230/115/34.5 KV	115/34.5 KV	230/115/13.8 KV	115 KV	230 KV
Chorrera	Caldera	Panamá	Cáceres	Guaquitas
Llano Sánchez	Charco Azul **	Panamá II	Santa Rita	Veladero
Mata de Nance				Cañazas
Progreso				El Higo
Changuinola				
Boquerón 3 *				
San Bartolo				

Tabla 8. 1: Subestaciones de ETESA.

Nota:

* Boquerón 3: 230/34.5 KV

** Charco Azul: 115/4.16 KV

A continuación, se detallan los criterios tecnológicos de cada uno de los componentes principales que se consideran en el diseño de las Subestaciones.

Ubicación

La ubicación de una subestación estará sujeta a la función para la cual fue diseñada. Es decir, la función de las subestaciones seccionadoras es la de brindar mayor estabilidad al sistema cuando las líneas de transmisión son largas, por lo que no es necesario que

estén ubicadas en un radio cerca de los centros de carga, en comparación a las subestaciones transformadoras; sin embargo, ambas deben contar con un terreno de fácil acceso, alto, plano, no muy rocoso y que excluya la posibilidad de inundación.

Configuración del Sistema

La selección de la configuración del sistema determina el arreglo eléctrico y físico del equipo electromecánico y de la subestación. Al diseñar subestaciones de transmisión, factores como la confiabilidad, la economía, seguridad y simplicidad del sistema son los que marcarán el patrón a seguir en la designación del esquema adecuado; los cuales, a su vez, estarán ligados con la funcionalidad e importancia de la subestación. Las subestaciones de ETESA tienen las siguientes configuraciones:

Configuración Barra Sencilla:

Es el esquema con el menor costo debido a su simplicidad. Sin embargo, factores como: la imposibilidad de hacer mantenimientos o extensiones de las barras sin desenergizar la subestación, la desenergización de toda la subestación por fallas producidas en la barra o en los interruptores y su exclusivo uso en lugares donde las cargas puedan ser interrumpidas o tengan otros arreglos alternos de alimentación no brindan confiabilidad al sistema. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación de Charco Azul y el patio de 34.5 KV de la Subestación Llano Sánchez.

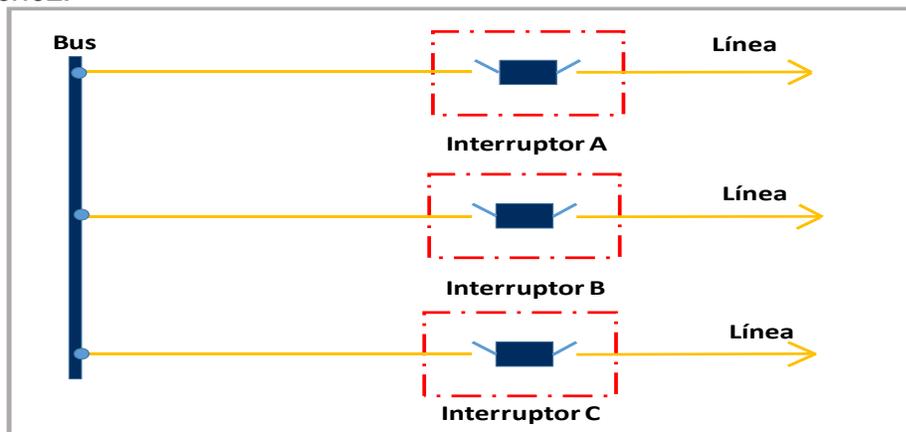


Figura 8. 1: Configuración Barra sencilla.

Configuración Barra Principal y de Transferencia:

Este tipo de configuración adiciona una barra de transferencia a la configuración barra sencilla, enlazando a ambas a través de un interruptor. Dentro de las ventajas que brinda esta configuración se pueden mencionar: un bajo costo inicial, la flexibilidad de brindar mantenimiento a cualquier interruptor y la posibilidad de utilizar equipos de protección en la barra principal. Sin embargo, también existen desventajas que se deben analizar como lo son: el requerimiento de un interruptor extra para “amarrar” las barras, el proceso complicado de transferir la carga al momento de realizar mantenimientos y la desenergización de la subestación entera debido a fallas producidas en la barra o en los interruptores. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación Cáceres.

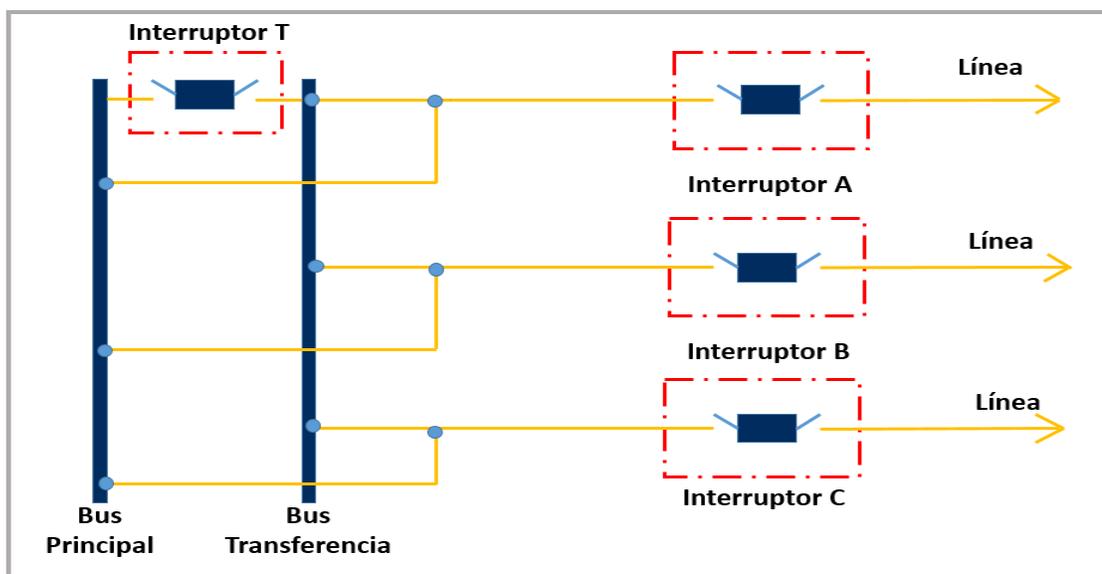


Figura 8. 2: Configuración Barra principal y de transferencia.

Configuración Interruptor y Medio:

Es el esquema más comúnmente utilizado debido a su flexibilidad en la operación, alta confiabilidad, simplicidad, la posibilidad de transferir la carga mediante los interruptores, la posibilidad de realizar mantenimientos en una de las barras en cualquier momento y la continuidad del servicio aun cuando existan fallas en una de las barras. Dentro de las desventajas podemos mencionar la necesidad de un interruptor y medio por circuito, lo cual la hace más costosa.

La configuración de las subestaciones de ETESA, en su mayoría es en esquema de interruptor y medio, ya que el sistema, desde su concepción a inicios de la década de 1970 fue diseñado y construido de esta manera, tomando en cuenta las características propias del sistema, siendo este longitudinal con líneas muy largas, lo que ameritaba un diseño capaz de brindar un alto grado de confiabilidad y seguridad. Todos los patios de 230, 115 y 34.5 KV de las distintas subestaciones

tienen esta configuración, a excepción del patio de 34.5 KV de la Subestación Llano Sánchez y la Subestación Charco Azul, las cuales tienen configuración de barra sencilla, y la Subestación Cáceres, con configuración de barra principal y transferencia; cabe mencionar que esta fue la primera subestación del sistema, construida a fines de la década de 1960.

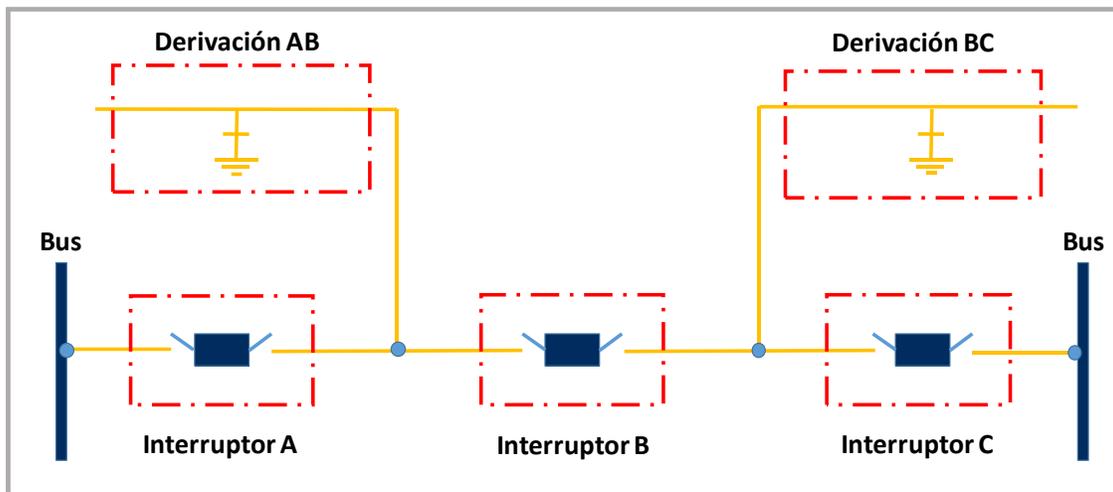


Figura 8. 3: Configuración Interruptor y Medio.

Tipos de Interruptores

Aun cuando la tecnología de gas SF6 fue descubierta en 1900, no fue hasta 1947 cuando se produjo en escalas industriales en los Estados Unidos.

Esta tecnología ha reemplazado por completo a los interruptores de aceite debido a ciertas ventajas como lo son:

1. Menor posibilidad de contaminación ambiental.

2. Menor peso de los interruptores, lo que resulta en menor costo de las obras civiles.
3. Facilidad de transporte.
4. Menor tiempo de instalación.
5. Más económicos.
6. Requerimientos de mantenimientos menores.

Adicionalmente, el hexafluoruro de

azufre (SF₆) cuenta con dos propiedades claves las cuales son:

- a. El gas tiene una excelente fuerza dieléctrica.
- b. El gas posee una constante de tiempo térmico baja, alta absorción de electrones libres y alta estabilidad química lo que permite mayor capacidad en la extinción de los arcos eléctricos.

Conforme se mejora el diseño de interruptores de SF₆ de alta tensión, mayor importancia cobra la rapidez del

mecanismo de operación. Dicho mecanismo ha de transformar el interruptor de un perfecto conductor en un perfecto aislador.

En la búsqueda de fiabilidad y simplicidad, ETESA ha implementado el mecanismo de operación por resorte. El 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

ETESA utiliza dos tipos de protecciones dependiendo del largo de la línea de transmisión. Para una línea corta representada por un SIR > 4 (Sorche Impedance Ratio)¹⁶, se utilizan protecciones diferenciales de línea; para las líneas medianas y largas (SIR < 0.5) se utilizan las protecciones de distancia. Como respaldo de las protecciones de distancia y diferencial se utiliza la protección direccional de sobre corriente de tierra que también sirve de respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes.

Cada línea tiene dos protecciones, una primaria y otra secundaria completamente independientes. Esto es por confiabilidad, ya que, si en algún momento una de las protecciones

quedara fuera de servicio, la otra continuará funcionando. Son independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos de este 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.

Para asegurar que las fallas a lo largo de la línea sean despejadas simultáneamente se usa el esquema

¹⁶ SIR son las siglas en inglés para Source Impedance Ratio (Relación Fuente Impedancia). Este término indica la tasa de la

fuerza detrás del relé a la impedancia de la línea

PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip). El PUTT requiere de un canal de comunicación para enviar y recibir el permisivo de disparo. Como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes se usa el esquema de fallo de interruptor remoto. ETESA tiene dos canales de comunicación por línea. En el caso de las líneas paralelas, éstas comparten ambos canales de comunicación. De esta forma, en cada canal se transmiten cuatro señales:

- a. envío/recibo de las protecciones de la línea 1
- b. envío/recibo de las protecciones de la línea 2
- c. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 1
- d. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 2

A partir de la Subestación Panamá II, ETESA ha implementado una nueva tecnología en el área de protecciones. La misma está basada en relevadores con microprocesadores debido a las grandes ventajas que presentan; por ejemplo, la opción de programar las funciones lógicas requeridas, un menor requerimiento de mantenimiento en comparación a los relés electromecánicos, la facilidad de contar con registros de fallas y de eventos, el acceso vía remoto, entre otras.

En el Anexo Tomo I - 4 de este capítulo se presenta un breve 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

Con el objetivo de analizar la necesidad de la adición de compensación reactiva capacitiva (banco de capacitores) al Sistema Principal de Transmisión, los técnicos de ETESA realizan simulaciones en estado estable (flujos de potencia) para verificar si para las condiciones de demanda máxima los niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión se encuentran dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se verifica que las unidades generadoras se encuentren proporcionando el reactivo necesario de acuerdo con su curva de capacidad.

Para la condición de demanda mínima, se verifica si es necesario la adición de compensación reactiva inductiva (banco de reactores) de tal forma que absorba el exceso de reactivo producido por las líneas de transmisión durante las horas de valle nocturno, análisis que se logra comprobando primeramente que las unidades generadoras del sistema estén absorbiendo el reactivo de acuerdo a lo especificado en su curva de capacidad de forma tal que se mantengan los niveles de tensión del sistema dentro de los rangos permisibles.

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.

La metodología utilizada por ETESA está basada en la categorización de las líneas dependiendo de lo señalado en el párrafo anterior de forma tal que se evalúen y estimen los costos de la línea paso a paso como si lo necesitarámos construir actualmente, es decir estimar su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

- a. Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico.
Mediante "Benchmarking" se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos (Ver Tabla 8. 2).
- b. Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles.
Los costos relacionados al montaje y obras civiles se establecen

mediante un porcentaje en base a las especificaciones de la línea. Así, se clasifican las líneas según la tensión 230KV o 115KV sin diferenciar si las torres son de circuito sencillo o doble, además que se establece el caso puntual de la línea de circuito sencillo con torres previstas para doble circuito.

- c. Paso 3: Cálculo de Otros Costos.
Esta sección involucra los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de estos se ha estipulado la aplicación de los porcentajes establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para ese ítem. (Ver Tabla 8. 4).

Estos costos unitarios de líneas fueron actualizados al año 2020 tomando en cuenta la variación del acero, aluminio y zinc, de acuerdo con sus costos internacionales. El costo del acero y zinc se actualizó en base al Steel Review, publicación de MEPS, sección World Carbon Steel Price Index, Structural Section and Beams; el aluminio en base al London Metal Exchange y también al Índice de Precios al Consumidor para Bienes y Servicios Diversos en los Distritos de Panamá y San Miguelito.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO (Miles de B./.)
1	Costo de Torres de Acero	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	72.15
	Línea 750 ACAR 230 KV	67.95
	Línea 1200 ACAR 230 KV	90.60
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	96.21
	Línea 636 ACSR 230 KV	114.76
	Línea 750 ACAR 230 KV	90.60
	Línea 1200 ACAR 230 KV	120.80
	Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	90.62
	Línea 1200 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	161.03
2	Costo de Aisladores y HERRAJES	
	115 KV	6.73
	230 KV	11.77
	230 KV 2 cond. por fase	14.28
3	Costo de Conductores	
	Conductor 636 ACSR	22.91
	Conductor 750 ACAR	23.89
	Conductor 1200 ACAR	28.97
	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	3.92
	230.00	5.18
	230 KV 2 cond. por fase	5.91

Tabla 8. 2: 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	22%	28%	28%	28%
Obras Civiles	25%	26%	32%	26%

Tabla 8. 3: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles.

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	5%
Inspección	5%
Interes Durante Construcción	6%

Tabla 8. 4: Detalle Porcentual de Otros Costos

Costos Unitarios de Líneas B./km (Miles)	
Líneas	PLAN 2020
115 KV	
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	245.17
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	312.73
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	352.23
230 KV	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	407.19
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	259.07
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	378.96
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	316.91
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	468.41
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	309.92
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	422.59

Tabla 8. 5: Costo Unitario de las líneas de transmisión.

SUBESTACIONES

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

Se establecieron cuatro categorías para los equipos y actividades:

- a. Equipos de Costos Unitarios: aquellos equipos que se pueden manejar con cantidades definidas.
- b. Equipos de Costos por Lote: aquellos equipos o sistemas que por sus características es difícil establecer una cantidad determinada de elementos, y dependen mucho del diseño de la subestación y condiciones propias del proyecto.
- c. Otras Actividades del proyecto.
- d. 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 estos, ver Tabla 8. 6.

ITEM N°	DESCRIPCION	Costo Unitario Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	86,190
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	17,539
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	8,940
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	11,967
6	Transformadores 115/230 KV 60/80/100 MVA	2,500,000
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	2,300,000
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	218,000
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	815,000
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	50,000
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	230,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	124,000
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	21,320
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	14,000
16	Pararrayos 192 KV	6,750
17	Pararrayos 96 KV	4,641
18	CT 230 KV	12,750
19	CT 115 KV	11,000
20	PT 230 KV	15,067
21	PT 115 KV	11,600
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	35,870
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	3,500,000
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA	2,500,000
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	2,150,000
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	810,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	160,000
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	420,000
29	Banco de Capacitores 115 kV 20 MVAR	280,000
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporada	74,065
31	Interruptores 34.5 KV	50,000
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	7,400
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	14,202
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	9,000
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	480,000
36	Pararrayos 34.5 KV	1,468
37	PT 34.5KV	6,775
38	CT 34.5 KV	6,900

Tabla 8. 6: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones.

Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote

Debido a que las subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras¹⁷, 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 ítems¹⁸ mostrados en la Tabla 8. 7 para cada uno de estos grupos.

La metodología utilizada por ETESA está basada en la categorización de las líneas dependiendo de lo señalado en el párrafo anterior de forma tal que se evalúen y estimen los costos de la línea paso a paso como si lo necesitáramos construir actualmente, es decir estimar su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

- a. Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico.
Mediante "Benchmarking" y comparación de la lista de precio de las distintas Licitaciones realizadas

para subestaciones se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos (Ver Tabla 8. 6).

- b. Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles.

Los costos relacionados al montaje y obras civiles se establecen mediante un porcentaje en base a las especificaciones de los equipos principales de las subestaciones. Así, se clasifican las subestaciones según la tensión 230KV o 115KV. Se hace el cálculo para esquemas de subestaciones de interruptor y medio, que son las más utilizadas en el sistema de transmisión de ETESA.

- c. Paso 3: Cálculo de Otros Costos.
Esta sección involucra los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de estos se ha estipulado la aplicación de los porcentajes establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para ese ítem. (Ver Tabla 8. 4).

Cabe resaltar que para el cálculo de las subestaciones con equipos de

⁹ Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto transformadores y Transformadores de potencia.

¹⁸ Costos referentes a Sistemas de puesta a

tierra, servicios auxiliares, herrajes, estructuras y soportes, equipos de protección, control y monitoreo, equipos de comunicaciones, cables, conductores y ductos.

transformación y regulación se empleó como base las últimas licitaciones

realizadas por ETESA.

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. 7: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote

Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítems¹⁹ 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	15.00
Obras Civiles Generales	25.00

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

¹⁹ Costos referentes a montajes y obras civiles.

Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems²⁰ 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. 9: Relación Porcentual de Otros Costos

Cálculo de Costos de Terreno

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

Cálculo del VNR para las Subestaciones

Para el cálculo del VNR para las subestaciones se estableció la siguiente metodología:

Paso 1: Obtención del Subtotal de equipos de costos unitarios.

El Subtotal de equipos de costos unitarios se obtiene a partir de una suma-producto de todas las cantidades de los equipos por subestación ya definidas con los costos unitarios de dichos equipos.

Paso 2: Obtención del Subtotal de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación.

El Subtotal de equipos de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación se obtiene a partir de la resta del valor obtenido en el paso 1 y el monto de los equipos de transformación.

Paso 3: Subtotal Suministros: El Subtotal Suministros se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.2. al Subtotal obtenido en el paso 2. De esta forma se estaría

²⁰ Costos referentes a contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción.

determinando el valor de los equipos por lote. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los equipos por lote y el Subtotal obtenido en el paso 1.

Paso 4: Total Costo Base: El Total del Costo Base se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.3. al Subtotal obtenido en el paso 3. De esta forma se estaría determinando el valor de los montajes y obras civiles; seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los montajes y obras civiles y el Subtotal obtenido en el paso 3.

Paso 5: Costo Total o VNR: El Costo Total o VNR se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.4. al Subtotal obtenido en el paso 4. De esta forma se estaría determinando el valor de los otros costos (contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección, intereses durante construcción); seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los otros costos y el Subtotal obtenido en el paso 4.

Costos Unitarios de Subestaciones B/ Plan 2020	
115 KV	
Adición 1 int. 115 KV	1,242,177
Adición 2 int. 115 KV	2,151,339
Adición 3 int. 115 KV	3,393,516
230 KV	
Adición 1 int. 230 KV	2,129,301
Adición 2 int. 230 KV	3,824,330
Adición 3 int. 230 KV	5,953,632

Tabla 8. 10: Costo Unitario de Subestaciones.

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

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

PESIN 2020 - 2034



CAPÍTULO 9
CONCLUSIONES Y
REFERENCIAS

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 9

CONCLUSIONES Y REFERENCIAS

CONCLUSIONES

El COVID – 19 causó un impacto sin precedentes en el país y esto obligó al gobierno a tomar medidas de restricción de la movilidad y aislamiento, las cuales, buscaban aplanar la curva de contagios. Sin duda alguna estas medidas causaron repercusiones en la economía y en el consumo de energía eléctrica.

Debido a los cambios en el consumo de energía eléctrica presentados los primeros meses de pandemia se hizo necesario realizar una revisión de la proyección de demanda, lo cual provocó una revisión de las variables económicas.

Las revisiones de las variables económicas nos indicaron que, en el escenario referencia, el PIB obtuvo una tasa de crecimiento promedio del 4.6% para el periodo 2020-2034, en donde se aprecia una caída del 4.97% 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. Esto

se verá afectado dependiendo de la operación del Canal de Panamá, proyectos futuros, la mina y el desarrollo de vacunas para el COVID - 19.

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, además se tomó en consideración el efecto del COVID - 19, en las proyecciones realizadas. También se consideraron variables como la temperatura.

A partir del análisis y de los cálculos realizados, utilizando la información más reciente y disponible, se pudo determinar que el crecimiento de la demanda eléctrica en el corto plazo podría presentar tasas de crecimiento por el orden de 2.05% a 7.52% (2020-2024). Para el caso de largo plazo (2020 – 2034) se obtuvo que la demanda de energía eléctrica podría variar entre 1.48% y 5.69%.

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>

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. COVID-19: cronología de la actuación de la OMS. (2020). Retrieved 27 November 2020, from <https://www.who.int/es/news/item/27-04-2020-who-timeline---covid-19><https://www.who.int/es/emergencias/diseases/novel-coronavirus-2019>
14. Retrieved 27 November 2020, from https://www.who.int/docs/default-source/coronaviruse/who-china-joint-mission-on-covid-19-final-report.pdf?sfvrsn=fce87f4e_2<https://www.who.int/es/health-topics/coronavirus>
15. Actualización Epidemiológica: Enfermedad por coronavirus (COVID-19) - 15 de octubre de 2020 - OPS/OMS | Organización Panamericana de la Salud. (2020). Retrieved 27 November 2020, from <https://www.paho.org/es/documentos/actualizacion-epidemiologica-enfermedad-por-coronavirus-covid-19-15-octubre-2020><https://www.who.int/es/emergencias/diseases/novel-coronavirus-2019/advice-for-public/q-a-coronaviruses>
16. Censo2020 | XII Población | VIII Vivienda. (2020). Retrieved 27 November 2020, from <https://www.censospanama.pa/noticias/Default2.aspx><https://contraloriapanama.wordpress.com/2020/05/22/censos-de-poblacion-y-vivienda-atenderan-seguridad-sanitaria/>
17. COVID-19: cronología de la actuación de la OMS. (2020). Retrieved 27 November 2020, from <https://www.who.int/es/news/item/27-04-2020-who-timeline---covid-19><https://www.cepal.org/es/notas/dia-mundial-la-poblacion-2020-huellas-la-pandemia-tendencias-demograficas-la-region>

REFERENCIAS DE PORTADAS

Capítulo 1

- <https://menorcaaldia.com/2019/12/05/el-frio-dispara-la-demanda-electrica-en-menorca-2/>
- <https://todoestadistica.com/consultoria-estadistica/series-de-tiempo/series-de-tiempo-en-medellin/>

Capítulo 2

- <https://pixabay.com/es/vectors/diagrama-de-flujo-diagrama-dibujo-311347/>
- <http://rhizome.coop/facilitation-tools-and-techniques/group-target/>

Capítulo 3

- <https://utilityanalytics.com/2019/09/ais-action-and-impact-on-the-energy-sector/>

Capítulo 4

- <https://www.lra.com.do/?p=1071>

Capítulo 5

- <https://katherinegonzalezguevara.blogspot.com/2019/04/la-ciudad-del-futuro.html>

Capítulo 6

- <https://conceptodefinicion.de/proyeccion/>

Capítulo 8

- <https://petroquimex.com/wp-content/uploads/2018/12/Codigo-Red-1.jpg>

Capítulo 9

- <https://es.rbth.com/cultura/80399-13-iconicos-libros-rusos-que-te-convertiran-en-un-experto-en-amor-espionaje-y-libertad>

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco