



# GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CXVII

Panamá, R. de Panamá miércoles 07 de marzo de 2018

N° 28478-A

---

## CONTENIDO

---

### AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 11907-Elec  
(De miércoles 13 de diciembre de 2017)

POR LA CUAL SE APRUEBA EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, CORRESPONDIENTE AL AÑO 2017, PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. ANEXO III.

---

*República de Panamá*  
**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

**Resolución AN No.11907 -Elec**

**Panamá, 13 de diciembre de 2017**

“Por la cual se aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2017, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.”

**ANEXO III**

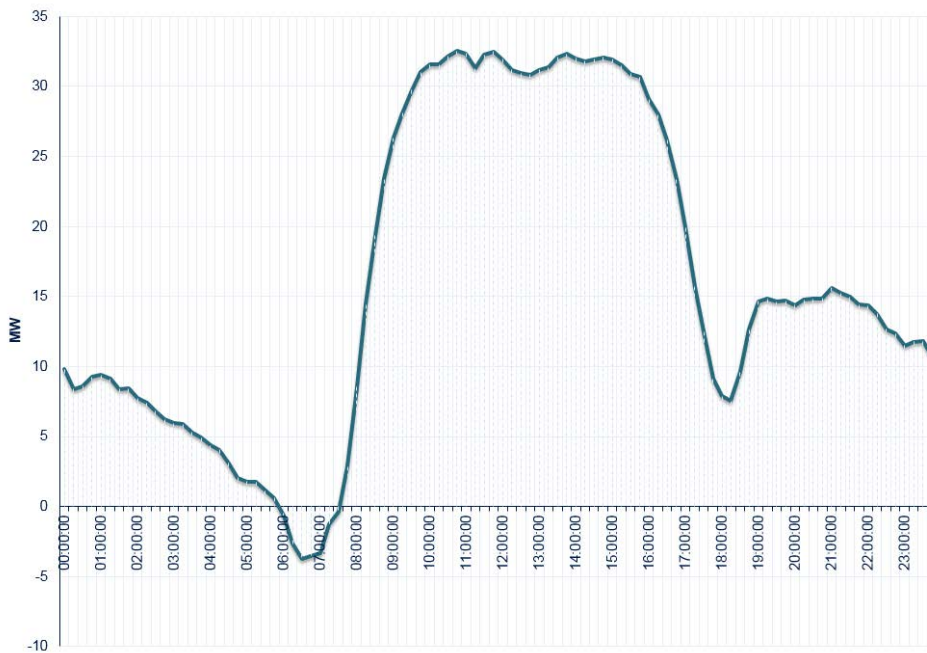
**(de la foja 201 a la foja 300)**



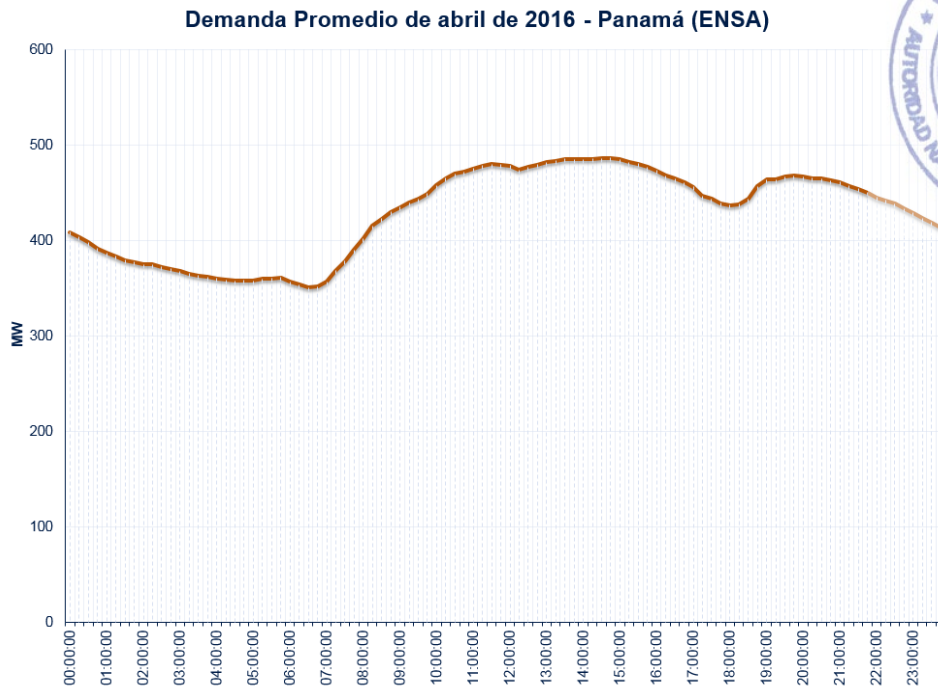
201



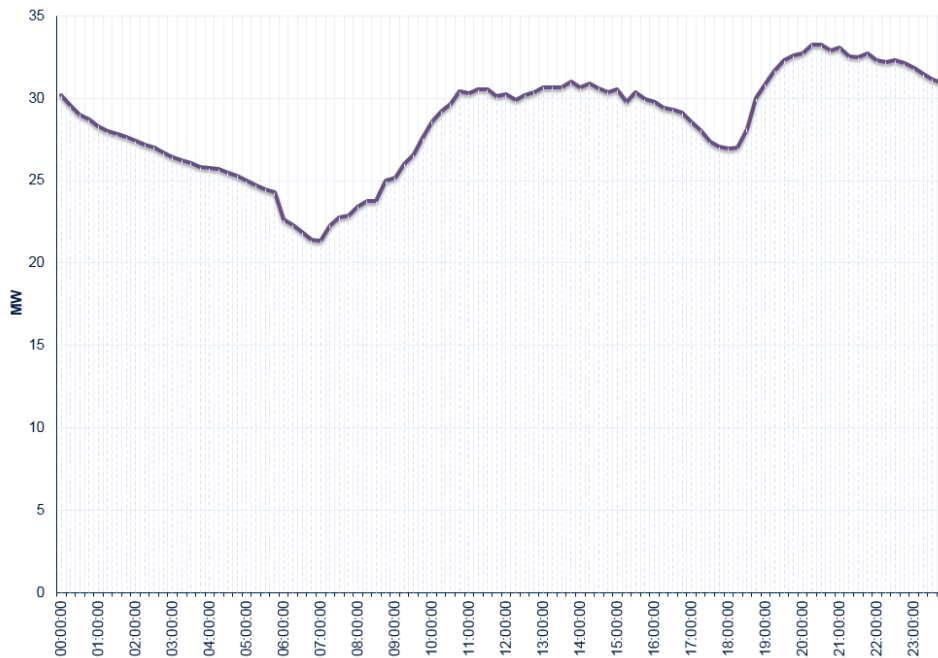
**Gráfico 52: Curva Típica de Carga Geehan  
Demanda Promedio de abril de 2016 - Colón**



**Gráfico 53: Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza)**



**Gráfico 54: Curva Típica de Carga ENSA – Panamá (Provincia de Panamá - S/E Panamá, S/E Cerro Viento, S/E Geehan, S/E Tocumen, S/E Santa María y S/E 24 De Diciembre)**



**Gráfico 55: Curva Típica de Carga 24 de Diciembre**

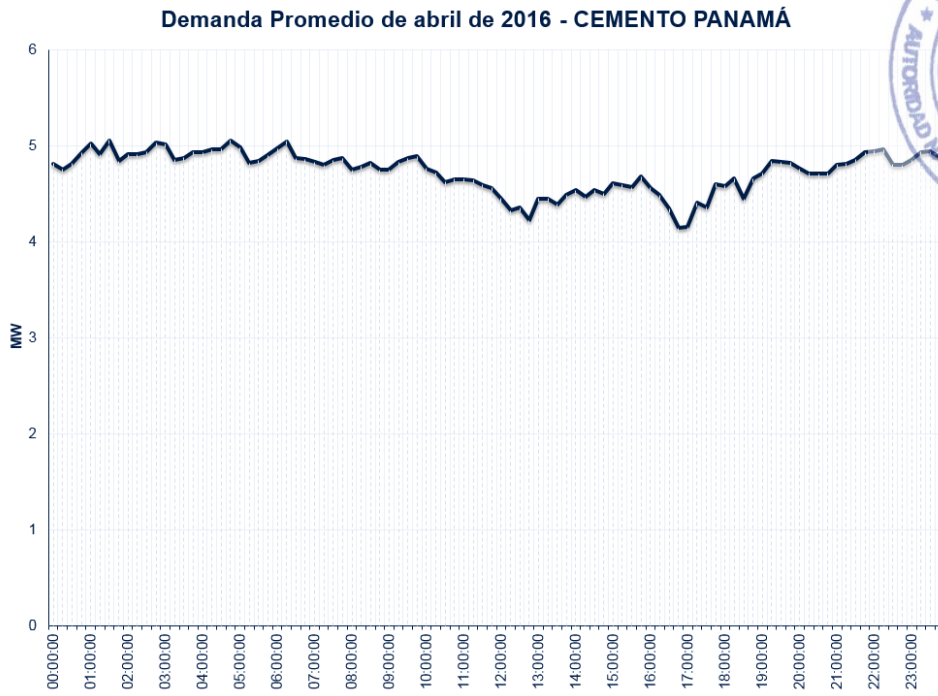


Gráfico 56: Curva Típica de Carga Cemento Panamá

## CHANGUINOLA

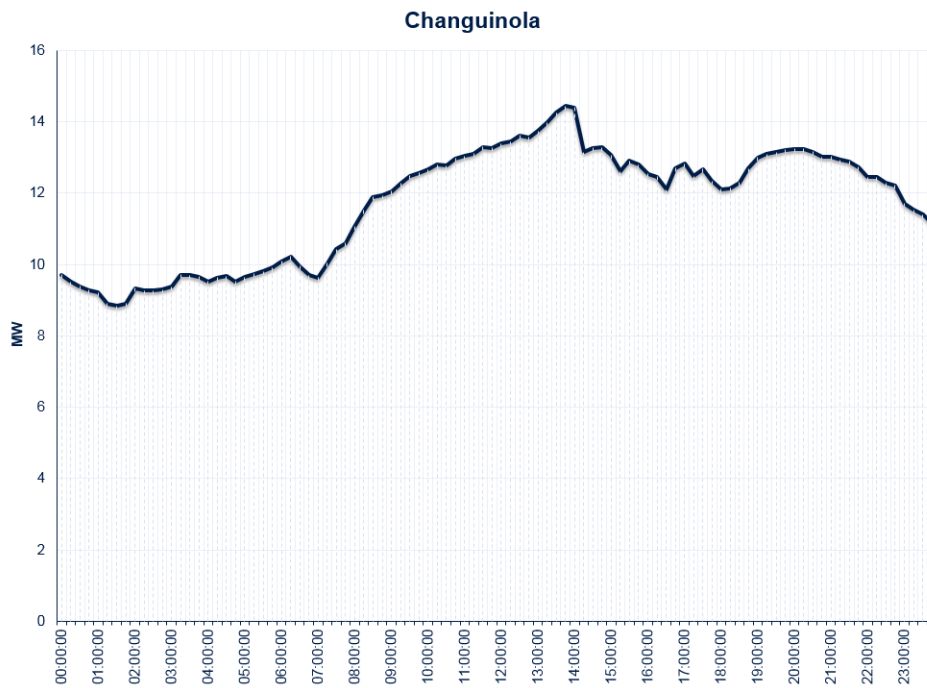


Gráfico 57: Curva Típica De Carga Changuinola



## DESAGREGACIÓN POR BARRA

En la siguiente página se presenta la desagregación de la Demanda Máxima de Generación, por participante consumidor y por barra.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2017. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores<sup>157</sup>, con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.



<sup>157</sup> Notas: ENSA: nota -VI-075-2017 del 24 de marzo de 2017; Gas Natural Fenosa: nota CM-248-17 (EDEMET y EDECHI) del 20 de febrero de 2017.

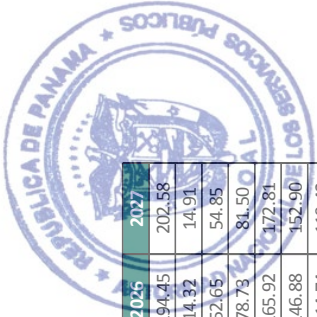


REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2017-2027 (MW)

PRONÓSTICO MEDIO		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
TOTAL GENERACIÓN		1,653.37	1,746.63	1,842.71	1,945.22	2,042.56	2,135.14	2,241.17	2,350.50	2,460.26	2,571.82	2,687.91
CARGA DEL SISTEMA (MW)		1,529.47	1,596.94	1,657.97	1,733.09	1,792.15	1,849.15	1,911.79	1,975.66	2,049.07	2,123.81	2,203.39
CARGA DEL SISTEMA + MINERA (MW)		1,532.47	1,668.94	1,859.97	1,945.09	2,004.15	2,061.15	2,123.79	2,187.66	2,261.07	2,335.81	2,415.39
CARGA DE MINERA PANAMÁ (MW)		3.00	72.00	202.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00
ENSA	COD.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Tocumen (incluye Vipasa)	TOC	60.73	62.24	67.26	71.80	70.29	71.55	72.84	74.12	75.19	76.35	77.26
Cerro Viento	CVI	72.13	74.01	79.39	85.94	80.41	81.48	82.58	83.78	84.67	85.50	86.30
Santa María	SMA	77.71	82.83	86.41	90.91	93.38	95.31	96.65	98.08	99.56	101.17	102.97
Monte Oscuro	MOS	80.97	55.20	54.38	53.31	52.01	51.61	51.29	50.84	50.29	49.79	50.10
Tinajitas	TIN	57.26	59.50	61.76	64.08	55.26	56.03	55.43	56.07	56.68	57.26	57.79
Geehan	PAC	17.63	19.27	20.92	21.57	22.15	22.91	23.68	24.65	25.88	26.46	27.05
Chilobre (incluye el IDAAN)	CHI115	35.78	36.38	36.99	37.51	38.12	38.72	39.32	39.85	40.45	41.05	41.58
Calzada Larga	CLA13.8	7.97	8.40	8.82	9.24	9.67	10.09	10.51	10.93	11.36	11.78	12.20
France Field	FF13.8	62.19	65.29	67.84	59.03	61.97	63.61	66.23	67.97	71.93	77.22	83.37
Bahía Las Minas	L.M.13B	18.35	19.48	20.17	20.75	21.27	21.69	22.02	22.35	22.69	23.02	23.35
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	37.01	38.99	40.18	41.19	37.00	37.72	38.31	38.88	39.46	40.03	40.61
Nueva S/E Llano Bonito	LBO13	38.79	23.29	24.81	26.92	28.73	30.82	33.15	35.76	38.65	42.19	47.71
Nueva S/E 24 de Diciembre	24DIC13	37.36	38.75	40.45	42.00	43.35	44.90	46.11	47.53	48.79	50.14	51.20
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A		45.22	48.86	52.97	57.55	60.35	62.97	65.87	68.95	71.94	73.25
Nueva S/E Gonzalillo	GON13					22.08	24.37	27.03	29.30	31.73	35.01	39.31
Nueva S/E Cativá	CAT513				11.06	11.36	11.69	11.97	12.29	12.63	12.88	13.18
TOTAL ENSA		603.87	628.87	658.25	688.30	704.58	722.84	740.09	758.28	778.90	801.78	827.24

Tabla 57: Desagregación por Barra (Parte 1)

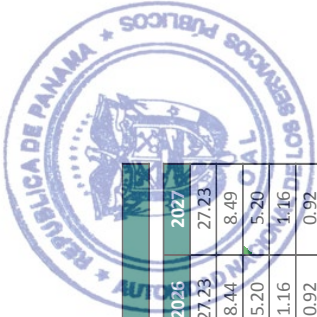
*que*



	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>EDEMET</b>											
Llano Sánchez 115 KV	134.19	139.44	146.27	152.69	159.29	164.96	171.80	178.65	186.69	194.45	202.58
Llano Sánchez 34.5 KV	9.88	10.27	10.77	11.24	11.73	12.14	12.65	13.15	13.74	14.32	14.91
El Higo	36.34	37.66	39.55	41.53	43.15	44.66	46.51	48.44	50.57	52.65	54.85
Chorrera	80.31	58.95	61.80	64.24	66.70	68.38	70.78	73.05	76.06	78.79	81.50
San Francisco	121.26	122.00	124.95	130.53	136.16	140.90	146.69	152.47	159.34	165.92	172.81
Locería	114.08	108.54	111.00	115.92	120.88	124.97	130.05	135.08	141.13	146.88	152.90
Marañón	91.40	84.97	86.84	90.68	94.54	97.71	101.65	105.56	110.27	114.74	119.42
Centro Bancario	81.14	80.32	82.22	85.89	89.58	92.68	96.47	100.26	104.77	109.08	113.59
El Coco	19.21	20.13	21.16	22.26	22.77	23.90	24.96	26.14	27.16	28.39	29.66
Nueva S/E Burunga	40.00	42.00	44.10	46.31	48.62	51.05	53.60	56.28	59.10	62.05	65.16
Nueva S/E Bella Vista		28.00	29.40	30.87	32.41	34.03	35.74	37.52	39.40	41.37	43.44
Nueva S/E La Floresta		10.20	10.20	10.21	10.61	11.13	11.62	12.12	12.56	13.08	13.60
Nueva S/E El Torno		24.07	25.25	26.35	27.49	28.47	29.65	30.83	32.22	33.56	34.96
<b>TOTAL EDEMET</b>	<b>727.81</b>	<b>766.55</b>	<b>793.49</b>	<b>828.72</b>	<b>863.94</b>	<b>894.99</b>	<b>932.18</b>	<b>969.57</b>	<b>1013.01</b>	<b>1055.21</b>	<b>1099.38</b>
<b>EDEMET (SERVICIO B)</b>											
Miraflores	23.65	24.58	25.78	26.91	28.07	29.07	30.28	31.49	32.90	34.27	35.70
Balboa	15.50	15.52	16.13	16.92	17.66	18.43	19.08	19.87	20.67	21.60	22.49
Summit	1.13	1.17	1.23	1.28	1.34	1.39	1.44	1.50	1.57	1.64	1.70
Gamboa	1.10	1.15	1.20	1.25	1.31	1.35	1.41	1.47	1.53	1.60	1.66
Howard	13.59	14.12	14.81	15.46	16.13	16.70	17.40	18.09	18.90	19.69	20.51
<b>TOTAL SERVICIO B</b>	<b>54.96</b>	<b>56.54</b>	<b>59.15</b>	<b>61.83</b>	<b>64.52</b>	<b>66.95</b>	<b>69.62</b>	<b>72.42</b>	<b>75.58</b>	<b>78.79</b>	<b>82.08</b>
<b>EDECHI</b>											
Caldera 115 KV	0.15	0.16	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22	0.23
Progreso 34.5 KV	13.37	14.05	14.83	15.57	16.30	17.07	17.89	18.71	19.67	20.61	21.60
Progreso 115 KV	1.14	1.19	1.24	1.29	1.34	1.40	1.46	1.52	1.58	1.64	1.71
Mata de Nance 34.5 KV	27.49	28.88	30.20	31.45	32.65	33.80	35.00	36.24	37.52	38.84	40.19
Nueva S/E San Cristobal	17.43	18.32	19.34	20.30	21.26	22.26	23.34	24.41	25.66	26.88	28.18
Cañazas (PTP)	1.68	1.77	1.87	1.96	2.05	2.15	2.25	2.36	2.48	2.59	2.72
Isla Colon - Changuinola	14.67	12.39	13.09	13.74	14.38	15.06	15.79	16.51	17.36	18.19	19.06
Boqueron III	19.43	20.42	21.56	22.64	23.70	24.82	26.02	27.21	28.60	29.97	31.41
Veladero			3.65	3.83	4.01	4.20	4.40	4.61	4.84	5.07	5.32
<b>TOTAL EDECHI</b>	<b>95.36</b>	<b>97.18</b>	<b>98.94</b>	<b>103.86</b>	<b>108.73</b>	<b>113.86</b>	<b>119.34</b>	<b>124.80</b>	<b>131.17</b>	<b>137.41</b>	<b>144.04</b>

Tabla 58: Desagregación por Barra (PARTE 2)

CPE



GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)												
Grandes Clientes	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Cemex	24.31	24.54	24.78	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	
Argos	8.38	8.41	8.44	8.21	8.22	8.36	8.40	8.43	8.26	8.44	8.49	
Super 99 (total)	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	
Contraloría	1.18	1.18	1.17	1.17	1.16	1.16	1.16	1.15	1.15	1.16	1.16	
Gold Mills	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	
AVIPAC	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	
Cemento Interocéánico	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	
Embajada USA	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	
CSS	3.37	3.44	3.51	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	
Vareal CIA	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	
Vareal FAB	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	
Sunstar (Hotel Bijao)	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	
TOTAL Grandes Clientes	47.47	47.80	48.13	50.39	50.38	50.52	50.56	50.59	50.42	50.61	50.65	
TOTAL Grandes Clientes Directos	32.69	32.96	33.22	35.44	35.45	35.60	35.63	35.66	35.49	35.68	35.73	
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
TOTAL GENERACIÓN Demanda Maxima	1,653.37	1,746.63	1,842.71	1,945.22	2,042.56	2,135.14	2,241.17	2,350.50	2,460.26	2,571.82	2,687.91	
TOTAL GENERACIÓN Demanda Media	1,379.71	1,457.54	1,537.72	1,623.26	1,704.49	1,781.74	1,870.22	1,961.46	2,053.05	2,146.15	2,243.03	
TOTAL GENERACIÓN Demanda Minima	1,018.24	1,075.68	1,134.85	1,197.98	1,257.93	1,314.95	1,380.25	1,447.58	1,515.17	1,583.88	1,655.38	

Tabla 59: Desagregación por Barra (Parte 3)

*que*



# ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS & COSTOS DE TRANSMISIÓN



208

## 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 adaptadas 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 eléctrico de propiedad de ETESA está conformado por líneas de 230 y 115KV. Actualmente, la longitud total de líneas de 230KV es de 1766 Km. en líneas de doble circuito y 337 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de

115KV la longitud total de líneas de doble circuito es de 155 Km. y para líneas de circuito sencillo de 151 km.

### Tipos de Conductores

El crecimiento de la demanda, 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:

- la selección de la configuración geométrica de las fases.
- la determinación de los tipos de conductores a evaluar
- el análisis del diámetro mínimo aceptable
- el análisis preliminar, en función del Valor Presente Neto, para la selección de la faja de calibres de los conductores.
- 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)<sup>158</sup>, 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.

## 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 definidos.
- 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

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



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 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

<sup>158</sup> Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado "Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de

transmisión 230KV", en Octubre de 1997.



- 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.

211



## Aislamientos de las Líneas

A partir de las características electromecánicas de los aisladores, ETESA ha implementado en sus líneas de transmisión aisladores de porcelana o vidrio ANSI 52-5 ó ANSI 52-3 para los voltajes correspondiente a 230 KV y 115 KV, respectivamente con la única variante en la cantidad de aisladores.

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

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 al 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:

- Tipo de aislador seleccionado
- Calibre del conductor
- Calibre del hilo de guarda
- Resistencia Mecánica deseada
- Los mantenimientos deseados
- 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  $0^\circ$  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 sub-transmisión, 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 consta de catorce (14) subestaciones, diez (10) de ellas transformadoras y cuatro (4) seccionadoras puras:

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 60: 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.*

### 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 puede 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.*



### 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 aún 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 lo 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.

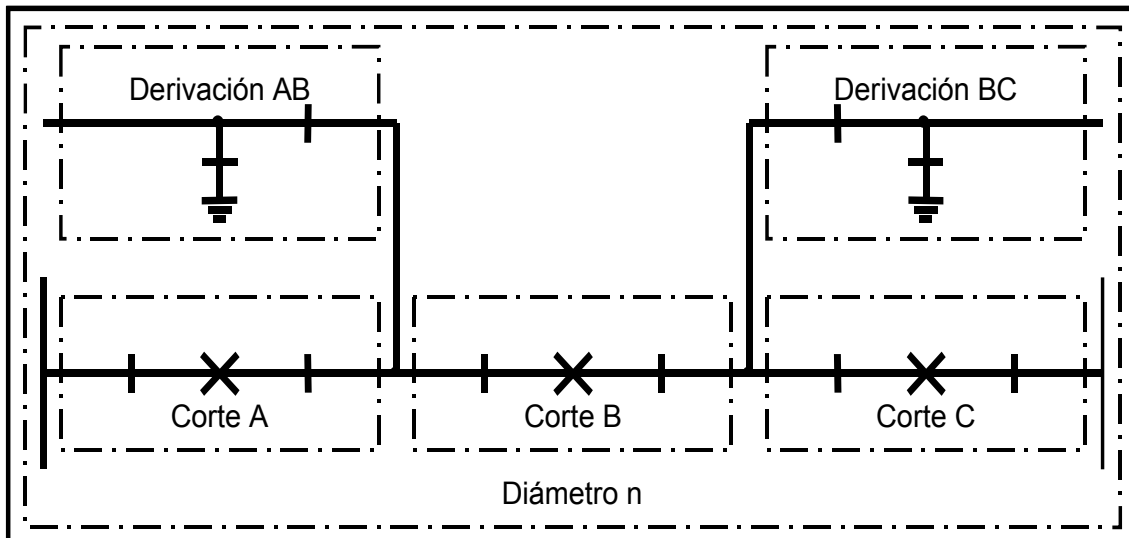


Gráfico 58: Configuración Interruptor y Medio



## Tipos de Interruptores

Aun cuando la tecnología de gas SF<sub>6</sub> 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 hexafluro de azufre 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 SF<sub>6</sub> 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 (Source Impedance Ratio)<sup>159</sup>, 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 sobrecorriente 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

<sup>159</sup> SIR son las siglas en inglés para Source Impedance Ratio (Relación Fuente Impedancia). Este término indica la tasa de la

fuerza de la corriente que fluye desde la fuente detrás del relé a la impedancia de la línea



quedara fuera de servicio, la otra continuará funcionando. Son independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos del mismo CT (Transformador de Corriente) y PT (Transformador de Voltaje); tienen caminos independientes de disparo, inicio de recierre, envío y recibo de tono y de alarmas y secuencia de eventos.

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

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

219





## COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN LÍNEAS



220

A fin de estimar los costos de los componentes de las líneas de transmisión se tomarán como referencia los costos del listado de precios presentado en las licitaciones adjudicadas realizadas por ETESA más recientemente:

- a. LICITACIÓN N°2013-2-78-0-99-LV-003105, Tercera Línea de Transmisión Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá (230kV)
- b. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000739 Línea Chagres - Panamá II (230 KV) y Chagres – Santa Rita (115 KV)
- c. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-003075 Adición segundo circuito línea Guasquitas – Changuinola 230 KV
- d. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000047 Repotenciación línea Panamá – Panamá II 230 KV
- e. Ofertas para la licitación para las líneas Santa Rita – Panamá 2 (Chagres – Panamá 2) y Cáceres – Santa Rita (Chagres – Santa Rita)

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 a utilizar 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" se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos (Ver Tabla N° 1).
- 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, en la Tabla N° 2 se clasifican las líneas según la tensión 230KV ó 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 involucran los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de los mismos se ha estipulado la aplicación de los



porcentajes establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para esos ítem. (Ver Tabla N° 3).

Estos costos unitarios de líneas fueron actualizados al año 2010 tomando en cuenta la variación del acero, aluminio y zinc, de acuerdo a sus costos internacionales. El 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 a London Metal Exchange y también al Índice de Precios al Consumidor para Bienes y Servicios Diversos en los Distritos de Panamá y San Miguelito.





222



ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO (Miles de B./.)
1	<b>Costo de Torres de Acero</b>	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	43.30
	Línea 750 ACAR 230 KV	40.78
	Línea 1200 ACAR 230 KV	54.37
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	57.74
	Línea 636 ACSR 230 KV	68.87
	Línea 750 ACAR 230 KV	54.37
	Línea 1200 ACAR 230 KV	72.50
Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	90.62	
Línea 1200 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	96.64	
2	<b>Costo de Aisladores y Herrajes</b>	
	115 KV	4.08
	230 KV	7.14
	230 KV 2 cond. por fase	14.28
3	<b>Costo de Conductores</b>	
	Conductor 636 ACSR	22.99
	Conductor 750 ACAR	23.98
	Conductor 1200 ACAR	29.08
	230 KV 2 cond. por fase	47.96
4	<b>Costo de Hilo de Guarda y Accesorios</b>	
	OPGW	7.34
	7No.8	2.13
5	<b>Costo de Sistema de Puesta a Tierra</b>	
	115 KV	3.86
	230.00	5.09
	230 KV 2 cond. por fase	5.91

Tabla 61: Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.)



223

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	26%	26%	32%	26%

Tabla 62: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	5%
Inspección	3%
Interes Durante Construcción	6%

Tabla 63: Detalle Porcentual de Otros Costos

Costos Unitarios de Líneas B/.km (Miles)	
Líneas	Plan 2017
<b>115 KV</b>	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	261.52
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	225.68
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	181.45
<b>230 KV</b>	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	287.88
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	285.39
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	221.75
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	189.96
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	343.30
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	295.89
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	228.18
Doble Circuito Cond. 2 x 1200 ACAR	646.81
Repotenciación 230 KV Circ. Sencillo	
Repotenciación 230 KV Doble Circuito	

Tabla 64: Costo Unitario de las líneas de transmisión



224



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## 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 cinco años, ETESA utilizó un proceso denominado "benchmarking", el cual involucra un estudio de mercado, para determinar los precios de los componentes de las instalaciones más económicos sin degradar el estándar de calidad de los mismos. A continuación se detallan las licitaciones comprendidas en el estudio y seguidamente se presentan los costos unitarios obtenidos:

- CONTRATO GG-045-2013: Subestación San Bartolo 230/34.5 KV
- CONTRATO GG-020-2013: Bancos de Capacitores S/E Panamá II y S/E Panamá
- CONTRATO GG-018-2012: Ampliación de Subestaciones Santa Rita y Panamá II 115 KV
- CONTRATO GG-079-2012: Subestación El Higo 230 KV
- CONTRATO GG-017-2012: Equipos para la Conexión del Transformador T5 S/E Panamá
- CONTRATO GG-082-2011: Equipos para la Conexión de los Transformadores T3 de S/E Chorrera y S/E Llano Sánchez
- CONTRATO GG-065-2010: Reemplazo de Interruptores de 115 KV en Subestación Panamá



226



- LICITACION N°. 2010-2-78-0-08-LP-003075: Ampliación Subestación Changuinola 230 KV y Ampliación Subestación Guasquitas 230 KV
- LICITACION N°. 2010-2-78-0-08-LP-000066: Banco de Capacitores en Subestación Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y en Subestación Panamá 115 KV (120 MVAR)

S/E			
ITEM N°	DESCRIPCION	Costo Unitario Suministro	B/.
1	Interruptores 115 KV		65,250
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		11,733
6	Transformadores 115/230 KV 60/80/100 MVA		2,000,000
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA		3,200,000
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores		218,000
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV		1,400,000
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor		50,000
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar		162,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar		164,000
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV		24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV		20,760
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV		14,000
16	Pararrayos 192 KV		6,500
17	Pararrayos 96 KV		4,400
18	CT 230 KV		19,000
19	CT 115 KV		11,000
20	PT 230 KV		14,000
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		2,700,000
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		300,000
29	Banco de Capacitores 115 kV 20 MVAR		200,000
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorpora		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 65: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones



## Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote

Dado que las Subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras<sup>160</sup>. Y que éstas últimas contienen equipos de significativo costo en comparación a las primeras. Es importante evidenciar que la relación de los ítem por lotes aplicada indistintamente a todas las subestaciones de forma generalizada produciría un VNR alejado a los valores estándares.

Por tal motivo, en esta sección se plantea una metodología de cálculo de las relaciones porcentuales de los ítems 0002<sup>161</sup> mostrados en la Tabla 66 para

cada uno de estos grupos.

Cabe resaltar que para el cálculo de las subestaciones con equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Panamá II, Veladero y la ampliación de Llano Sánchez II, mientras que para el cálculo de las subestaciones sin equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Guasquitas y Santa Rita obteniendo como resultado las siguientes relaciones:

Detalle	%
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

Nota: sobre total de los costos unitarios.

**Tabla 66: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote**

<sup>3</sup> Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

<sup>161</sup> 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.



### Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítem 0003<sup>162</sup> se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre licitaciones 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	%
Montaje	15.00
Obras Civiles Generales	25.00

Nota: sobre el total del suministro.

Tabla 67: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles

### Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems 0004<sup>163</sup> se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

Detalle	%
Contingencias	5.00
Diseño	3.00
Ingeniería	4.00
Administración	4.00
Inspección	5.00
IDC	6.00
EIA	0.19

Nota: sobre total del costo base.

Tabla 68: Relación Porcentual de Otros Costos

<sup>162</sup> Costos referentes a montajes y obras civiles

ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción

<sup>163</sup> Costos referentes a contingencias, diseño,



## 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 estaremos 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 estaremos determinando el valor de los montajes y obras civiles. Y 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 estaremos determinando el valor de los otros costos (contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección, intereses durante construcción). Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los otros costos y el Subtotal obtenido en el paso 4.



230



<b>Costos Unitarios de Subestaciones B/.</b>	
	<b>Plan 2016</b>
Adición 1 int. 115 KV	1,137,006
Adición 2 int. 115 KV	1,944,507
Adición 3 int. 115 KV	3,081,513
Adición 1 int. 230 KV	1,956,609
Adición 2 int. 230 KV	3,498,127
Adición 3 int. 230 KV	5,454,736

**Tabla 69: 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.



**Plan de Expansión del Sistema  
Interconectado Nacional  
2017 – 2031**

**Tomo I  
Estudios Básicos**

**Anexo Tomo I - 1**

**Metodología & Alcance del  
Modelo.**





## METODOLOGÍA Y ALCANCE DEL MODELO

Estimar la demanda futura de energía eléctrica es una tarea compleja que requiere el análisis detallado de múltiples factores que inciden en su comportamiento. Todas las metodologías coinciden en que la evolución de la población, de la actividad económica y de los precios son los factores más significativos que afectan la demanda de energía eléctrica, los cuales, de alguna manera, son producto de los procesos tecnológicos y de la situación socioeconómica y política.

Existen básicamente dos tipos de métodos para pronosticar la demanda de la energía eléctrica, (métodos analíticos y econométricos). Todos requieren de información histórica estadística, cuyo proceso de recolección y análisis es fundamental en el proceso proyección.

Los modelos econométricos, generalmente de regresión múltiple, se basan en una función estadística de correlación de una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena, respecto a varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas. En este caso, se correlaciona el volumen de las ventas de energía eléctrica con variables socioeconómicas.

Los modelos analíticos se basan en los análisis de carga, mediante los cuales se pronostica la demanda de energía eléctrica para cada tipo de consumidor, en función de su carga eléctrica instalada y del factor de uso de dicha carga. En el caso residencial, por ejemplo, se determina, mediante encuestas, en que se determinan los tipos y la cantidad de electrodomésticos usados en una vivienda típica rural y urbana, y de forma indirecta se estima el consumo típico de energía eléctrica, por hogar.

Este método estadístico implica encuestas y análisis de información detallada, generalmente no disponible con la periodicidad requerida para proyecciones de corto plazo. Por ejemplo, la “Encuesta de Hogares”, realizada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censo (INEC), adscrito a la Contraloría General de la República (CGR), con el fin de proveer la base estadística necesaria, para caracterizar la demanda de empleo, es realizada cada 10 años. Este tipo de modelo es preferido por las empresas de distribución y comercialización de electricidad, ya que el conocimiento de las características de sus clientes es primordial para el manejo de la demanda a ese nivel.

En cambio, ETESA como empresa de transmisión eléctrica, utiliza un modelo econométrico desarrollado específicamente por PREEICA para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica.



Demanda, basada en la disponibilidad anual de información histórica del Producto Interno Bruto (PIB) y de otras variables socioeconómicas, en conjunto con las proyecciones de población elaboradas por el INEC; y el volumen de ventas de energía eléctrica, global y sectorial, recopilado por la Comisión de Política Económica (COPE)<sup>1</sup>, la ASEP y/o las distribuidoras.

En razón, a costos, flexibilidad e integración estadística, PREEICA prefirió diseñar en una hoja electrónica de cálculo de EXCEL, un modelo estadístico, el cual ejecuta el análisis de regresión múltiple, integrando en un solo archivo, la información histórica, los escenarios de proyección y los pronósticos resultantes.<sup>2</sup>

Adicionalmente, como se puede apreciar en la evaluación de los pronósticos elaborados en los años 2005-2007, el modelo estadístico seleccionado indica una capacidad predictiva con un nivel de confianza promedio de 98%. Para los años 2008- 2009 este nivel de confianza disminuyó a un promedio no mayor de 96%.

Para seguidamente, en el año 2010, el error de predicción en energía y potencia se acercó al 4%, los datos reales del 2011 presentan desviaciones menores de 0.5% con lo cual los parámetros de confianza son más que aceptable para el corto plazo, lo cual permite calificar estas predicciones entre bueno y excelente. En el largo plazo, las proyecciones de consumo y potencia de la energía eléctrica, dada la dinámica del sector, se constituyen en una aproximación futura de múltiples probabilidades.

El análisis de confianza para último año analizado con datos preliminares, compendiados algunos hasta el mes de octubre y otros que solo presenta cifras hasta el primer semestre del año 2014, confirma una capacidad predictiva no menor de 96.5%.

<sup>1</sup> Con la Ley 52 del 30 de julio de 2008, las funciones de la COPE serán parte de la Secretaría de Energía.

<sup>2</sup> Este modelo, realiza en la práctica, el mismo análisis que los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 o XLSTAT-Pro 6.1.9, herramientas comerciales de Pronósticos.



## Fundamentos Teóricos.

234



La regresión lineal múltiple se puede definir como una función estadística de dependencia lineal entre una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena (Y) y varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas (X).

$$Y = f_{\text{Lineal}}(X) = X \beta$$

Y= Variable explicada

X= Variable explicativa

$\beta$  = Parámetros de regresión.

Para desarrollar el modelo de regresión lineal múltiple, utilizado en estas proyecciones, se siguieron seis pasos generales. En primer lugar, se establecieron las hipótesis estadísticas que se quieren aceptar o rechazar, consistentes con la realidad panameña y la disponibilidad de información. En el segundo paso, se tradujeron estas hipótesis en un modelo matemático de regresión lineal múltiple, con notación matricial de variables explicadas, explicativas y se calcularon los parámetros de regresión respectivos.<sup>3</sup> En tercer lugar, se realizaron pruebas estadísticas de bondad de ajuste. Finalmente, en el cuarto y último paso se pronosticaron las variables explicativas y se calcularon las proyecciones de las variables explicadas. En el Anexo I-1 se presentan los detalles metodológicos de cada paso.

Siguiendo el método de análisis de regresión lineal de los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 y XLSTAT-Pro 6.1.9, los consultores de PREEICA, seleccionaron los siguientes cinco criterios estadísticos para verificar la bondad de ajuste de cada modelo de regresión lineal múltiple:

**Correlación de variables:** El coeficiente de correlación ( $R^2$ ) mide el porcentaje del cambio de una variable dependiente explicado por el cambio de las variables independientes, a través de un modelo de regresión lineal múltiple. Entre más cercano a uno mejor es el ajuste. El coeficiente de correlación ajustado ( $R^2_{\text{adj}}$ ) es menor pero más realista, pues tiene en cuenta el número de variables explicativas. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de correlación ajustado es mayor o igual a 90%.

<sup>3</sup> Variable **explicativa** o independiente es aquella que es manipulada por el investigador con el objeto de estudiar como incide sobre la variable dependiente o **explicada**.



$$90\% \leq R^2_{adj} \leq 100\%$$

Auto-correlación de observaciones: El coeficiente de auto correlación Durbin-Watson (d) mide el grado de correlación entre los residuos de observaciones sucesivas. Si es cercano a dos no hay auto-correlación, si es cercano a cero o cuatro hay auto- correlación positiva o negativa respectivamente. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de auto-correlación Durbin-Watson se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual 90%.

$$d_U < d < 4 - d_U \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Distribución normal de residuos: Los modelos de regresión lineal se fundamentan en el principio de que los residuos tienen una distribución normal, con un valor esperado de cero. En otras palabras, las diferencias entre los valores reales y los valores estimados deben depender exclusivamente de factores aleatorios. Para este fin, se usa el estadístico Jarque Bera ( $\chi$ ) el cual mide el ajuste normal de los residuos de regresión. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico Jarque Bera ( $\chi$ ) es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$\chi > \chi_\alpha \text{ o } P(\chi_\alpha > \chi) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Prueba estadística colectiva: La prueba estadística colectiva, también denominada análisis de varianzas (ANOVA), verifica que los estimadores de un modelo de regresión lineal múltiple no sean simultáneamente nulos. En otras palabras, esta prueba verifica que las variables explicativas sean simultáneamente relevantes dentro de un modelo de regresión. El modelo elaborado por el PREEICA, seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico F es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$F > F_\alpha \text{ o } P(F_\alpha > F) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Prueba estadística individual: La prueba estadística individual, también denominada pruebas de intervalos de confianza, verifica que el estimador de una variable explicativa no sea nulo. En otras palabras, esta prueba verifica que cada variable explicativa sea relevante dentro de un modelo de regresión lineal múltiple. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico t-student, se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$-t_{\alpha/2} < t < t_{\alpha/2} \text{ o } P(t_{\alpha/2} > |t|) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$



## Modelos Sectoriales

236



Teniendo en cuenta estos cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste, se elaboraron los modelos de regresión lineal múltiple, que mejor explican las ventas históricas de energía eléctrica, en los principales sectores de consumo del sistema eléctrico de Panamá, los sectores residencial, comercial, industrial y oficial. En el Anexo I-2 se presentan las tablas de bondad de ajuste y los modelos sectoriales de regresión lineal múltiple, los cuales se describen a continuación.

Las ecuaciones de regresión resultantes, que explican las proyecciones del Modelo para el periodo 2014 – 2028 son:

### A. Sector Residencial:

Para la proyección del consumo del Sector Residencial se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector residencial con la población urbana y rural de Panamá.<sup>4</sup>

$$GWHRES (T) = 0.9970 \times GWHRES (T-1) + 0.0863 \times POBURB (T) - 0.2031 \times POBRUR (T) + 137.3794$$

Con un nivel de confianza de 90%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector residencial para el año t GWHRES (t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHRES (t-1) y a la población urbana del mismo año POBURB (t), e inversamente proporcional a la población rural del mismo año POBRUR (t). Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

Consecuente con la data histórica analizada por los consultores de PREEICA, que cubrían el periodo de 1970 al 2002, llegaron a la conclusión que el precio ponderado real de la energía eléctrica, no es relevante, debido a la inelasticidad del consumo de este sector, respecto al precio promedio histórico. Es importante señalar que, a partir del periodo 2002 a la fecha, a efecto de política social, los precios pagados por los consumidores residenciales han recibido subsidios. Dichos subsidios, han ido incrementándose a través del tiempo, originando “ruidos” que se convierten al presente, en un elemento adicional que distorsiona los análisis de la conducta de los consumidores, respecto a los precios reales de la energía eléctrica. Situación que amerita un análisis estadístico más minucioso de este subsector de consumo.

<sup>4</sup> Como ejemplo se mostrara la ecuación correspondiente al sector residencial, para los años 2012 - 2026, al igual que en los otros sectores.



Aunque el modelo de regresión para el presente análisis, refleja un coeficiente de correlación ajustado de 99.7%.



## B. Sector Comercial:

Para el sector comercial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector comercial con el PIB real representativo de dicho sector y el precio ponderado real de la energía eléctrica en Panamá. El PIB representativo del sector comercial incluye principalmente las actividades compiladas en las actividades de “comercio al por mayor y al por menor”, y al consumo correspondiente a los “hoteles y restaurantes”. Se incluyen otras actividades, como las “inmobiliarias, empresariales y alquiler”, así como la “enseñanza privada”.

$$GWHCOM(T) = 1.0143 \times GWHCOM(T-1) + 0.0230 \times PIBCOM(T) - 8.1346 \times PRETOT(T) + 109.4050$$

Con un nivel de confianza de más de 95%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector comercial para el año t  $GWHCOM(t)$  son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior  $GWHCOM(t-1)$  y al PIB real correspondiente al sector comercial en el mismo año  $PIBCOM(t)$ , e inversamente proporcional al precio ponderado real de la energía eléctrica del mismo año  $PRETOT(t)$ . Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste, en donde el coeficiente de correlación ajustado es de los más altos, 99.7%.

## C. Sector Industrial:

El sector Industrial depende del desarrollo económico del sector manufacturero nacional, así como de su substitución de su producto a efecto de la importación y/o innovación. Con lo cual su valor producto es substituido por otras actividades económicas, tales como el comercio, la banca, la construcción, el transporte y las comunicaciones.

Teniendo en cuenta esta influencia, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector industrial con el PIB real del sector manufacturero y un PIB real agregado de los siguientes sectores secundarios substitutos: “comercio al por mayor y al por menor”; “hoteles y restaurantes”; “construcción”; “transporte, almacenamiento y comunicaciones”; y “servicios de intermediación financiera”.

$$GWHIND(T) = 0.6279 \times GWHIND(T-1) + 0.1643 \times PIBMAN(T) - 0.0020 \times PIBSUB(T) - 49.2238$$



Con un nivel de confianza de más de 95%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector industrial para el año  $t$  GWHIND ( $t$ ) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHIND ( $t-1$ ) y al PIB real del sector manufacturero en el mismo año PIBMAN ( $t$ ), e inversamente proporcional al PIB real producido en el año por los sectores sustitutos PIBSUB ( $t$ ).

La actividad errática de este subsector de consumo, debido al proceso de globalización económica, que conlleva a etapas diferentes de industrialización ligera, como reflejo de la sustitución importaciones, la aparición de ventas en bloque de energía eléctrica. Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste. Con un coeficiente de correlación ajustado de 97%.

#### D. Sector Oficial:

Finalmente, para el Sector de Consumo Oficial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, con el PIB real de Panamá:

$$GWHOFI (T) = 0.9529 \times GWHOFI (T-1) + 0.0016 \times PIBREA (T-1) - 16.7833$$

En el modelo 2014 – 2028, no se puede afirmar con un nivel de confianza de solo 85%, que las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, para el año  $t$  GWHOFI ( $t$ ), son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHOFI ( $t-1$ ) y al PIB real del año anterior PIBREA ( $t-1$ ).

Con el límite mínimo aceptable de 85%, el modelo falla parcialmente en una de las pruebas estadísticas, el correspondiente a la prueba individual en que la constante se sale de límites y en la prueba del estadístico de regresión en donde el test Jarque Bera no cumple con los niveles de confianza esperados. Los otros estadísticos de la proyección son excelentes, tal que el coeficiente de correlación ajustado es de 99.3%. El test estadístico Jarque Bera mide la simetría de la data, o sea que distribución de la mismos tienen diferente peso de los valores con respecto a los extremos centrales de la normal.

Es posible que las falencias estadísticas de este subsector de consumo se deban a las diferentes funciones que ejecuta el sector oficial: administrativas, judiciales, de seguridad y a la creación de infraestructura de desarrollo. Actividades que se incrementan o disminuyen no con base solamente en variables físicas o económicas, sino a aspectos políticos y sociales, que son muy cambiantes en el corto plazo, debido a la subjetividad con que se manejan estos aspectos.





## Cambios en el Modelo Original.

Producto de la valuación de la capacidad de predicción del primer pronóstico de demanda elaborado por ETESA en el año 2006-2020, frente al consumo preliminar del 2006 y a las observaciones de la ASEP, ETESA determinó la necesidad de ajustar el modelo anualmente, en aquellos aspectos en donde se ameritara y estuviera disponible la información requerida. Por lo cual se han desde el PESIN 2007-2021, se han realizado los siguientes cambios:

- 1) El consumo de Bloque o Grandes Clientes se ajusta. En el modelo del Plan 2006, el consumo de Grandes Clientes estaba ubicado en la categoría “Bloque”, aunque, dichos clientes eran en su mayoría industrias. Por otra parte, el PIB de la Manufactura, así como otros rubros del PIB, variable explicativa del consumo industrial, no dispone de datos, para ajustarlos, con descuento del valor agregado producido por los “Grandes Clientes”.

Adicionalmente, el movimiento de activación de esta categoría de clientes y de la vuelta a clientes regulados introducía distorsiones a las proyecciones, para obtener una correlación por separado de la categoría Bloque (Grandes Clientes). En consecuencia, en primera instancia se decidió sumar estos dos grupos (Industria + Grandes Clientes), lo cual mejoró significativamente el nivel de la correlación del PIB Manufacturero, con el consumo de energía eléctrica del sector industrial.

La modificación de los componentes del consumo Bloque o “Grandes Clientes”, desde el inicio de esta modalidad en el consumo del año 2001, evidencio un cambio estructural en el consumo. Hasta el año 2004, los grandes clientes correspondieron en un 100% a consumos de tipo industrial, (cementeras y agroindustrias). Dadas las condiciones respectivas de cada uno estos clientes, ante sus respectivas tarifas, se observó la reducción paulatina de la participación de la actividad netamente industrial en este segmento de consumo, en 95.3, 70.9, 68.3, 67 y 48%, respectivamente del año 2005 a 2009. Por lo cual era incorrecto metodológicamente seguir asignando todo el consumo de Bloque al sector industrial.

Por consiguiente a partir del Pronostico 2010-2024 se asignaran los consumos de acuerdo a la función principal a que se dediquen, los participantes en este segmento de grandes clientes. En el año 2010, la estructura de este segmento corresponde en 60% a Industrias, 13% a



Comercial y un 27% a Otro. La compilación de datos de los grandes clientes 2001 – 2011, lleva este año a distribuir este consumo, 56% industrial, 23% comercial y 21% específicamente al Bloque (Bocas del Toro).

- 2) El Factor de Carga histórico En consideración a la DMG coincidente de la ACP, no era considerado por la serie histórica adoptada de las estadísticas de COPE, ya que contiene la demanda de energía asociada a la Autoridad del Canal de Panamá, mientras que la proyección de la demanda de energía eléctrica del país, a considerar en el Plan de Expansión, debe ser proyectada, sin los requerimientos asociados a las operaciones del Canal, debido a que dichos requerimientos son atendidos directamente por la ACP. (2001-2008). El factor de carga histórico fue ajustado, durante los pronósticos 2007 al 2009, pero en vista a que mientras el parámetro del CND indicaba disminución del mismo, el parámetro ajustado indica otro sentido. Por consiguiente, a partir del pronóstico 2010-2024 se decidió utilizar como factor de carga el dato promedio compilado a diario por el CND.
- 3) Los pronósticos de los sectores Alumbrado Público, Autoconsumo y Otros, que en conjunto históricamente sólo representan 2.2% del consumo total, se mantuvieron con la misma participación estructural, hasta el PESIN 2012-2026 debido a que a la fecha no se encontraron las variables explicativas que determinen los derroteros de las mismas. Pronósticos 2006 - 2012

En el Pronóstico 2013 - 2027, se aplicaron mínimos cambios a estos rubros derivados de los escenarios recomendados, aunque el cambio total no se manifiesta en una diferenciación amplia.

- 4) Se modificó el manejo de las tasas de crecimiento esperado del Producto Interno Bruto (PIB), del Valor Agregado de la Industria (PIBMAN) y de los precios de la Energía. En los estimados anteriores del modelo, las tasas de variación debían ser constantes a lo largo del horizonte de proyección.<sup>5</sup> A partir del modelo del Plan 2007, se agregó una tabla, con las tasas de crecimiento anual esperadas, con el objetivo de modelar periodos y eventos especiales, como la ampliación del Canal.
- 5) La evolución de los precios de la energía eléctrica En una primera instancia se decidió desfasar en un año, los precios de la energía eléctrica con respecto al pronóstico de los precios de los combustibles del EIA-DOE, dado

<sup>5</sup> Originalmente en el modelo, los escenarios pre-definían las tasas de crecimiento anual con sus respectivos factores de variación de las variables exógenas seleccionadas.



que el análisis histórico mostraba algún tipo de correlación entre ambos datos. Se asumió que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral, establecida en el Régimen de Tarifas de Distribución, prevalecería en el corto plazo. Años 2001- 2006

Los cambios recientes en el mercado internacional de los combustibles y su efecto en el precio de la energía eléctrica, así como el establecimiento de subsidios a los grupos vulnerables de la nación, ha complicado las relaciones de comportamiento entre los precios registrados y el consumo. Con lo cual la evidencia de este mecanismo se distorsiona a medida que transcurrió el periodo del año 2007 al 2012. La variación del precio real de la electricidad consumida en Panamá, con la variación desfasada del precio del crudo importado por los Estados Unidos, como referencia del precio de compra nacional de los combustibles, para generación es cada vez más disímil.

A partir de la versión 2014-2028 se encontró una correlación aceptable entre los precios de la energía eléctrica en Panamá, con el precio promedio de venta en USA, de la energía eléctrica al consumidor final, datos compilados por EIA-DOE. La evidencia correspondiente será exhibida en el acápite respectivo a la determinación de los pronósticos precios de la energía eléctrica (PRETOT)

- 6) En el Pronóstico 2010-2024 se introduce la carga futura de Proyectos de Infraestructura, como el transporte masivo urbano metropolitano (METRO), el Proyecto de Saneamiento de la Bahía, Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR). Los consumos de estos magnos proyectos de Estado y cualquier otro de la misma magnitud serán asignados al sector de consumo Bloque, por conveniencia metodológica y por ser altos consumos con características futuras de Grandes Clientes.
- 7) Cambios en la Proyección de Población Derivado de la ejecución del XI Censo de Población, levantado el 16 de mayo de 2010, el cual resulto en estimados menores de población a las cifras de proyección basadas en el censo anterior. "De acuerdo a los resultados, se puede señalar que el país ha pasado de una tasa anual de crecimiento de 2.00 en la década 1990 - 2000 a una tasa de 1.84 entre 2000 y 2010, situación que según las estimaciones se mantendrá durante los próximos 25 años, como consecuencia directa de la disminución de fecundidad a nivel nacional".<sup>6</sup>

<sup>6</sup> INEC. XI Censo Nacional de Población y VI de Vivienda del año 2010, Resultados Finales Básicos.



Por consiguiente en el presente pronóstico 2012- 2026 se aplicara la respectiva “conciliación demográfica” a los datos de población 1970 -2010 y se aplicara la nueva proyección de población 2010- 2050.<sup>7</sup>



- 8) Introducción de carga de Minera Panama En el Pronóstico 2013 - 2027 se tuvo que incluir la demanda de Proyecto Minera Panama o Cobre Panama, la cual introduce una autogeneración de 320 MW, a partir del año 2016, comparte inyecciones significativas al SIN, sobre los 50 MW anuales con retiros durante dos meses (octubre –noviembre) por mantenimiento de sus unidades de generación. En el periodo de transición, durante los años 2014 -2015, la minera requería de retiros importantes de la Red del SIN. Luego de la compra de Minera Panama por otro  *Holding*  minero, en el primer trimestre del año 2013, la gestión del negocio ha cambiado, sin necesidad del retiro de energía eléctrica del SIN para operaciones, las cuales serán autogeneradas por la empresa.
- 9) Cambio del Año Base (CAB) de los estadísticos PIB e IPC. Dada la dinámica en las economías, se requieren actualizaciones más frecuentemente posibles de las Cuentas Nacionales CN, de los índices de precios IP's En el año 2005, el INEC, presento el cambio de Año Base del Índice de Precios al Consumidor, IPC, con base Octubre de 2002, cambios que reemplazan a las anteriores versiones de estas mediciones macroeconómicas, con base en el año 1987, 15 años de registros.

Desde el año 2013, el INEC presenta cifras macroeconómicas anuales con una base de referencia más reciente, para las series del PIB por categoría de actividad económica e incorporando mejoras requeridas, actualizadas a precios corrientes y constantes del nuevo año base 2007. Reemplazando los registros con la anterior base, año 1996, 17 años de registros

En el presente informe 2015-2029, se hizo necesario reactualizar toda la información estadística de base, año 1982, como estaba establecida en el modelo PREEICA, desde el inicio, año 2003, por los consultores. Por lo cual la data estadística del Modelo, se ha reactualizado a una más nueva y reciente serie, con base en el año 2007.

En el presente pronóstico 2015-2029 se aplicaron estos cambios de base, de manera que el Pronóstico, incluya desde este momento, las nuevas

<sup>7</sup> INEC. Boletines 13 y 14 Estimaciones y Proyecciones de la Población de la Republica por Región y Sexo. Octubre y Diciembre de 2012.



actividades económicas, la incorporación de nuevos productos, el cambio tecnológico que afecta los costos de producción y los niveles de precios de los productos; del cambio de las estructuras impositivas; del cambio en los patrones de consumo final e inversión; y de las influencias del sector externo.



## Cambios Futuros en Evaluación.

ETESA mantiene un proceso de evaluación y búsqueda de nuevos modelos de proyección de demanda, que consideren más variables explicativas del consumo de energía eléctrica, dentro de modelos econométricos en la proyección global y sectorial. Con el fin de satisfacer solicitudes, tanto de ASEP, como de los agentes.

Durante el año 2008 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) financio una consultoría para la identificación de las herramientas de planeación de la transmisión eléctrica bajo incertidumbre, entre las cuales se incluye el proceso básico del pronóstico de la demanda.

Al Presente ETESA, no ha determinado aún las especificaciones que se requieren para desarrollar un nuevo modelo de predicción de la Demanda Eléctrica.



# Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031

Tomo I  
Estudios Básicos

## Anexo Tomo I - 2

### Bondad de Ajustes & Regresiones Sectoriales



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica



ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.  
 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ  
 MODELOS DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

**REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR RESIDENCIAL**

$$GWHRES(T) = 0.9801 \times GWHRES(T-1) + 0.1042 \times POBURB(T) - 0.2221 \times POBRUR(T) + 145.1423$$

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2016
FUTURO	2017	2031

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R <sup>2</sup> )	0.9983
Coef. ajustado (R <sup>2</sup> <sub>adj</sub> )	0.9982
Durbin-Watson (d')	2.0151
Jarque Bera (J)	5.3547
Log likelihood	-220.0316
Schwarz	9.8995

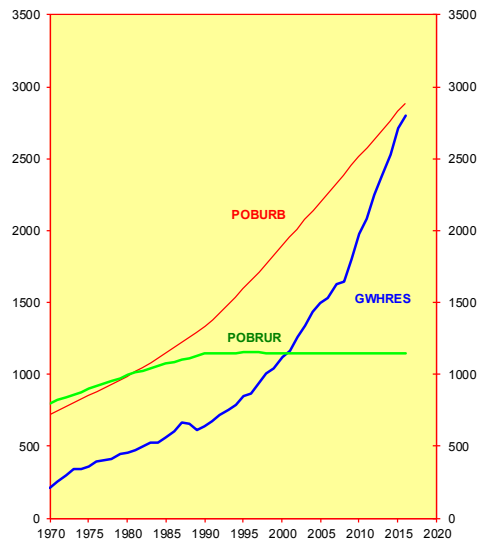
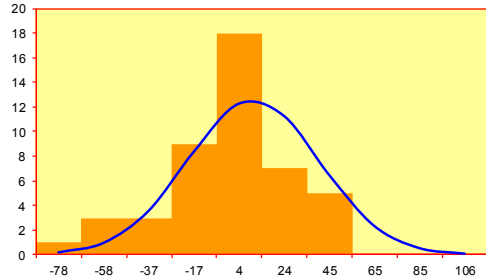
VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	95%
Límite inferior (d <sub>L</sub> )	1.3830
Límite superior (d <sub>U</sub> )	1.6660
t-student (ta2)	2.0181
Fisher (Fa)	2.8270
Chi-cuadrado (χ <sup>2</sup> α)	5.9915

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	46

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL					
H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(ta/2 >  t )
CTE	42	145.1423	65.3901	2.2196	3.2E-02
POBURB	42	0.1042	0.0434	2.3992	2.1E-02
POBRUR	42	-0.2221	0.0853	-2.6049	1.3E-02
DESFASE	42	0.9801	0.0367	26.6706	5.9E-28

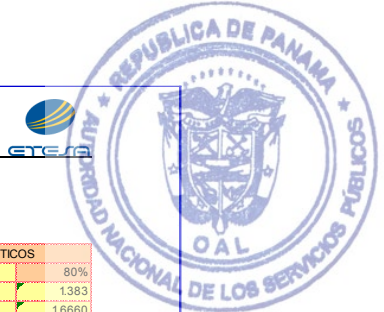
PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA					
H0: β1 = ... = βj = ... = βm = 0 vs H1: β1 ≠ ... ≠ βj ≠ ... ≠ βm ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	45	22560980	501355		
SEC	3	22522521	7507507	8199	3.8E-58
SRC	42	38459	916		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS					
MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-88.2865	-67.8414	-78.0639	1	0	0%
-67.8414	-47.3962	-57.6188	3	1	2%
-47.3962	-26.9511	-37.1737	3	4	10%
-26.9511	-6.5060	-16.7286	9	8	28%
-6.5060	13.9391	3.7165	18	12	55%
13.9391	34.3842	24.1616	7	11	80%
34.3842	54.8293	44.6067	5	6	94%
54.8293	75.2744	65.0518	0	2	99%
75.2744	95.7195	85.4970	0	1	100%
95.7195	116.1646	105.9421	0	0	100%



C:\Etesa\Gerencia ... \Pronósticos de Demanda\ Ponosticos de Demanda 2016-30 \ Sin Ahorro...

ETESA-PLAN 2017  
2017/05/03



ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.  
 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ  
 MODELOS DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

**REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR COMERCIAL**  
 $GWHCOM(T) = 0.9988 \times GWHCOM(T-1) + 0.0316 \times PIBCOM(T) - 6.5062 \times PRETOT(T) + 84.2398$

INTERVALO DE TIEMPO	
PASADO	1971 - 2016
FUTURO	2017 - 2031

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R <sup>2</sup> )	0.9973
Coef. ajustado (R <sup>2</sup> <sub>ADJ</sub> )	0.9972
Durbin-Watson (d')	2.0934
Jarque Bera (J)	1.4024
Log likelihood	-249.0885
Schwarz	11.1629

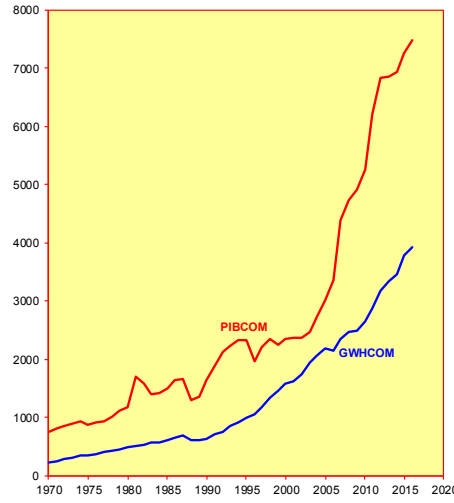
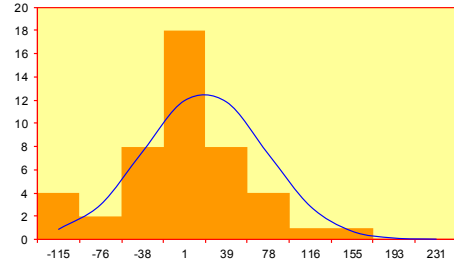
VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	80%
Límite inferior (d <sub>L</sub> )	1.383
Límite superior (d <sub>U</sub> )	1.6660
t-student (ta/z)	1.3020
Fisher (Fa)	16.160
Chi-cuadrado (χ <sup>2</sup> α)	3.2189

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	46

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL					
H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(ta/2 >  t )
CTE	42	84.2398	60.9764	1.3815	1.7E-01
PIBCOM	42	0.0316	0.0164	19266	6.1E-02
PRETOT	42	-6.5062	4.5007	-1.4456	1.6E-01
DESFASE	42	0.9988	0.0320	31.1956	1.1E-30

PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA					
H0: β1 = ... = βj = ... = βm = 0 vs H1: β1 ≠ ... ≠ βj ≠ ... ≠ βm ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fa > F)
STC	45	51247996	1138844		
SEC	3	51111957	17037319	5260	4.2E-54
SRC	42	136039	3239		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS					
MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-133.7941	-95.3521	-114.5731	4	1	2%
-95.3521	-56.9101	-76.1311	2	3	8%
-56.9101	-18.4681	-37.6891	8	8	25%
-18.4681	19.9739	0.7529	18	12	51%
19.9739	58.4159	39.1949	8	12	76%
58.4159	96.8579	77.6369	4	7	92%
96.8579	135.2999	116.0789	1	3	98%
135.2999	173.7419	154.5209	1	1	100%
173.7419	212.1839	192.9629	0	0	100%
212.1839	250.6259	231.4049	0	0	100%



C:\Etesa\Gerencia...\Pronósticos de Demanda\Ponosticos de Demanda 2016-30\ Sin Ahorro...

ETESA-PLAN 2017  
2017/05/03



ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.  
 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ  
 MODELOS DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

**REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR OFICIAL**

$$GWHOFI(T) = 0.9286 \times GWHOFI(T-1) + 0.0026 \times PIBREA(T-1) - 14.7475$$

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2016
FUTURO	2017	2031

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R <sup>2</sup> )	0.9943
Coef. ajustado (R <sup>2</sup> <sub>ADJ</sub> )	0.9940
Durbin-Watson (d')	2.0242
Jarque Bera (γ)	0.0913
Log likelihood	-197.4670
Schwarz	8.8352

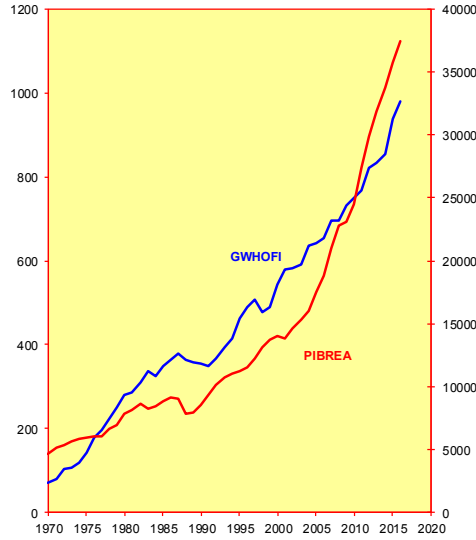
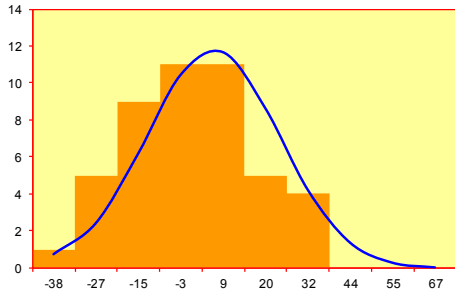
VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	95%
Límite inferior (d <sub>L</sub> )	1.4300
Límite superior (d <sub>U</sub> )	1.6150
t-student (ta/2)	2.0167
Fisher (Fα)	3.2145
Chi-cuadrado (χ <sup>2</sup> α)	5.9915

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	3
Observaciones (n)	46

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL					
H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(ta/2 >  t )
CTE	43	14.7475	6.1894	2.3827	2.2E-02
PIBREA	43	0.0026	0.0009	2.8994	5.9E-03
DESFASE	43	0.9286	0.0347	26.7592	1.9E-28

PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA					
H0: β1 = ... = βm = 0 vs H1: β1 ≠ ... ≠ βm ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	45	2514856	55886	3728	6.4E-49
SEC	2	2500437	1250219		
SRC	43	14419	335		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS					
MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-44.0336	-32.3467	-38.1901	1	1	2%
-32.3467	-20.6597	-26.5032	5	2	7%
-20.6597	-8.9728	-14.8163	9	6	20%
-8.9728	2.7411	-3.1294	11	10	43%
2.7411	14.4010	8.5576	11	12	68%
14.4010	26.0879	20.2445	5	9	87%
26.0879	37.7749	31.9314	4	4	96%
37.7749	49.4618	43.6183	0	1	99%
49.4618	61.1487	55.3052	0	0	100%
61.1487	72.8356	66.9922	0	0	100%



C:\Etesa\Gerencia... \Pronósticos de Demanda\ Ponsticos de Demanda 2016-30 \ Sin Ahorro...

ETESA-PLAN 2017  
2017/05/03



ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.  
 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ  
 MODELOS DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

**REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR INDUSTRIAL**

$$GWHIND(T) = 0.6401 \times GWHIND(T-1) + 0.1788 \times PIBMAN(T) - 0.0014 \times PIBSUB(T) - 53.1155$$

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2016
FUTURO	2017	2031

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R <sup>2</sup> )	0.9702
Coef. ajustado (R <sup>2</sup> <sub>ADJ</sub> )	0.9680
Durbin-Watson (d')	1.5329
Jarque Bera (J)	15.2691
Log likelihood	-224.8661
Schwarz	10.1097

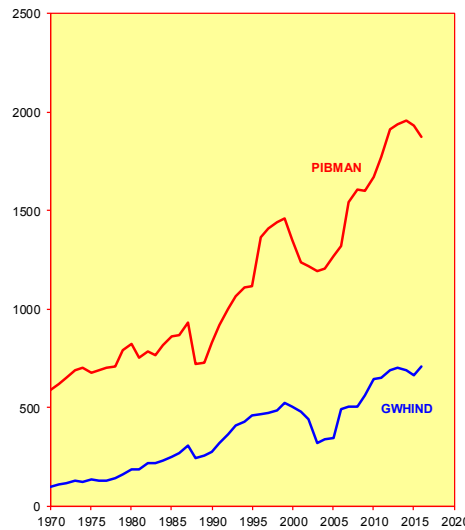
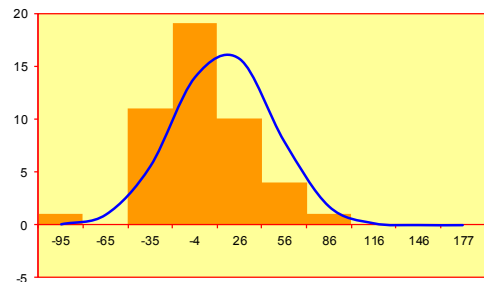
VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	40%
Límite inferior (d <sub>L</sub> )	1.3830
Límite superior (d <sub>U</sub> )	1.6660
t-student (ta/2)	0.5284
Fisher (Fα)	0.6296
Chi-cuadrado (χ <sup>2</sup> α)	1.0217

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	46

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL					
H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(ta/2 >  t )
CTE	42	-53.1155	26.2583	-2.0228	4.9E-02
PIBMAN	42	0.1788	0.0574	3.1128	3.3E-03
PIBSUB	42	-0.0014	0.0023	-0.5943	5.6E-01
DESFASE	42	0.6401	0.1025	6.2436	1.8E-07

PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA					
H0: β1 = β2 = β3 = β4 = 0 vs H1: β1 ≠ 0, β2 ≠ 0, β3 ≠ 0, β4 ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	45	1590838	35352	455	4.8E-32
SEC	3	1543383	514461		
SRC	42	47456	1130		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS					
MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-109.9115	-79.7595	-94.8355	1	0	0%
-79.7595	-49.6075	-64.6835	0	1	2%
-49.6075	-19.4554	-34.5314	11	6	14%
-19.4554	10.6966	-4.3794	19	14	45%
10.6966	40.8487	25.7727	10	16	79%
40.8487	71.0007	55.9247	4	8	96%
71.0007	101.1528	86.0767	1	2	100%
101.1528	131.3048	116.2288	0	0	100%
131.3048	161.4569	146.3808	0	0	100%
161.4569	191.6089	176.5329	0	0	100%



C:\Etesa\Gerencia ... \Pronósticos de Demanda\Ponosticos de Demanda 2016-30 \ Sin Ahorro...

ETESA-PLAN 2017  
2017/05/03



# Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031

## Tomo I Estudios Básicos

### Anexo Tomo I - 3

#### Cuadros Soporte & Detalles de Cálculo.



*Handwritten signature*

250



**PLAN DE EXPANSIÓN 2017-2031  
PROYECCIONES DE DEMANDA**

**ANEXO I- 3  
CUADROS SOPORTE Y DETALLE DE CÁLCULOS**

No.	TITULO
1	<b>PROYECCIONES DE POBLACION TOTAL CENSO 2010 -INEC, BOLETIN No. 15</b>
2	<b>TASAS DE CRECIMIENTO DE POBLACION 1970-2030</b>
3	INFLACIÓN, 1970-2015
4	PRONÓSTICO DEL PIB 2016, TENDENCIAL HISTÓRICO- (Millones de B/. 2007)
5	PRE-ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2016, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION Y ESCENARIO (2007=100)
6	REGISTROS DEL PIB, INEC BASES: 1970, 1982, 1996, 2007
7	ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2017, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION, ESCENARIO (2007=100)
8	PRONOSTICOS DEL PIB, AÑOS 2016 - 2030
9	PRONOSTICOS DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA, AÑOS 2016 - 2030
10	<b>ESCENARIO BASE                      CONSERVADOR</b>
11	<b>ESCENARIO ALTO                      OPTIMISTA</b>
12	<b>ESCENARIO BAJO                      PESIMISTA</b>
13	<b>RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS</b>
14	<b>ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL</b>
15	<b>ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA SISTEMA INTERCONECTADO Años 2010 -2014</b>
16	PREMISAS DE PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA
17	ANALISIS HISTORICO DE LOS PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA (EE)
18	<b>PRECIOS REALES HISTORICOS DE LA ELECTRICIDAD</b>
18 - A	EVOLUCION DE PRECIO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (2007=100)
19	PROYECCION REAL DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (PRETOT)
20	DEMANDA POTENCIAL DE LA PROVINCIA DE DARIEN (CARGA INTEGRADA AL SIN) Años 2018 -2033
21	DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS
21 - A	DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE CON ACP
22	RESUMEN DE PRONOSTICOS DE DEMANDA
23	PARTICIPACION POR SECTOR - ESCENARIO MEDIO
24	PARTICIPACION POR SECTOR - ESCENARIO ALTO
25	PARTICIPACION POR SECTOR - ESCENARIO BAJO
26	DEMANDA MAXIMA DE GENERACION , POR PARTICIPANTE CONSUMIDOR Y POR BARRA. 2017-2027 (MW)

*que*



**POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO**

**CUADRO No. 1  
PROYECCIONES DE POBLACION TOTAL CENSO 2010 -INEC- BOLETIN No. 15**

AÑOS	POBLACION TOTAL	POBLACION		TASAS URBANAS		TASAS INTERANUALES		POBLACION SEXO		TASAS INTERANUALES		URBANA		RURAL			
		MASC	FEM	URBANA	RURAL	TOTAL	URB	RUR	Ind.Mas	Fem	Masculina	Femenina	Masculina	Femenina	Masculina	Femenina	
1970	1,524,445	778,163	746,281	725,459	798,986												
1975	1,750,317	891,719	858,597	851,792	898,525	3.26%	2.38%	94.9	353,306	372,152	114	424,857	374,128	420,580	3.21%	3.31%	2.37%
1980	1,981,562	1,007,171	974,390	986,184	995,378	2.97%	2.07%	93.9	413,775	438,016	114	477,944	420,580	465,908	2.91%	3.03%	2.07%
1985	2,225,132	1,129,208	1,095,923	1,152,036	1,073,096	3.16%	1.51%	94.2	558,839	593,196	113	570,369	502,726	502,726	3.19%	3.13%	1.50%
1990	2,474,119	1,252,452	1,221,666	1,332,040	1,142,079	2.95%	1.25%	94.3	646,406	685,633	113	606,045	536,033	536,033	2.95%	2.94%	1.23%
1995	2,746,944	1,387,815	1,359,128	1,594,684	1,152,260	3.66%	0.18%	95.3	778,139	816,544	112	609,675	542,584	542,584	3.78%	3.56%	0.24%
2000	3,040,701	1,535,364	1,505,336	1,892,922	1,147,779	3.49%	-0.08%	96.4	929,151	963,770	112	606,213	541,565	541,565	3.61%	3.37%	-0.04%
2005	3,351,007	1,690,687	1,660,319	2,203,923	1,147,084	3.09%	-0.01%	97.2	1,086,503	1,117,419	111	604,183	542,900	542,900	3.18%	3.00%	-0.07%
2010	3,661,835	1,841,305	1,820,530	2,516,842	1,144,993	2.69%	-0.04%	97.7	1,243,834	1,273,007	111	601,126	543,866	543,866	2.74%	2.64%	-0.10%
2015	3,975,404	1,995,695	1,979,709	2,828,398	1,147,006	2.36%	0.04%	97.9	1,399,438	1,428,959	110	600,362	546,643	546,643	2.39%	2.34%	-0.03%
2020	4,278,500	2,144,802	2,133,698	3,126,097	1,152,403	2.02%	0.09%	98.0	1,547,042	1,579,054	109	601,671	550,731	550,731	2.03%	2.03%	0.04%
2025	4,555,559	2,288,477	2,277,081	3,403,910	1,161,649	1.72%	0.16%	97.8	1,683,286	1,720,623	109	605,190	556,458	556,458	1.70%	1.73%	0.12%
2030	4,834,846	2,418,725	2,416,120	3,659,812	1,175,034	1.46%	0.23%	97.6	1,807,585	1,852,226	108	611,140	563,893	563,893	1.44%	1.48%	0.20%
2035	5,083,229	2,538,069	2,545,159	3,891,613	1,191,616	1.24%	0.28%	97.3	1,919,103	1,972,509	108	618,965	572,650	572,650	1.20%	1.27%	0.21%
2040	5,306,666	2,644,563	2,662,102	4,096,885	1,209,781	1.03%	0.30%	97.0	2,016,826	2,080,058	108	627,736	582,044	582,044	1.00%	1.07%	0.28%
2045	5,483,952	2,727,814	2,756,137	4,260,041	1,223,911	0.78%	0.23%	96.6	2,093,334	2,166,706	108	634,480	589,430	589,430	0.75%	0.82%	0.21%
2050	5,625,442	2,793,319	2,832,122	4,389,900	1,235,542	0.60%	0.19%	96.3	2,153,329	2,236,570	107	639,989	595,552	595,552	0.57%	0.64%	0.17%

*Handwritten mark*



CJG

**POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO**

AÑOS	POBLACION TOTAL	POBLACION MASC		POBLACION FEM		POBLACION SEXO RURAL					
		POBLACION MASC		POBLACION FEM		Ind. Urb	Masculina	Femenina	Ind. Mas. Rur	Masculina	Femenina
		POBLACION MASC	POBLACION FEM	POBLACION MASC	POBLACION FEM						
1970	1,524,445	778,163	746,281	725,459	798,986	353,306	372,152	424,857	374,128		
1971	1,567,158	799,654	767,502	749,130	817,970	364,648	384,480	434,980	382,989		
1972	1,611,068	821,738	789,327	773,573	837,405	376,354	397,217	445,345	392,059		
1973	1,656,207	844,433	811,773	798,813	857,300	388,436	410,376	455,956	401,344		
1974	1,702,612	867,754	834,857	824,877	877,671	400,905	423,971	466,821	410,850		
1975	1,750,317	891,719	858,597	851,792	898,525	413,775	438,016	477,944	420,580		
1976	1,794,299	913,699	880,599	877,119	917,111	363,605	383,422	487,831	429,278		
1977	1,839,387	936,220	903,164	903,199	936,081	374,203	395,034	497,923	438,156		
1978	1,885,607	959,297	926,308	930,054	955,443	385,111	406,997	508,224	447,218		
1979	1,932,989	982,943	950,045	957,708	975,206	396,337	419,323	518,738	456,467		
1980	1,981,562	1,007,171	974,390	986,184	995,378	477,701	508,482	529,469	465,908		
1981	2,028,044	1,030,475	997,567	1,017,325	1,010,458	492,927	524,397	537,407	473,049		
1982	2,075,616	1,054,318	1,021,296	1,049,449	1,025,766	508,637	540,810	545,465	480,300		
1983	2,124,303	1,078,712	1,045,589	1,082,587	1,041,306	524,849	557,737	553,643	487,662		
1984	2,174,133	1,103,671	1,070,460	1,116,772	1,057,081	541,577	575,193	561,944	495,137		
1985	2,225,132	1,129,208	1,095,923	1,152,036	1,073,096	558,839	593,196	570,369	502,726		
1986	2,272,839	1,152,846	1,119,991	1,185,977	1,086,551	575,348	610,628	577,332	509,218		
1987	2,321,570	1,176,979	1,144,588	1,220,918	1,100,175	592,344	628,573	584,380	515,793		
1988	2,371,345	1,201,617	1,169,724	1,256,889	1,113,969	609,843	647,045	591,514	522,453		
1989	2,422,187	1,226,771	1,195,413	1,293,919	1,127,936	627,858	666,059	598,736	529,200		
1990	2,474,119	1,252,452	1,221,666	1,332,040	1,142,079	646,406	685,633	606,045	536,033		
1991	2,526,425	1,278,425	1,247,898	1,380,857	1,144,108	670,835	710,018	606,769	537,337		
1992	2,579,837	1,304,936	1,274,899	1,431,463	1,146,141	696,187	735,270	607,494	538,644		
1993	2,634,378	1,331,997	1,302,378	1,483,924	1,148,177	722,498	761,420	608,220	539,954		
1994	2,690,072	1,359,620	1,330,451	1,538,308	1,150,217	749,802	788,501	608,947	541,267		
1995	2,746,944	1,387,815	1,359,128	1,594,684	1,152,260	778,139	816,544	609,675	542,584		
1996	2,803,332	1,416,144	1,387,187	1,650,313	1,151,362	806,238	844,070	608,981	542,380		
1997	2,860,878	1,445,052	1,415,825	1,707,882	1,150,466	835,351	872,523	608,288	542,176		
1998	2,919,605	1,474,550	1,445,054	1,767,460	1,149,569	865,515	901,936	607,595	541,972		
1999	2,979,538	1,504,650	1,474,887	1,829,115	1,148,674	896,769	932,341	606,904	541,769		
2000	3,040,701	1,535,364	1,505,336	1,892,922	1,147,779	929,151	963,770	606,213	541,565		
2001	3,100,374	1,565,243	1,535,130	1,951,396	1,147,640	958,683	992,709	605,806	541,832		
2002	3,161,217	1,595,703	1,565,513	2,011,677	1,147,501	989,155	1,022,517	605,400	542,099		
2003	3,223,255	1,626,756	1,596,498	2,073,819	1,147,362	1,020,594	1,053,220	604,994	542,366		
2004	3,286,510	1,658,414	1,628,096	2,137,882	1,147,223	1,053,033	1,084,845	604,588	542,633		
2005	3,351,007	1,690,687	1,660,319	2,203,923	1,147,084	1,086,503	1,117,419	604,183	542,900		
2006	3,410,987	1,719,791	1,691,192	2,263,228	1,146,665	1,116,290	1,146,936	603,570	543,093		
2007	3,472,040	1,749,396	1,722,638	2,324,129	1,146,247	1,146,895	1,177,232	602,958	543,286		
2008	3,534,186	1,779,511	1,754,669	2,386,669	1,145,829	1,178,338	1,208,328	602,347	543,479		
2009	3,597,444	1,810,144	1,787,296	2,450,891	1,145,411	1,210,643	1,240,246	601,736	543,673		



*Handwritten mark*

**POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO**

AÑOS	POBLACION TOTAL	POBLACION MASC		POBLACION FEM		URBANA		RURAL	
		POBLACION MASC		POBLACION FEM		URBANA		RURAL	
		Ind.Mas. Urb	Masculina	Femenina	Ind.Mas. Urb	Masculina	Femenina	Ind.Mas. Rur	Masculina
5	2010	1,841,305	1,820,530	2,516,842	1,144,993	1,243,884	1,273,007	601,126	543,866
1	2011	1,871,749	1,852,072	2,576,279	1,145,395	1,273,505	1,302,773	600,973	544,420
2	2012	1,903,085	1,884,426	2,637,119	1,145,798	1,303,884	1,333,234	600,820	544,975
3	2013	1,934,264	1,916,471	2,699,397	1,146,200	1,334,987	1,364,408	600,667	545,531
4	2014	1,965,087	1,948,188	2,763,145	1,146,603	1,366,833	1,396,310	600,515	546,086
5	2015	1,995,695	1,979,709	2,828,398	1,147,006	1,399,438	1,428,959	600,362	546,643
1	2016	2,026,044	2,010,999	2,885,579	1,148,083	1,427,787	1,457,791	600,624	547,458
2	2017	2,056,085	2,042,050	2,943,915	1,149,162	1,456,710	1,487,204	601,764	548,910
3	2018	2,085,950	2,072,833	3,003,431	1,150,241	1,486,219	1,517,211	603,897	551,014
4	2019	2,115,458	2,103,350	3,064,150	1,151,322	1,516,325	1,547,824	606,504	553,424
5	2020	2,144,802	2,133,698	3,126,097	1,152,403	1,547,042	1,579,054	601,671	550,731
1	2021	2,172,797	2,161,633	3,179,784	1,154,246	1,573,379	1,606,404	602,373	551,872
2	2022	2,201,157	2,189,935	3,234,392	1,156,093	1,600,164	1,634,227	603,076	553,015
3	2023	2,229,887	2,218,606	3,289,939	1,157,942	1,627,405	1,662,533	603,780	554,160
4	2024	2,258,992	2,247,654	3,346,439	1,159,794	1,655,110	1,691,329	604,485	555,308
5	2025	2,288,477	2,277,081	3,403,910	1,161,649	1,683,286	1,720,623	605,190	556,458
1	2026	2,313,953	2,304,233	3,463,617	1,164,314	1,707,442	1,746,173	606,375	557,937
2	2027	2,339,713	2,331,710	3,504,050	1,166,985	1,731,946	1,772,103	607,563	559,420
3	2028	2,365,759	2,359,514	3,555,220	1,169,662	1,756,800	1,798,418	608,753	560,907
4	2029	2,392,095	2,387,649	3,607,137	1,172,345	1,782,012	1,825,124	609,945	562,398
5	2030	2,418,725	2,416,120	3,659,812	1,175,034	1,807,585	1,852,226	611,140	563,893
1	2031	2,442,136	2,441,394	3,705,040	1,178,332	1,829,358	1,875,681	612,697	565,634
2	2032	2,465,774	2,466,931	3,750,828	1,181,639	1,851,393	1,899,433	614,258	567,380
3	2033	2,489,641	2,492,736	3,797,181	1,184,955	1,873,693	1,923,486	615,823	569,131
4	2034	2,513,738	2,518,811	3,844,107	1,188,281	1,896,262	1,947,843	617,392	570,888
5	2035	2,538,069	2,545,159	3,891,613	1,191,616	1,919,103	1,972,509	618,965	572,650
1	2036	2,559,019	2,568,129	3,931,828	1,195,227	1,938,261	1,993,564	620,709	574,517
2	2037	2,580,142	2,591,307	3,972,458	1,198,849	1,957,611	2,014,845	622,459	576,389
3	2038	2,601,439	2,614,693	4,013,508	1,202,482	1,977,153	2,036,352	624,213	578,268
4	2039	2,622,913	2,638,291	4,054,982	1,206,126	1,996,891	2,058,089	625,972	580,153
5	2040	2,644,563	2,662,102	4,096,885	1,209,781	2,016,826	2,080,058	627,736	582,044



**CUADRO No. 2  
TASAS DE CRECIMIENTO DE POBLACION 1970-2030**

AÑOS	POBTOT			POBTOT		
	RURAL	URBANA		RURAL	URBANA	
	Población total Miles de habitantes Fórmula	Población rural Miles de habitantes Fórmula	Población urbana Miles de habitantes Fórmula	Población total %	Población rural %	Población urbana %
1970	1,524.4	799.0	725.5			
1971	1,567.1	818.0	749.1	2.8%	2.4%	3.3%
1972	1,611.0	837.4	773.6	2.8%	2.4%	3.3%
1973	1,656.1	857.3	798.8	2.8%	2.4%	3.3%
1974	1,702.5	877.7	824.9	2.8%	2.4%	3.3%
1975	1,750.3	898.5	851.8	2.8%	2.4%	3.3%
1976	1,794.2	917.1	877.1	2.5%	2.1%	3.0%
1977	1,839.3	936.1	903.2	2.5%	2.1%	3.0%
1978	1,885.5	955.4	930.1	2.5%	2.1%	3.0%
1979	1,932.9	975.2	957.7	2.5%	2.1%	3.0%
1980	1,981.6	995.4	986.2	2.5%	2.1%	3.0%
1981	2,027.8	1,010.5	1,017.3	2.3%	1.5%	3.2%
1982	2,075.2	1,025.8	1,049.4	2.3%	1.5%	3.2%
1983	2,123.9	1,041.3	1,082.6	2.3%	1.5%	3.2%
1984	2,173.9	1,057.1	1,116.8	2.4%	1.5%	3.2%
1985	2,225.1	1,073.1	1,152.0	2.4%	1.5%	3.2%
1986	2,272.5	1,086.6	1,186.0	2.1%	1.3%	2.9%
1987	2,321.1	1,100.2	1,220.9	2.1%	1.3%	2.9%
1988	2,370.9	1,114.0	1,256.9	2.1%	1.3%	2.9%
1989	2,421.9	1,127.9	1,293.9	2.2%	1.3%	2.9%
1990	2,474.1	1,142.1	1,332.0	2.2%	1.3%	2.9%
1991	2,525.0	1,144.1	1,380.9	2.1%	0.2%	3.7%
1992	2,577.6	1,146.1	1,431.5	2.1%	0.2%	3.7%
1993	2,632.1	1,148.2	1,483.9	2.1%	0.2%	3.7%
1994	2,688.5	1,150.2	1,538.3	2.1%	0.2%	3.7%
1995	2,746.9	1,152.3	1,594.7	2.2%	0.2%	3.7%
1996	2,801.7	1,151.4	1,650.3	2.0%	-0.1%	3.5%
1997	2,858.3	1,150.5	1,707.9	2.0%	-0.1%	3.5%
1998	2,917.0	1,149.6	1,767.5	2.1%	-0.1%	3.5%
1999	2,977.8	1,148.7	1,829.1	2.1%	-0.1%	3.5%
2000	3,040.7	1,147.8	1,892.9	2.1%	-0.1%	3.5%
2001	3,099.0	1,147.6	1,951.4	1.9%	0.0%	3.1%
2002	3,159.2	1,147.5	2,011.7	1.9%	0.0%	3.1%
2003	3,221.2	1,147.4	2,073.8	2.0%	0.0%	3.1%
2004	3,285.1	1,147.2	2,137.9	2.0%	0.0%	3.1%
2005	3,351.0	1,147.1	2,203.9	2.0%	0.0%	3.1%
2006	3,409.9	1,146.7	2,263.2	1.8%	0.0%	2.7%
2007	3,470.4	1,146.2	2,324.1	1.8%	0.0%	2.7%
2008	3,532.5	1,145.8	2,386.7	1.8%	0.0%	2.7%
2009	3,596.3	1,145.4	2,450.9	1.8%	0.0%	2.7%
2010	3,661.8	1,145.0	2,516.8	1.8%	0.0%	2.7%
2011	3,721.7	1,145.4	2,576.3	1.6%	0.0%	2.4%
2012	3,782.9	1,145.8	2,637.1	1.6%	0.0%	2.4%
2013	3,845.6	1,146.2	2,699.4	1.7%	0.0%	2.4%
2014	3,909.7	1,146.6	2,763.1	1.7%	0.0%	2.4%
2015	3,975.4	1,147.0	2,828.4	1.7%	0.0%	2.4%
2016	4,033.7	1,148.1	2,885.6	1.5%	0.1%	2.0%
2017	4,093.1	1,149.2	2,943.9	1.5%	0.1%	2.0%
2018	4,153.7	1,150.2	3,003.4	1.5%	0.1%	2.0%
2019	4,215.5	1,151.3	3,064.2	1.5%	0.1%	2.0%
2020	4,278.5	1,152.4	3,126.1	1.5%	0.1%	2.0%
2021	4,334.0	1,154.2	3,179.8	1.3%	0.2%	1.7%
2022	4,390.5	1,156.1	3,234.4	1.3%	0.2%	1.7%
2023	4,447.9	1,157.9	3,289.9	1.3%	0.2%	1.7%
2024	4,506.2	1,159.8	3,346.4	1.3%	0.2%	1.7%
2025	4,565.6	1,161.6	3,403.9	1.3%	0.2%	1.7%
2026	4,617.9	1,164.3	3,453.6	1.1%	0.2%	1.5%
2027	4,671.0	1,167.0	3,504.1	1.1%	0.2%	1.5%
2028	4,724.9	1,169.7	3,555.2	1.2%	0.2%	1.5%
2029	4,779.5	1,172.3	3,607.1	1.2%	0.2%	1.5%
2030	4,834.8	1,175.0	3,659.8	1.2%	0.2%	1.5%
2031						

*Cpe*



VARIACION DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION TOTAL POR AÑO  
CALENDARIO,  
SEGÚN CUATRO HIPOTESIS DE CRECIMIENTO

PERIODO 2010- 2030

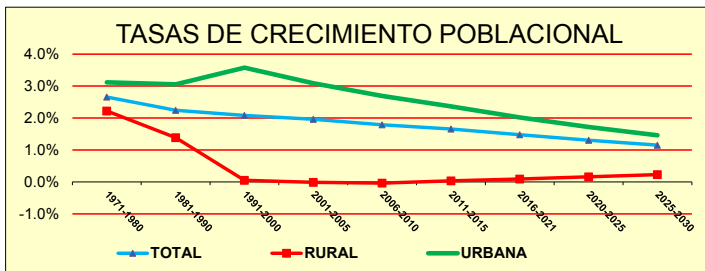
AÑO	HIPOTESIS CONSTANTE	HIPOTESIS ALTA	HIPOTESIS MEDIA RECOMENDADA	HIPOTESIS BAJA
2008				
2009	1.753%	1.722%	1.620%	1.291%
2010	1.732%	2.293%	1.569%	-0.912%
2011	1.711%	1.672%	1.518%	1.182%
2012	1.691%	1.648%	1.475%	1.128%
2013	1.671%	1.625%	1.436%	1.084%
2014	1.653%	1.604%	1.401%	1.049%
2015	1.637%	1.583%	1.370%	1.023%
2016	1.622%	1.565%	1.342%	1.002%
2017	1.606%	1.548%	1.313%	0.978%
2018	1.590%	1.527%	1.282%	0.946%
2019	1.583%	1.504%	1.247%	0.907%
2020	1.542%	1.478%	1.210%	0.861%
2021	1.533%	1.454%	1.174%	0.819%
2022	1.515%	1.431%	1.142%	0.782%
2023	1.499%	1.410%	1.110%	0.744%
2024	1.485%	1.389%	1.079%	0.703%
2025	1.473%	1.368%	1.049%	0.659%
2026	1.461%	1.351%	1.022%	0.618%
2027	1.449%	1.335%	1.010%	0.580%
2028	1.436%	1.315%	0.967%	0.540%
2029	1.423%	1.290%	0.936%	0.499%
2030	1.410%	1.262%	0.903%	0.456%
TASA	1.587%	1.521%	1.277%	0.924%
PROMEDIO 2015 -2016				
1.629%	1.574%	1.356%	1.013%	
TASA(2015-2010)	1.683%	1.738%	1.461%	0.759%
TASA(2016-2019)	1.600%	1.536%	1.296%	0.958%
TASA(2020-2024)	1.515%	1.432%	1.143%	0.782%
TASA(2025-2030)	1.442%	1.320%	0.981%	0.559%
TASA(2020-2030)	1.475%	1.371%	1.055%	0.660%

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS

PERIODOS	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
2007-2010	1.80%	1.80%	1.80%
2011-2015	1.44%	1.63%	1.09%
2016-2019	1.30%	1.54%	0.96%
2020-2025	1.13%	1.42%	0.76%
2026-2030	0.97%	1.31%	0.54%
2015-2030	1.12%	1.42%	0.74%

Nota: INEC ESTIMACIONES Y PROYECCIONES DE LA POBLACION  
TOTAL DEL PAIS , POR SEXO Y EDAD : AÑOS 1950 -2050  
SITUACION DEMOGRAFICA, SECCION 11, BOLETIN No. 7  
Noviembre de 2002

*Handwritten signature*



0.01806201 promedio	TOTAL	RURAL	URBANA
1971-1980	2.66%	2.22%	3.12%
1981-1990	2.24%	1.38%	3.05%
1991-2000	2.08%	0.05%	3.58%
2001-2005	1.96%	-0.01%	3.09%
2006-2010	1.79%	-0.04%	2.69%
2011-2015	1.66%	0.04%	2.36%
2016-2021	1.48%	0.09%	2.02%
2020-2025	1.31%	0.16%	1.72%
2025-2030	1.15%	0.23%	1.46%

924.1

15 1.27101642 **TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN**

ERIDO	POB TOTAL	RURAL	URBANA
2010-2(	1.66%	0.04%	2.36%
2016-2(	1.48%	0.09%	2.02%
2020-2(	1.34%	0.15%	1.78%
2025-2(	1.18%	0.22%	1.50%
2020-2(	1.25%	0.19%	1.63%

*que*

257



*que*

CUADRO No. 3  
INFLACIÓN, 1970-2015

**INFLACIÓN, 1970-2015**  
**IPC EMPALMADO, AÑOS 1987, 2002, 2013**



AÑOS	INDICE DE PRECIOS DE PANAMA - IPCPAN (*)				INFSPAN Inflación de Panamá % COPE 1971-2002	
	SNE - COPE 1970 -2002 1987 = 100 Fórmula 1970-2003	IPC Anual de Panama	IPC Empalmado	IPC Anual de Panama		IPC Enpalmado
		2002 = 100		2003 = 100		
		INDICE 2002 - 2014	EMPALME 1970-2014	INDICE 2013 - 2015		EMPALME 1970 - 2015
1970	42.9		37.1		25.0	
1971	43.7		37.8		25.5	
1972	46.1		39.9		26.9	
1973	49.2		42.6		28.7	
1974	57.6		49.9		33.6	
1975	60.7		52.6		35.4	
1976	63.1		54.6		36.8	
1977	66.0		57.1		38.5	
1978	68.8		59.6		40.2	
1979	74.3		64.3		43.4	
1980	84.5		73.2		49.3	
1981	90.7		78.5		53.0	
1982	94.5		81.8		55.2	
1983	96.5		83.5		56.3	
1984	98.1		84.9		57.3	
1985	99.1		85.8		57.9	
1986	99.0		85.7		57.8	
1987	100.0		86.6		58.4	
1988	100.6		87.1		58.7	
1989	100.7		87.2		58.8	
1990	101.5		87.9		59.3	
1991	102.8		89.0		60.0	
1992	104.6		90.6		61.1	
1993	105.1		91.0		61.4	
1994	106.5		92.2		62.2	
1995	107.5		93.1		62.8	
1996	108.9		94.3		63.6	
1997	110.3		95.5		64.4	
1998	110.9		96.0		64.7	
1999	112.3		97.2		65.6	
2000	114.0		98.7		66.6	
2001	114.3		99.0		66.7	
2002	115.5	100.0	100.0		67.4	
2003	117.1	100.0	100.0		67.4	
2004		100.5	100.5		67.8	
2005		103.8	103.8		70.0	
2006		106.2	106.2		71.6	
2007		110.7	110.7		74.6	
2008		120.4	120.4		81.2	
2009		123.0	123.0		82.9	
2010		127.6	127.6		86.0	
2011		135.1	135.1		91.1	
2012		142.6	142.6		96.2	
2013		148.3	148.3	100.0	100.0	
2014		152.2	152.2	102.7	102.7	
2015			152.7	103.0	103.0	
2016			153.3	103.4	103.4	

PERIODO				TASA PROMEDIO
ANTES DE LA RESTRUCTURACION	1970-1998			3.4%
PRE - RESTRUCTURACION	1990-1999			1.1%
RESTRUCTURACION	1999-2014			2.8%
ANALISIS DE RESTRUCTURACION	1990-2007			1.3%
PRIMERA ETAP RESTRUCTURACION	1999-2007			1.3%
SEGUNDA ETAPA RESTRUCTURACION	2008-2015			4.1%





CPC

Nuevos Estimados de Expertos publicados: LA PRENSA y Capital Financiero

	Desde	Hasta	Promedio
MEF- Gobierno	6.0	7.0	6.30
FMI	6.4	6.2	6.30
World Bank (Banco Mundial)	6.8	6.8	6.20
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)		7.0	6.00
CEPAL	6.0	7.0	5.80
INDESA(Marcos Fernandez G. Chapman)	6.0	7.0	6.50
Panama Economic Insight			6.00
Deloitte	6.0	7.0	5.10
Moody's			
Fitch Ratings			
Latin Consulting			
JP Morgan's		6.5	6.50
Standart & Poor's			
BBVA			
ScotiaBank			
CAMARA DE COMERCIO DE PANAMA	7.0	7.0	7.00
APEDE			
Sindicato de Industriales de Panamá (SIP)			
CAPAC		7.0	7.00
Colegio de Economistas			
Otros Expertos (N. Ardito barrietta)		6.5	6.50
Adolfo Quiñero			
Rolando Gordon			
INTRACORP			
The Economist Magazine			
IMAE (Dato original CGR)			
IMAE (Ajuste desfase histórico 3 últimos años)			
PIB IMAE (Ajuste desfase histórico 6 últimos años )			
Promedio simple	6.31	6.82	6.27
Promedio AJUSTADO (Sin Extremos)	6.24	6.87	6.31
MAXIMO			7.00
MINIMO			5.10





CJC

TASAS DE CRECIMIENTO

2007	ANUAL										TASA ACUMULADA				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Historica	Ultimos 3 Años	Ultimos 4 Años	Ultimos 5 Años	Ultimos 2 Años
2.5%	-12.9%	0.1%	4.6%	2.2%	1.5%	1.2%	0.4%	0.4%	4.6%	-12.9%	-0.2%	2.0%	1.3%	0.8%	0.8%
3.1%	-9.3%	-24.7%	-16.5%	-5.2%	14.1%	40.0%	-4.3%	-4.3%	40.6%	-24.7%	-1.9%	4.0%	9.8%	15.4%	16.0%
28.1%	7.1%	35.3%	22.1%	25.3%	22.6%	17.0%	7.0%	7.0%	35.3%	7.0%	20.2%	18.6%	17.8%	15.4%	11.9%
5.7%	-9.2%	1.1%	5.4%	7.5%	9.5%	11.2%	2.2%	2.2%	11.2%	-9.2%	4.0%	7.1%	7.5%	7.5%	16.6%
4.0%	-0.2%	4.4%	6.0%	7.9%	1.3%	0.9%	-1.3%	-1.3%	7.9%	-1.3%	2.8%	2.9%	2.1%	0.3%	0.2%
14.7%	11.1%	3.6%	17.6%	11.3%	9.3%	4.7%	13.6%	13.6%	17.6%	3.6%	10.6%	11.2%	9.7%	9.1%	9.1%
31.1%	4.1%	8.5%	22.7%	29.9%	31.1%	14.0%	6.8%	6.8%	31.1%	4.1%	18.0%	20.5%	20.0%	16.9%	10.3%
7.5%	-3.6%	4.6%	13.6%	4.2%	1.6%	5.5%	4.7%	4.7%	13.6%	-3.6%	4.7%	5.8%	4.0%	3.9%	5.1%
12.0%	0.1%	5.4%	14.7%	12.4%	11.3%	7.7%	-100.0%	-100.0%	14.7%	-100.0%	7.8%	9.1%	7.7%	6.2%	3.8%
7.3%	4.3%	7.1%	18.5%	10.2%	0.3%	1.1%	4.9%	4.9%	18.5%	0.3%	6.6%	6.8%	4.1%	2.1%	3.0%
9.3%	0.7%	6.7%	15.2%	8.8%	1.2%	0.4%	3.1%	3.1%	15.2%	0.4%	5.6%	5.6%	3.3%	1.6%	1.8%
11.1%	7.6%	-0.8%	7.3%	9.5%	8.0%	3.1%	10.4%	10.4%	11.1%	-0.8%	7.0%	7.6%	7.7%	7.1%	6.7%
8.7%	4.1%	13.9%	9.4%	8.1%	8.6%	10.0%	8.1%	8.1%	13.9%	4.1%	8.8%	8.8%	8.7%	8.9%	9.1%
4.8%	13.0%	12.2%	4.8%	10.3%	2.3%	4.3%	5.8%	5.8%	13.0%	2.3%	7.1%	5.5%	5.6%	4.1%	5.1%
8.3%	4.5%	0.1%	9.8%	12.6%	5.3%	1.3%	7.0%	7.0%	12.6%	0.1%	6.1%	7.2%	6.5%	4.5%	4.1%
8.5%	4.9%	7.3%	13.9%	9.3%	3.5%	3.8%	6.6%	6.6%	13.9%	3.5%	7.2%	7.3%	5.7%	4.5%	5.1%
2.9%	2.8%	10.5%	6.0%	5.5%	13.7%	2.4%	11.6%	11.6%	13.7%	2.4%	6.9%	7.8%	8.2%	9.1%	6.9%
2.0%	2.3%	3.6%	9.9%	4.7%	16.8%	7.4%	3.6%	3.6%	16.8%	2.0%	6.2%	8.4%	8.0%	9.2%	5.5%
4.5%	2.5%	0.8%	3.4%	2.6%	-2.6%	3.2%	7.6%	7.6%	3.4%	-2.6%	2.7%	2.8%	2.6%	2.7%	5.4%
14.8%	5.0%	8.3%	16.5%	11.2%	31.3%	14.0%	6.9%	6.9%	16.5%	5.0%	13.3%	15.7%	15.5%	17.0%	10.4%
3.9%	2.1%	3.4%	3.8%	1.1%	6.5%	10.0%	3.3%	3.3%	3.8%	1.1%	4.2%	4.9%	5.2%	6.6%	6.6%
1.0%	-8.2%	-3.4%	4.0%	3.9%	-4.9%	3.8%	-0.5%	-0.5%	4.0%	-8.2%	-0.6%	1.2%	0.5%	-0.6%	1.6%
4.6%	1.4%	3.3%	5.1%	2.5%	8.7%	10.2%	3.6%	3.6%	5.1%	1.4%	4.9%	6.0%	6.2%	7.4%	6.8%
4.2%	2.1%	2.7%	5.0%	3.0%	5.4%	6.6%	-100.0%	-100.0%	6.6%	-100.0%	4.3%	5.1%	5.1%	5.9%	6.1%
9.1%	-3.7%	15.7%	9.4%	11.3%	6.7%	8.1%	-1.2%	-1.2%	15.7%	-3.7%	6.7%	6.8%	6.1%	4.5%	3.4%
8.61%	1.52%	6.70%	11.79%	9.20%	7.05%	6.05%	-100.00%	-100.00%	11.8%	-100.0%	6.9%	7.9%	6.9%	6.2%	5.9%



CUADRO No. 5  
 PRE-ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2016, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION Y ESCENARIO (2007=100)  
**PIB PRE-ESTIMADO AL 2016**  
**SEGUN ACTIVIDAD ECONOMICA Y DIVISION ECONOMICA POR TRIMESTRE**  
**POR PARTICIPACION ESTRUCTURAL Y EFECTO CICLO TRIMESTRAL**  
**AL TERCER TRIMESTRE DE 2015**  
 (En millones de dolares de 1996)

GRAN DIVISION ECONOMICA	PIB 2014 (PE)	PIB I TRIM 2015 (E)	PIB II TRIM 2015 (E)	PIB III TRIM 2015 (E)	PIB ACUMULADO III TRIM 2015	TASA DE CRECIMIENTO ACUMULADA III TRIM 2015	ESTRUCTURA III TRIM 2015	FACTOR DE AJUSTE CRECIMIENTO ACUMULADO III TRIM 2015	TASA AJUSTADA PROMEDIO	TASA DE AJUSTE INDIVIDUAL ULTIMOS TRIMESTRES	PIB CRECIMIENTO ESPERADO AL AÑO 2016	FACTORES MULTIPLE AJUSTADO (*)	ESTRUCTURA AÑO 2016 (%)	PIB ESTRUCTURA AÑO 2016 (%)	FACTORES MULTIPLE AJUSTADO (*)	PIB PRE-ESTIMADO POR FACTOR MULT	VARIACION DE ESTIMACION 2016	ESTRUCTURA AÑO 2016 (%)	
1. Agricultura, Silvicultura y Caza	800.1	182.0	192.8	234.3	619.9	0.3%	2.9%	76.1%	0.42%	-0.28%	707.0	1.32	2.22%	707.0	1.32	505.4	1.28%	2.23%	
2. Pesca	232.3	38.1	42.0	78.8	158.8	0.6%	0.6%	60.9%	-4.28%	-4.28%	221.4	1.48	0.62%	221.4	1.48	235.3	1.28%	0.68%	
3. Explotación de minas y canchales	602.8	166.7	146.2	192.1	475.0	-7.0%	1.7%	98.2%	0.18%	0.18%	639.2	1.35	1.78%	639.2	1.35	641.1	0.36%	1.73%	
<b>Subtotal Sector Primario</b>	<b>1,635.2</b>	<b>381.0</b>	<b>475.2</b>	<b>507.2</b>	<b>1,243.0</b>	<b>0.6%</b>	<b>1.6%</b>	<b>102.8%</b>	<b>0.18%</b>	<b>0.18%</b>	<b>1,686.6</b>	<b>1.33</b>	<b>4.64%</b>	<b>1,686.6</b>	<b>1.33</b>	<b>1,682.7</b>	<b>2.91%</b>	<b>4.70%</b>	
4. Industria Manufacturera	1,956.7	481.1	492.9	507.7	1,481.7	-0.7%	5.8%	98.0%	-0.7%	-0.7%	1,942.2	1.32	6.44%	1,957.4	1.32	1,957.4	0.0%	6.47%	
5. Electricidad, Gas y Agua	1,199.0	293.3	311.4	321.1	925.8	14.1%	3.4%	254.9%	38.0%	13.3%	1,358.5	1.41	3.54%	1,307.5	1.41	1,307.5	9.0%	3.65%	
6. Construcción	4,940.3	1,356.1	1,190.7	1,380.3	3,927.1	6.0%	14.7%	95.7%	5.84%	5.7%	5,223.3	1.34	14.6%	5,251.7	1.34	5,251.7	6.3%	14.67%	
7. Transporte, Almacenamiento e Información	4,887.1	1,316.2	1,298.3	1,317.0	3,954.5	5.4%	14.8%	151.3%	8.17%	5.0%	5,135.1	1.35	14.9%	5,207.3	1.35	5,207.3	6.5%	14.84%	
<b>Subtotal Sector Secundario</b>	<b>12,983.1</b>	<b>3,449.7</b>	<b>3,226.1</b>	<b>3,526.1</b>	<b>10,289.1</b>	<b>5.4%</b>	<b>10.8%</b>	<b>92.6%</b>	<b>3.00%</b>	<b>3.74%</b>	<b>13,659.1</b>	<b>1.34</b>	<b>38.9%</b>	<b>13,801.2</b>	<b>1.34</b>	<b>13,723.9</b>	<b>8.7%</b>	<b>38.3%</b>	
8. Comercio al por Mayor y Menor	6,094.9	1,425.8	1,519.2	1,569.4	4,514.4	4.8%	16.9%	87.8%	3.9%	4.2%	6,261.4	1.38	17.4%	6,257.9	1.38	6,223.9	3.6%	17.38%	
9. Hoteles y Restaurantes	2,856.4	662.6	664.5	667.6	2,007.9	3.6%	2.8%	67.7%	0.25%	0.25%	2,765.1	1.37	2.6%	2,765.8	1.37	2,765.8	4.0%	2.68%	
10. Actividades de alquiler de Vehículos y Equipo	2,885.9	695.6	694.7	748.4	2,368.7	7.4%	8.8%	89.2%	7.0%	6.7%	3,079.6	1.34	8.8%	3,114.3	1.34	3,114.3	7.8%	9.70%	
11. Actividades Inmobiliarias	330.2	89.7	89.7	89.8	269.2	6.2%	1.0%	103.3%	6.44%	6.6%	359.1	1.34	1.0%	360.4	1.34	360.4	6.2%	1.0%	
12. Espectáculos, Recreación y Turismo	330.2	89.7	89.7	89.8	269.2	6.2%	1.0%	103.3%	6.44%	6.6%	359.1	1.34	1.0%	360.4	1.34	360.4	6.2%	1.0%	
<b>Menos: Servicio de Internet</b>	<b>-749.9</b>	<b>-180.6</b>	<b>-187.4</b>	<b>-206.9</b>	<b>-574.9</b>	<b>3.9%</b>	<b>-2.1%</b>	<b>75.2%</b>	<b>3.00%</b>	<b>3.74%</b>	<b>-777.9</b>	<b>1.36</b>	<b>-2.1%</b>	<b>-781.0</b>	<b>1.36</b>	<b>-782.1</b>	<b>4.3%</b>	<b>-2.18%</b>	
<b>Subtotal Sector Terciario</b>	<b>11,907.6</b>	<b>2,959.6</b>	<b>3,223.7</b>	<b>3,091.1</b>	<b>9,274.4</b>	<b>6.6%</b>	<b>10.8%</b>	<b>103.1%</b>	<b>3.00%</b>	<b>3.74%</b>	<b>12,634.3</b>	<b>1.37</b>	<b>35.8%</b>	<b>12,713.2</b>	<b>1.36</b>	<b>12,631.5</b>	<b>6.8%</b>	<b>35.28%</b>	
13. Actividades de servicios	424.8	106.3	113.3	134.2	353.8	10.8%	1.3%	116.8%	12.6%	10.1%	467.9	1.34	1.32%	473.2	1.34	471.6	11.0%	1.32%	
14. Otras actividades de servicios	7,167.7	1,982.2	1,930.0	1,845.5	5,757.7	4.3%	2.1%	96.1%	4.14%	4.0%	7,468.8	1.32	2.12%	7,625.2	1.31	7,577.0	5.6%	2.11%	
15. Producción de electricidad, Gas y Agua	2,153.4	561.9	575.5	589.7	1,727.1	7.6%	6.5%	123.2%	9.63%	7.3%	2,311.6	1.34	6.48%	2,321.0	1.35	2,333.4	8.3%	6.52%	
Construcción	411.5	108.7	127.6	127.6	331.7	6.2%	1.2%	97.1%	6.04%	5.84%	435.5	1.34	1.29%	442.6	1.34	445.4	8.2%	1.24%	
Actividades Inmobiliarias	2,064.4	523.0	525.9	533.9	1,582.8	3.3%	5.9%	97.2%	3.22%	3.12%	2,123.8	1.34	5.91%	2,123.8	1.34	2,122.9	2.8%	5.93%	
Industria extractiva	174.5	45.1	45.9	45.9	132.9	0.6%	0.5%	89.4%	0.61%	0.64%	175.6	1.33	0.49%	177.2	1.33	175.6	1.6%	0.50%	
<b>Subtotal Sector Terciario</b>	<b>5,945.3</b>	<b>1,543.2</b>	<b>1,547.0</b>	<b>1,613.8</b>	<b>4,704.0</b>	<b>5.2%</b>	<b>17.7%</b>	<b>97.9%</b>	<b>3.75%</b>	<b>3.75%</b>	<b>6,265.2</b>	<b>1.34</b>	<b>17.5%</b>	<b>6,300.4</b>	<b>1.34</b>	<b>6,307.6</b>	<b>8.0%</b>	<b>17.52%</b>	
Más: Derechos de importación																			
Más: ITRM que graba las cosas																			
Más: Otros impuestos a los productos																			
<b>Menos: Subvenciones a los productores</b>	<b>1,440.6</b>	<b>350.9</b>	<b>371.4</b>	<b>360.0</b>	<b>1,062.3</b>	<b>-2.3%</b>	<b>4.0%</b>	<b>97.2%</b>	<b>-2.4%</b>	<b>-2.1%</b>	<b>1,409.2</b>	<b>1.38</b>	<b>4.1%</b>	<b>1,477.1</b>	<b>1.35</b>	<b>1,462.1</b>	<b>1.46%</b>	<b>4.0%</b>	
<b>Menos: Impuestos y contribuciones</b>	<b>33,780.0</b>	<b>8,581.1</b>	<b>8,725.4</b>	<b>8,954.7</b>	<b>26,261.2</b>	<b>6.8%</b>	<b>100.0%</b>	<b>97.5%</b>			<b>35,634.4</b>	<b>1.35</b>	<b>100.0%</b>	<b>35,948.5</b>	<b>1.34</b>	<b>36,807.8</b>	<b>6.0%</b>	<b>100.0%</b>	
<b>Producto Interno Bruto Real</b>	<b>33,780.0</b>	<b>8,581.1</b>	<b>8,725.4</b>	<b>8,954.7</b>	<b>26,261.2</b>	<b>6.8%</b>	<b>100.0%</b>	<b>97.5%</b>			<b>35,634.4</b>	<b>1.35</b>	<b>100.0%</b>	<b>35,948.5</b>	<b>1.34</b>	<b>36,807.8</b>	<b>6.0%</b>	<b>100.0%</b>	

TASA DE VARIACION

6.00%

6.49%

5.83%

5.60%

6.83%

6.06%

6.83%

6.83%

6.83%

6.00%

6.42%

6.00%

6.00%

6.00%

6.00%

6.00%

6.00%

6.00%

6.00%

6.00%

6.00%

que



**COMPARATIVO DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB**  
**SERIES INDEPENDIENTES 1970, 1982, 1986, 1996, 2007**  
**AÑOS BASES 1982, 1986, 2003, 2007**

**CUADRO No. 6**  
**REGISTROS DEL PIB, INEC BASES: 1970, 1982, 1986, 1996, 2007**

DATOS AÑOS	SERIES INDIVIDUALES					SERIES HISTÓRICAS					ETESA				
	CGRP (INEC)		PREEICA			PREEICA					ETESA				
	BASE:1970 Serie Constante Rev. \$=1970 Años 1970-81	BASE:1982 Serie Constante Rev. \$=1982 Años 1980-95	BASE:1986 Serie Constante Rev. \$=1986 Años 1986-2006	BASE:1996 Serie Constante Rev. \$=1996 Años 1996-2006	BASE:2007 Resultados Preliminares Cambio de Base:2007	BASE:1982 NUEVA SERIE	BASE:1986 PROY. PREEICA CONST 82	BASE:1996 PROY. PREEICA CONST 82	BASE:1982 CONST. 82 PREEICA MOD. 70	BASE:1986 PIB CONST. BASE 1986	BASE:1996 Resultados Preliminares Cambio de Base: 2007	BASE:2007 Resultados Preliminares Cambio de Base: 2007	BASE:1982 CONST. 82 PREEICA MOD. 70	BASE:1986 PIB CONST. BASE 1986	BASE:1996 Resultados Preliminares Cambio de Base: 2007
1	1021.2	1,744.7	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
2	1,194.0	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
3	1,194.0	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
4	1,233.5	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
5	1,263.7	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
6	1,285.7	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
7	1,307.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
8	1,321.4	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
9	1,450.8	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
10	1,516.3	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
11	1,516.3	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
12	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
13	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
14	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
15	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
16	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
17	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
18	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
19	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
20	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
21	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
22	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
23	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
24	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
25	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
26	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
27	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
28	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
29	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
30	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
31	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
32	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
33	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
34	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
35	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
36	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
37	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
38	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
39	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
40	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
41	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
42	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
43	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
44	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
45	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3
46	1,760.1	1,760.1	1,516.3	1,450.8	1,402.4	1,738.4	1,507.1	1,442.4	1,402.4	3,439.3	3,595.1	3,439.3	3,439.3	3,439.3	3,439.3

**Notas:** Base :1982 Emplame de serie consyantes Historicos del PIB a Precios constantes 1946- 2000 Emplame deSeries a Precios del Año Base 1982 7.5%  
 Base :1996 Cuentas Nacionales 1986-2003 Panama en Cifras. Años 2008 - 2012 Resultados finales del proceso de compilación y actualización del Año Base y series de las Cuentas Nacionales (CN), 1986. 7.3%  
 Base :2007 Resultados Preliminares del Cambio de Año Base del Sistema de Cuentas Nacionales de Panamá, al año 2007 y Series Corrientes y Constantes. Años 2007-13 19 marzo del 2014  
 N Base :2007 Panama en Cifras. Años 2009 - 2013 Datos 2009 al 2013 Datos 2009 al 2013 El INEC, del CGR, presenta las nuevas series preliminares de (CN) con año de referencia 2007 y sus mediciones en términos reales, esto es, corregidas por el efecto de los precios como volúmenes encadenados. 31 julio del 2015



*Handwritten signature*

**CUADRO No. 7  
ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2017, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION, ESCENARIO (2007=100)  
ALTERNATIVAS A LA ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2017  
SEGUN ACTIVIDAD ECONOMICA Y DIVISION ECONOMICA AL TERCER TRIMESTRE DEL 2016  
(En millones de dólares de 2007)**

GRAN DIVISION ECONOMICA	AÑO 2016 PRE ESTIMADO						AÑO 2017						
	ESCAPARIO OPTIMISTA (1)			ESCAPARIO MODERADO (2)			ESCAPARIO PESIMISTA (3)						
	PIB 2016 (PE)	ESTRUCTURA ESTIMADA (P) AÑO 2016 (PE)	TASA DE CRECIMIENTO PRE ESTIMADA 2016/2015	VARIACION DEL PIB I SEM 2014-2015	VARIACION ANUAL DEL PIB AJUSTADA (Promedio)	PIB ESTIMADO OPTIMISTA AÑO 2017	ESTRUCTURA A ESTIMADA AÑO 2016 (%)	VARIACION ANUAL DEL PIB AJUSTADA	PIB ESTIMADO MODERADO AÑO 2017	ESTRUCTURA ESTIMADA AÑO 2016 (%)	VARIACION ANUAL DEL PIB AJUSTADA	PIB ESTIMADO PESIMISTA AÑO 2017	ESTRUCTURA ESTIMADA AÑO 2016 (%)
1. Agricultura, silvicultura y caza	802.4	2.14%	-0.11%	-0.47%	1.05%	810.8	2.02%	-0.18%	800.9	2.03%	-12.87%	699.1	1.81%
2. Pesca	203.5	0.54%	-4.28%	36.13%	-0.27%	202.9	0.50%	-1.92%	199.6	0.51%	-4.30%	194.7	0.50%
3. Explotación de canteras	698.9	1.87%	6.18%	11.92%	12.00%	782.8	1.95%	7.00%	747.8	1.90%	7.00%	747.8	1.98%
<b>Subtotal Sector Primario</b>	<b>1,704.8</b>	<b>4.55%</b>	<b>0.00%</b>	<b>5.45%</b>	<b>0.53%</b>	<b>1,796.5</b>	<b>4.47%</b>	<b>-0.21%</b>	<b>1,748.4</b>	<b>4.43%</b>	<b>-1.34%</b>	<b>1,641.7</b>	<b>4.25%</b>
4. Industria Manufacturera	1,876.9	5.01%	-0.74%	0.30%	0.30%	1,882.5	4.88%	4.21%	1,872.9	4.75%	-1.34%	1,851.8	4.73%
5. Electricidad, gas y agua	1,506.4	4.02%	13.31%	-1.02%	13.63%	1,711.7	4.76%	10.63%	1,666.5	4.22%	6.99%	1,611.7	4.08%
6. Construcción	5,716.4	15.26%	5.73%	15.51%	10.41%	6,311.3	15.70%	8.82%	6,106.1	15.48%	4.07%	5,949.1	15.40%
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	5,207.7	13.90%	5.07%	7.67%	4.66%	5,450.5	13.56%	4.66%	5,450.3	13.81%	3.05%	5,366.8	13.89%
<b>Subtotal Sector Secundario y de infraestructura</b>	<b>14,307.4</b>	<b>38.98%</b>	<b>8.59%</b>	<b>4.09%</b>	<b>7.12%</b>	<b>15,356.0</b>	<b>38.20%</b>	<b>7.04%</b>	<b>15,095.7</b>	<b>38.26%</b>	<b>7.04%</b>	<b>14,779.4</b>	<b>38.26%</b>
8. Comercio al por mayor y al por menor	6,505.1	17.36%	4.27%	3.27%	4.91%	6,824.2	18.97%	4.27%	6,783.1	17.19%	2.10%	6,641.9	17.19%
9. Hoteles y restaurantes	972.5	2.69%	3.44%	-1.47%	5.83%	1,005.9	2.55%	3.44%	1,005.9	2.55%	0.71%	979.4	2.54%
10. Intermediación Financiera	2,947.4	7.87%	10.46%	3.16%	10.42%	3,294.4	8.10%	6.75%	3,146.2	7.87%	6.75%	3,146.2	8.15%
11. Actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler	3,302.3	8.81%	6.71%	9.23%	8.13%	3,570.7	8.88%	6.71%	3,524.0	8.83%	4.08%	3,437.1	8.80%
12. Enseñanza Privada	388.3	1.06%	5.86%	4.09%	7.12%	426.7	1.06%	5.86%	426.7	1.07%	4.15%	414.8	1.07%
Menos: Servicio de intermediación financiera	-842.1	-2.25%	4.91%	6.33%	7.04%	-901.4	-2.24%	7.04%	-901.4	-2.28%	7.04%	-901.4	-2.33%
<b>Subtotal Sector Terciario (comercial y financiero)</b>	<b>13,283.5</b>	<b>35.7%</b>	<b>3.97%</b>	<b>3.97%</b>	<b>7.04%</b>	<b>14,201.3</b>	<b>35.32%</b>	<b>2.29%</b>	<b>13,979.4</b>	<b>35.43%</b>	<b>2.29%</b>	<b>13,718.1</b>	<b>35.51%</b>
13. Actividades de servicio sociales y de salud privada	480.9	1.31%	1.62%	1.67%	11.59%	547.8	1.36%	2.29%	502.2	1.27%	2.29%	502.2	1.30%
14. Otras actividades comunitarias, sociales y personales	754.8	2.01%	10.20%	4.91%	3.64%	782.3	1.95%	2.02%	770.0	1.95%	2.02%	770.0	1.98%
15. Productores de servicios gubernamentales	2,550.1	6.81%	8.23%	19.01%	10.46%	2,791.4	6.94%	9.46%	2,791.4	7.07%	5.26%	2,684.4	6.95%
Constitución	476.2	1.27%	3.17%	19.01%	6.64%	526.0	1.31%	2.87%	489.9	1.24%	2.87%	489.9	1.27%
Actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler	2,109.8	5.87%	3.17%	2.98%	6.64%	2,345.9	5.84%	2.88%	2,263.1	5.74%	2.09%	2,245.7	5.81%
Hogares privados con servicio doméstico	185.7	0.44%	4.66%	3.61%	3.05%	170.8	0.42%	1.64%	169.4	0.43%	0.64%	166.8	0.43%
16. Producciones de servicios domésticos	2,825.1	7.54%	5.01%	5.01%	7.27%	3,042.1	7.87%	4.70%	2,921.4	7.40%	4.70%	2,802.3	7.51%
<b>Subtotal Sector terciario (oficial y personal)</b>	<b>6,920.9</b>	<b>18.8%</b>	<b>4.70%</b>	<b>4.70%</b>	<b>4.70%</b>	<b>7,164.1</b>	<b>17.82%</b>	<b>4.70%</b>	<b>6,985.0</b>	<b>17.70%</b>	<b>4.70%</b>	<b>6,856.9</b>	<b>17.76%</b>
Más: Derechos de importación e ITBM													
Más: ITBM que graba las compras de los hogares													
Más: Otros impuestos a los productores													
Menos: Subvenciones a los productos													
<b>Subtotal Impuestos y transferencias</b>	<b>1,575.2</b>	<b>4.20%</b>	<b>10.62%</b>	<b>6.16%</b>	<b>6.52%</b>	<b>1,684.2</b>	<b>4.19%</b>	<b>4.53%</b>	<b>1,646.6</b>	<b>4.17%</b>	<b>3.46%</b>	<b>1,629.6</b>	<b>4.22%</b>
<b>Producto Interno Bruto Real</b>	<b>37,471.8</b>					<b>40,202.2</b>			<b>39,455.1</b>			<b>38,627.7</b>	
<b>TASA DE VARIACION</b>			<b>37,491.8</b>				<b>7.29%</b>			<b>6.29%</b>			<b>3.08%</b>

Las tasas de variaciones utilizadas para definir el posible estado de los diferentes rubros del PIB en el año 2013, se enmarcan principalmente dentro de los pronósticos publicados por Entidades Internacionales y expertos economistas.

(1) Comportamiento esperado con base en la variación anual de uno de los mejores años del período 2005-2011. Variación del último año 2011 (10.85%). PIB Tres metodologías (M), Variación de Tasa de crecimiento Anual. Columna AL

(2) Basado en el comportamiento histórico promedio de los años 2001-2011. Casi similar a la variación evidenciada en el año 2010. Resultando en una tasa de crecimiento promedio anual 2001-2011 (>7.4%). PIB Tres metodologías (M), Variación de Tasa de crecimiento Anua Promedio. Columna AM

(3) Basado en el peor comportamiento del período 2001-2011, Variación anual del año 2009 (< 4.0%). PIB Tres metodologías (M), Variación de Tasa de crecimiento Anua Promedio. Columna AJ

FUENTE: Desarrollo propio con base en datos de la Dirección de Estadísticas y Censo, Panamá en Cifras 2002-06

Más: Derechos de importación e ITBM  
 Más: ITBM que graba las compras de los hogares  
 Más: Otros impuestos a los productores  
 Menos: Subvenciones a los productos  
 Subtotal Impuestos y transferencias

PROPORCION ESTRUCTURAL DEL 2008  
 Más: Derechos de importación e ITBM  
 Más: ITBM que graba las compras de los hogares  
 Más: Otros impuestos a los productores  
 Menos: Subvenciones a los productos  
 Subtotal Impuestos y transferencias





CUADRO No. 9  
PRONOSTICOS DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA, AÑOS 2016 - 2030

**ESTIMADOS DE MONTOS Y VARIACIONES ANUALES DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA EN EL PRODUCTO INTERNO BRUTO DURANTE EL PERIODO DE EVALUACION DEL PLAN 2016-2030 EN CONSIDERACION AL PIB ESTIMADO DE 2015 EMPALMADO a Precios de 2007 (Datos Encadenados)**

AÑOS	Producto Interno Bruto de 5.49%			
	ESCENARIO MODERADO	ESCENARIO OPTIMISTA	ESCENARIO PESIMISTA	
	MONTOS	MONTOS	MONTOS	VAR. ANUAL
	(En miles de Balboas)	(En miles de Balboas)	(En miles de Balboas)	(En %)
2007=100				
2007	1,546.0	1,546.0	1,546.0	
2008	1,607.2	1,607.2	1,607.2	3.95%
2009	1,603.3	1,603.3	1,603.3	-0.24%
2010	1,673.2	1,673.2	1,673.2	4.36%
2011	1,773.1	1,773.1	1,773.1	5.97%
2012	1,913.8	1,913.8	1,913.8	7.93%
2013	1,939.1	1,939.1	1,939.1	1.32%
2014	1,956.7	1,956.7	1,956.7	0.91%
2015	1,930.5	1,930.5	1,930.5	-1.34%
2016	1,876.9	1,876.9	1,876.9	-2.78%
2017	1,872.9	1,882.5	1,851.8	-0.21%
2018	1,913.7	1,935.8	1,880.0	2.18%
2019	1,964.0	1,966.8	1,897.1	2.63%
2020	2,015.7	2,039.1	1,914.4	2.63%
2021	2,083.1	2,107.1	1,964.8	3.34%
2022	2,152.6	2,177.5	2,016.5	3.34%
2023	2,224.5	2,250.2	2,069.6	3.34%
2024	2,298.8	2,325.4	2,124.1	3.34%
2025	2,359.3	2,419.9	2,180.0	2.63%
2026	2,421.4	2,518.3	2,237.4	2.63%
2027	2,485.2	2,620.6	2,296.3	2.63%
2028	2,550.6	2,689.6	2,356.7	2.63%
2029	2,617.7	2,760.4	2,418.8	2.63%
2030	2,686.6	2,833.1	2,482.5	2.63%
2031	2,757.4	2,907.7	2,547.8	2.63%

**Crecimiento Anual**

Tipo	Años	Periodo	
Estudio	23	(2007-2030)	
Histórico	7	(2007-2014)	2.46%
Pronóstico	15	(2010-2023)	3.42%
Corto Plazo	4	(2011-2014)	2.93%
Medio Plazo	6	(2015-2020)	3.10%
Largo Plazo	5	(2020-2025)	2.63%

**NOTAS:**

- Escenarios a partir de un Producto Interno Bruto al 2010 de 7.6%, estimado previsto inicial del MEF para este año.
- Escenarios a partir de un Producto Interno Bruto al 2011 de 10.91%, derivado del comportamiento real del PIB durante los dos primeros trimestres del año. Boletín de la Dirección de Estadísticas y Censo, Evolución Trimestral del PIB (II Trimestre del 2008). Con un incremento de 10.33% del I semestre del año con respecto al año anterior. Además, el Índice Mensual de la actividad Económica (IMAE) de enero-agosto del 2008 muestra un incremento sobre el 9 por ciento, con respecto al mismo periodo del año anterior.
- Escenario Moderado está basado en el escenario "mas probable" definido por INTRACORP, Volumen III, xxiv. Con Expansión del Canal, incremento de 3.5% de peajes e inversión de 5.5 miles de millones de \$ USA.
- Escenario Optimista está basado en el "mejor escenario", definido por INTRACORP, Volumen III, xxiv. Con Expansión del Canal, incremento de 3.5% de peajes e inversión de 4.7 miles de millones de \$ USA.
- Escenario Pesimista está basado en el "peor escenario", definido por INTRACORP, Volumen III, xxiv. Con Expansión del Canal, incremento de 3.5% de peajes e inversión de 4.7 miles de millones de \$ USA.
- Las tasas de crecimiento de los escenarios moderado, optimista y pesimista para el 2012 con respecto al año precedente fueron estimadas en 7.85, 11.39 y 4.31 por ciento. Tasa derivadas de la simulación del PIB, desarrollado para el año 2012. La Hoja EXCEL es PIB Estructural Estimado 2012.

**Fuente:**

Desarrollo de ETESA basados en los escenarios elaborados por INTRACORP, por medio de un Modelo Matemático de Insumo-Producto, para mostrar los impactos directos, inducidos, paralelos y del Conglomerado del canal en la economía nacional. "Estudio del Impacto Económico del Canal y el Proyecto de Ampliación en el Ambiente Nacional". Revisión, Abril de 2006.

533.5	610.0	0.0283178	0.01524605	610.0
555.9	633.9	0.02632604	0.00909409	633.9
577.5	630.1	0.02632604	0.00909409	630.1
609.4	637.0	0.03339314	0.02632604	637.0
619.8	657.6	0.03339314	0.02632604	657.6
	679.7	0.03339314	0.02632604	679.7
	675.7	0.03339314	0.02632604	675.7
	684.0	0.04065184	0.02632604	684.0
	692.4	0.04065184	0.02632604	692.4
	701.0	0.04065184	0.02632604	701.0
	709.6	0.04065184	0.02632604	709.6
	718.3	0.02632604	0.01524605	718.3
	727.2	0.02632604	0.00909409	727.2
	736.1	0.02632604	0.00909409	736.1
	745.2	0.03339314	0.02632604	745.2
	754.4	0.03339314	0.02632604	754.4
	763.7	0.03339314	0.02632604	763.7
	773.1	0.03339314	0.02632604	773.1
	782.6	0.04065184	0.02632604	782.6
	792.2	0.04065184	0.02632604	792.2
	802.0	0.04065184	0.02632604	802.0

tasa

2.18%

*Handwritten mark*



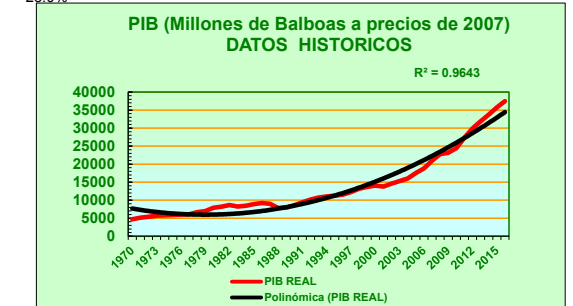
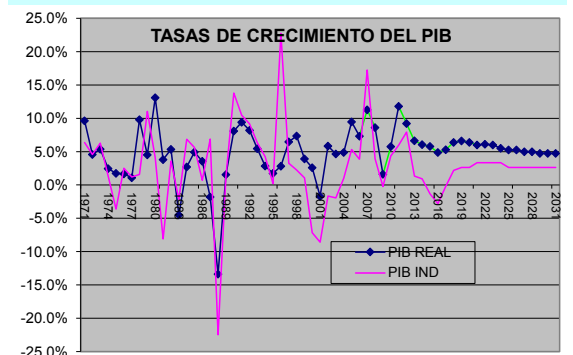
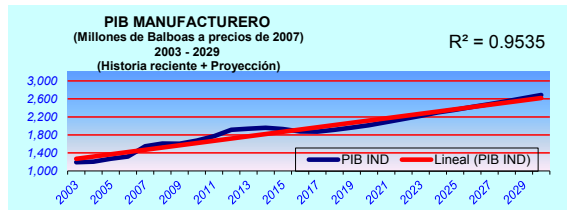
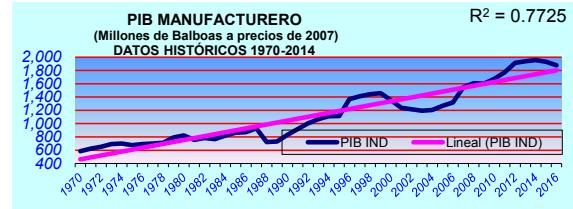
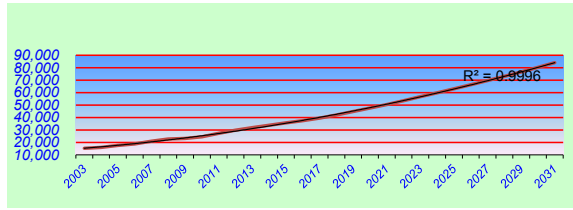
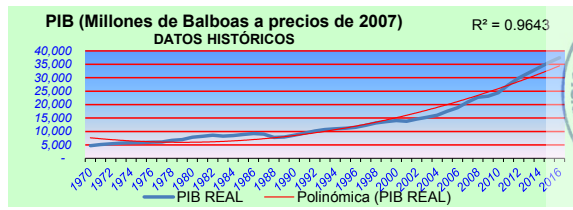
**CUADRO No. 10**  
**PRODUCTO INTERNO BRUTO**  
**ESCENARIO BASE MODERADO**  
Millones de Balboas de 2007

AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%/TOTAL
1970	4,693		585.0		12.5%
1971	5,145	9.6%	622.2	6.4%	12.1%
1972	5,380	4.6%	650.7	4.6%	12.1%
1973	5,668	5.4%	691.6	6.3%	12.2%
1974	5,807	2.4%	700.8	1.3%	12.1%
1975	5,908	1.7%	675.5	-3.6%	11.4%
1976	6,007	1.7%	692.5	2.5%	11.5%
1977	6,072	1.1%	700.8	1.2%	11.5%
1978	6,667	9.8%	711.8	1.6%	10.7%
1979	6,968	4.5%	790.4	11.0%	11.3%
1980	7,880	13.1%	822.6	4.1%	10.4%
1981	8,180	3.8%	756.0	-8.1%	9.2%
1982	8,618	5.3%	783.2	3.6%	9.1%
1983	8,231	-4.5%	766.3	-2.1%	9.3%
1984	8,454	2.7%	818.8	6.8%	9.7%
1985	8,871	4.9%	864.7	5.6%	9.7%
1986	9,188	3.6%	870.7	0.7%	9.5%
1987	9,022	-1.8%	930.6	6.9%	10.3%
1988	7,815	-13.4%	721.5	-22.5%	9.2%
1989	7,937	1.6%	730.9	1.3%	9.2%
1990	8,580	8.1%	831.6	13.8%	9.7%
1991	9,388	9.4%	918.6	10.5%	9.8%
1992	10,158	8.2%	1,002.7	9.2%	9.9%
1993	10,712	5.5%	1,066.2	6.3%	10.0%
1994	11,017	2.9%	1,111.6	4.3%	10.1%
1995	11,210	1.8%	1,113.8	0.2%	9.9%
1996	11,525	2.8%	1,367.0	22.7%	11.9%
1997	12,270	6.5%	1,411.5	3.3%	11.5%
1998	13,170	7.3%	1,443.0	2.2%	11.0%
1999	13,685	3.9%	1,458.4	1.1%	10.7%
2000	14,040	2.6%	1,354.0	-7.2%	9.6%
2001	13,799	-1.7%	1,237.7	-8.6%	9.0%
2002	14,606	5.8%	1,217.0	-1.7%	8.3%
2003	15,284	4.6%	1,193.6	-1.9%	7.8%
2004	16,030	4.9%	1,205.4	1.0%	7.5%
2005	17,546	9.5%	1,269.6	5.3%	7.2%
2006	18,833	7.3%	1,318.8	3.9%	7.0%
2007	20,958	11.3%	1,546.0	17.2%	7.4%
2008	22,763	8.6%	1,607.2	3.95%	7.1%
2009	23,127	1.6%	1,603.3	-0.24%	6.9%
2010	24,461	5.8%	1,673.2	4.36%	6.8%
2011	27,349	11.8%	1,773.1	5.97%	6.5%
2012	29,873	9.2%	1,913.8	7.93%	6.4%
2013	31,852	6.6%	1,939.1	1.32%	6.1%
2014	33,780	6.1%	1,956.7	0.91%	5.8%
2015	35,732	5.8%	1,930.5	-1.34%	5.4%
2016	37,472	4.9%	1,876.9	-2.78%	5.0%
2017	39,455	5.3%	1,872.9	-0.21%	4.7%
2018	41,980	6.4%	1,913.7	2.18%	4.6%
2019	44,751	6.6%	1,964.0	2.63%	4.4%
2020	47,615	6.4%	2,015.7	2.63%	4.2%
2021	50,472	6.0%	2,083.1	3.34%	4.1%
2022	53,551	6.1%	2,152.6	3.34%	4.0%
2023	56,764	6.0%	2,224.5	3.34%	3.9%
2024	59,886	5.5%	2,298.8	3.34%	3.8%
2025	63,030	5.3%	2,359.3	2.63%	3.7%
2026	66,339	5.3%	2,421.4	2.63%	3.7%
2027	69,656	5.0%	2,485.2	2.63%	3.6%
2028	73,138	5.0%	2,550.6	2.63%	3.5%
2029	76,613	4.8%	2,617.7	2.63%	3.4%
2030	80,252	4.8%	2,686.6	2.63%	3.3%
2031	84,064	4.8%	2,757.4	2.63%	3.3%
<b>PROMEDIO</b>		<b>5.5%</b>		<b>2.6%</b>	<b>4.0%</b>

**PREMISAS** 11.260% 3.543%

- a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 5.5%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento. 4.620%
  - b) **PIB MANUFACTURERO:** Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 4.0% del PIB Total. Promedio de los últimos tres años. 2.567%
- 4.0%

	PIB TOTAL TASA	DIF TASAS	INDUSTRIA TASA	% /TOTAL
1980-1990	2.13%	-1.22%	0.91%	9.59%
1991-2000	5.08%	0.17%	5.25%	10.43%
2001-2016	6.38%	-4.17%	2.21%	6.89%
<b>Máximo</b>	<b>13.1%</b>		<b>22.7%</b>	<b>12.2%</b>
<b>Promedio 2017</b>	<b>5.29%</b>		<b>-0.21%</b>	<b>4.75%</b>
2017-2016	5.08%	-6.58%	-1.50%	4.75%
2017-2020	6.17%	-4.37%	1.81%	4.48%
2021-2031	5.30%	-2.41%	2.89%	3.67%
2005-2016	7.37%			
2008-2016	6.70%			
2010-2016	7.39%			
1970-2016	4.72%			





**CUADRO No. 11**  
**PRODUCTO INTERNO BRUTO**

ESCENARIO ALTO ( ALTO)

Millones de Balboas de 2007

AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%/TOTAL
1970	4,693		585.0		12.5%
1971	5,145	9.6%	622.2	6.4%	12.1%
1972	5,380	4.6%	650.7	4.6%	12.1%
1973	5,668	5.4%	691.6	6.3%	12.2%
1974	5,807	2.4%	700.8	1.3%	12.1%
1975	5,908	1.7%	675.5	-3.6%	11.4%
1976	6,007	1.7%	692.5	2.5%	11.5%
1977	6,072	1.1%	700.8	1.2%	11.5%
1978	6,667	9.8%	711.8	1.6%	10.7%
1979	6,968	4.5%	790.4	11.0%	11.3%
1980	7,880	13.1%	822.6	4.1%	10.4%
1981	8,180	3.8%	756.0	-8.1%	9.2%
1982	8,618	5.3%	783.2	3.6%	9.1%
1983	8,231	-4.5%	766.3	-2.1%	9.3%
1984	8,454	2.7%	818.8	6.8%	9.7%
1985	8,871	4.9%	864.7	5.6%	9.7%
1986	9,188	3.6%	870.7	0.7%	9.5%
1987	9,022	-1.8%	930.6	6.9%	10.3%
1988	7,815	-13.4%	721.5	-22.5%	9.2%
1989	7,937	1.6%	730.9	1.3%	9.2%
1990	8,580	8.1%	831.6	13.8%	9.7%
1991	9,388	9.4%	918.6	10.5%	9.8%
1992	10,158	8.2%	1,002.7	9.2%	9.9%
1993	10,712	5.5%	1,066.2	6.3%	10.0%
1994	11,017	2.9%	1,111.6	4.3%	10.1%
1995	11,210	1.8%	1,113.8	0.2%	9.9%
1996	11,525	2.8%	1,367.0	22.7%	11.9%
1997	12,270	6.5%	1,411.5	3.3%	11.5%
1998	13,170	7.3%	1,443.0	2.2%	11.0%
1999	13,685	3.9%	1,458.4	1.1%	10.7%
2000	14,040	2.6%	1,354.0	-7.2%	9.6%
2001	13,799	-1.7%	1,237.7	-8.6%	9.0%
2002	14,606	5.8%	1,217.0	-1.7%	8.3%
2003	15,284	4.6%	1,193.6	-1.9%	7.8%
2004	16,030	4.9%	1,205.4	1.0%	7.5%
2005	17,546	9.5%	1,269.6	5.3%	7.2%
2006	18,833	7.3%	1,318.8	3.9%	7.0%
2007	20,958	11.3%	1,546.0	17.2%	7.4%
2008	22,763	8.6%	1,607.2	3.95%	7.1%
2009	23,127	1.6%	1,603.3	-0.24%	6.9%
2010	24,461	5.8%	1,673.2	4.36%	6.8%
2011	27,349	11.8%	1,773.1	5.97%	6.5%
2012	29,873	9.2%	1,913.8	7.93%	6.4%
2013	31,852	6.6%	1,939.1	1.32%	6.1%
2014	33,780	6.1%	1,956.7	0.91%	5.8%
2015	35,732	5.8%	1,930.5	-1.34%	5.4%
2016	37,472	4.9%	1,876.9	-2.78%	5.0%
2017	40,202	7.3%	1,882.5	0.30%	4.7%
2018	43,177	7.4%	1,935.8	2.83%	4.5%
2019	46,761	8.3%	1,986.8	2.63%	4.2%
2020	50,642	8.3%	2,039.1	2.63%	4.0%
2021	54,693	8.0%	2,107.1	3.34%	3.9%
2022	58,932	7.7%	2,177.5	3.34%	3.7%
2023	63,499	7.7%	2,250.2	3.34%	3.5%
2024	68,262	7.5%	2,325.4	3.34%	3.4%
2025	73,040	7.0%	2,419.9	4.07%	3.3%
2026	78,153	7.0%	2,518.3	4.07%	3.2%
2027	83,233	6.5%	2,620.6	4.07%	3.1%
2028	88,643	6.5%	2,689.6	2.63%	3.0%
2029	93,961	6.0%	2,760.4	2.63%	2.9%
2030	99,599	6.0%	2,833.1	2.63%	2.8%
2031	105,575	6.0%	2,907.7	2.63%	2.8%
PROMEDIO		7.2%		3.0%	3.5%

PREMISAS 7.142% 3.543%

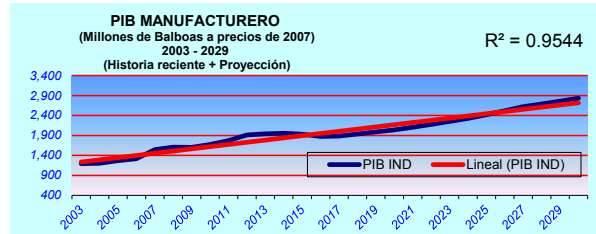
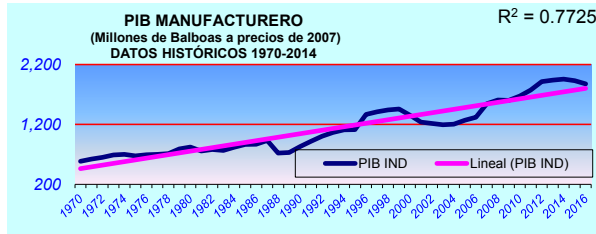
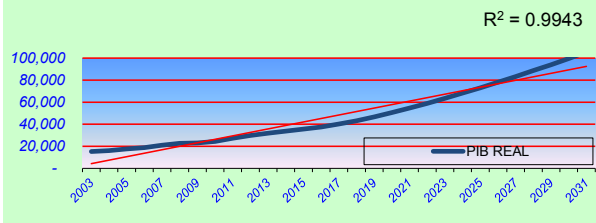
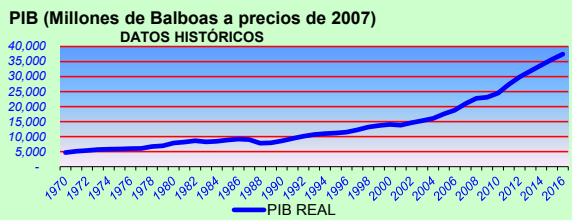
a) PIB TOTAL: Escenario conservador, con crecimiento promedio anual mayor de 7%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento. 4.620%

b) PIB MANUFACTURERO: Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 3.5% del PIB Total. Promedio de los últimos tres años. 2.567%

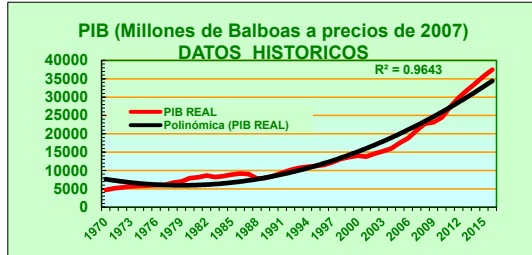
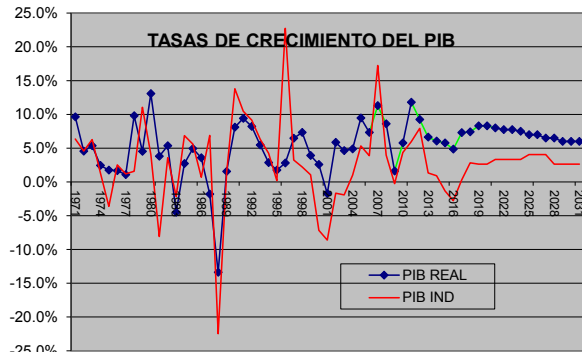
	PIB TOTAL TASA	DIF TASAS	INDUSTRIA TASA	%/TOTAL
1980-1990	2.13%	-1.22%	0.91%	9.59%
1991-2000	5.08%	0.17%	5.25%	10.43%
2001-2016	6.38%	-4.17%	2.21%	6.89%
Máximo	13.1%		22.7%	12.2%
Promedio		-1.74%		
2017	7.29%		0.30%	4.68%
2017-2016	6.08%	-7.32%	-1.24%	4.68%
2017-2020	8.00%	-5.90%	2.10%	4.36%
2021-2031	6.91%	-3.63%	3.28%	3.25%

2005-2016	7.37%
2008-2016	6.70%
2010-2016	7.16%
1970-2016	4.72%

ARCHIVO: Anexo Tomo I - 3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo.  
HOJA: 11- PIB 2017 -ALTO Base-2007



PIB	MANUFACTURA
0.08611509	
0.01598661	
0.0576736	
0.11808017	
0.09229655	
0.06624377	
0.06053328	
0.05777383	
0.04870199	



*[Handwritten signature]*



CUADRO No. 12  
PRODUCTO INTERNO BRUTO  
ESCENARIO BAJO F BAJO  
Millones de Balboas de 2007

AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%/TOTAL
	<b>PIB REAL</b>		<b>PIB IND</b>		
1970	4,693		585.0		12.5%
1971	5,145	9.6%	622.2	6.4%	12.1%
1972	5,380	4.6%	650.7	4.6%	12.1%
1973	5,668	5.4%	691.6	6.3%	12.2%
1974	5,807	2.4%	700.8	1.3%	12.1%
1975	5,908	1.7%	675.5	-3.6%	11.4%
1976	6,007	1.7%	692.5	2.5%	11.5%
1977	6,072	1.1%	700.8	1.2%	11.5%
1978	6,667	9.8%	711.8	1.6%	10.7%
1979	6,968	4.5%	790.4	11.0%	11.3%
1980	7,880	13.1%	822.6	4.1%	10.4%
1981	8,180	3.8%	756.0	-8.1%	9.2%
1982	8,618	5.3%	783.2	3.6%	9.1%
1983	8,231	-4.5%	766.3	-2.1%	9.3%
1984	8,454	2.7%	818.8	6.8%	9.7%
1985	8,871	4.9%	864.7	5.6%	9.7%
1986	9,188	3.6%	870.7	0.7%	9.5%
1987	9,022	-1.8%	930.6	6.9%	10.3%
1988	7,815	-13.4%	721.5	-22.5%	9.2%
1989	7,937	1.6%	730.9	1.3%	9.2%
1990	8,580	8.1%	831.6	13.8%	9.7%
1991	9,388	9.4%	918.6	10.5%	9.8%
1992	10,158	8.2%	1,002.7	9.2%	9.9%
1993	10,712	5.5%	1,066.2	6.3%	10.0%
1994	11,017	2.9%	1,111.6	4.3%	10.1%
1995	11,210	1.8%	1,113.8	0.2%	9.9%
1996	11,525	2.8%	1,367.0	22.7%	11.9%
1997	12,270	6.5%	1,411.5	3.3%	11.5%
1998	13,170	7.3%	1,443.0	2.2%	11.0%
1999	13,685	3.9%	1,458.4	1.1%	10.7%
2000	14,040	2.6%	1,354.0	-7.2%	9.6%
2001	13,799	-1.7%	1,237.7	-8.6%	9.0%
2002	14,606	5.8%	1,217.0	-1.7%	8.3%
2003	15,284	4.6%	1,193.6	-1.9%	7.8%
2004	16,030	4.9%	1,205.4	1.0%	7.5%
2005	17,546	9.5%	1,269.6	5.3%	7.2%
2006	18,833	7.3%	1,318.8	3.9%	7.0%
2007	20,958	11.3%	1,546.0	17.2%	7.4%
2008	22,763	8.6%	1,607.2	4.0%	7.1%
2009	23,127	1.6%	1,603.3	-0.2%	6.9%
2010	24,461	5.8%	1,673.2	4.4%	6.8%
2011	27,349	11.8%	1,773.1	6.0%	6.5%
2012	29,873	9.2%	1,913.8	7.9%	6.4%
2013	31,852	6.6%	1,939.1	1.3%	6.1%
2014	33,780	6.1%	1,956.7	0.9%	5.8%
2015	35,732	5.8%	1,930.5	-1.3%	5.4%
2016	37,472	4.9%	1,876.9	-2.8%	5.0%
2017	38,628	3.1%	1,851.8	-1.34%	4.8%
2018	40,076	3.8%	1,880.0	1.52%	4.7%
2019	41,579	3.8%	1,897.1	0.91%	4.6%
2020	42,930	3.2%	1,914.4	0.91%	4.5%
2021	44,540	3.8%	1,964.8	2.63%	4.4%
2022	45,988	3.2%	2,016.5	2.63%	4.4%
2023	47,368	3.0%	2,069.6	2.63%	4.4%
2024	48,670	2.8%	2,124.1	2.63%	4.4%
2025	50,009	2.8%	2,180.0	2.63%	4.4%
2026	51,384	2.8%	2,237.4	2.63%	4.4%
2027	52,668	2.5%	2,296.3	2.63%	4.4%
2028	53,985	2.5%	2,356.7	2.63%	4.4%
2029	55,200	2.3%	2,418.8	2.63%	4.4%
2030	56,442	2.3%	2,482.5	2.63%	4.4%
2031	57,712	2.2%	2,547.8	2.63%	4.4%
<b>PROMEDIO</b>		<b>2.9%</b>		<b>2.1%</b>	<b>4.4%</b>

PREMISAS

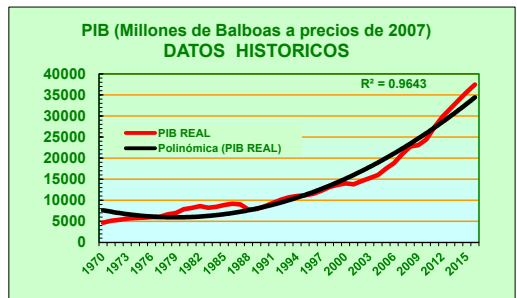
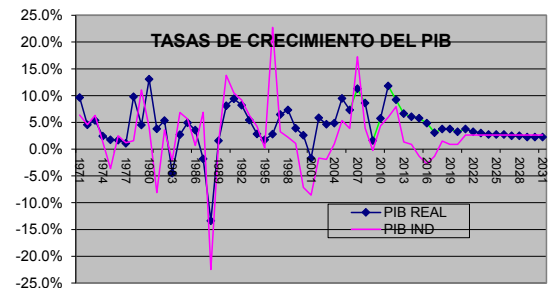
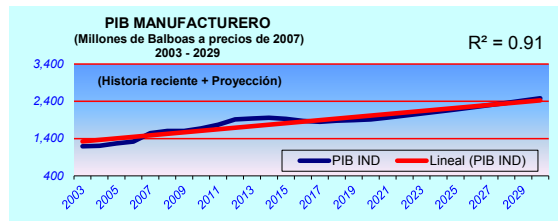
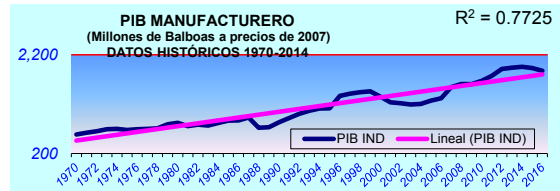
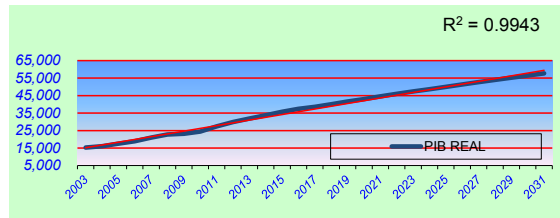
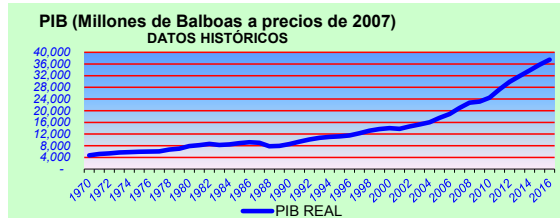
7.142% 4.596%

a) PIB TOTAL: Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 3.0%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento. 4.620%

b) PIB MANUFACTURERO: Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 4 % del PIB Total. Promedio de los últimos tres años. 2.567%

	PIB TOTAL	DIF	INDUSTRIA	
Promedios	TASA	TASAS	TASA	% /TOTAL
1980-1990	2.13%	-1.22%	0.91%	9.59%
1991-2000	5.08%	0.17%	5.25%	10.43%
2001-2016	6.48%	-3.94%	2.54%	7.02%
<b>Máximo</b>	<b>13.1%</b>		<b>22.7%</b>	<b>12.2%</b>
<b>Promedio 2017</b>	<b>4.87%</b>	<b>-1.66%</b>	<b>-2.78%</b>	<b>5.40%</b>
2017-2016	5.32%	-7.38%	-2.06%	5.01%
2017-2020	3.86%	-4.28%	-0.42%	4.76%
2021-2031	2.82%	-0.34%	2.48%	4.38%

2005-2013	7.60%
2008-2013	6.93%
2010-2015	7.54%
1970-2015	4.72%





**CUADRO No. 13**  
**RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS**

**RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN  
 ESCENARIOS  
 2017-2031**

PERIODOS	TOTAL	DIFERENCIAS	INDUSTRIAL	
			TASA	% /TOTAL
<b>TASAS HISTÓRICAS (PIB- base 982)</b>				
1980-1990	2.13%	-1.22%	0.91%	9.59%
1991-2000	5.08%	0.17%	5.25%	10.43%
2001-2012	6.38%	-4.17%	2.21%	6.89%
<b>Máximo</b>	<b>13.08%</b>	<b>0.00%</b>	<b>22.74%</b>	<b>12.20%</b>
<b>Promedio</b>		<b>-1.74%</b>		
<b>ESCENARIO MODERADO</b>				
<b>2017</b>	<b>5.29%</b>		<b>-0.21%</b>	<b>4.75%</b>
2017-2016	5.08%	-6.58%	-1.50%	4.75%
2016-2020	6.17%	-4.37%	1.81%	4.48%
2021-2031	5.30%	-2.41%	2.89%	3.67%
<b>ESCENARIO OPTIMISTA</b>				
<b>2017</b>	<b>7.29%</b>		<b>0.30%</b>	<b>4.68%</b>
2017-2016	6.08%	-7.32%	-1.24%	4.68%
2016-2020	8.00%	-5.90%	2.10%	4.36%
2021-2031	6.91%	-3.63%	3.28%	3.25%
<b>ESCENARIO PESIMISTA</b>				
<b>2017</b>	<b>4.87%</b>		<b>-2.78%</b>	<b>5.40%</b>
2017-2016	5.32%	-7.38%	-2.06%	5.01%
2016-2020	3.86%	-4.28%	-0.42%	4.76%
2021-2031	2.82%	-0.34%	2.48%	4.38%

ARCHIVO: Anexo Tomo I - 3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo.  
 HOJA: 13- PIB-Resumen Escenarios

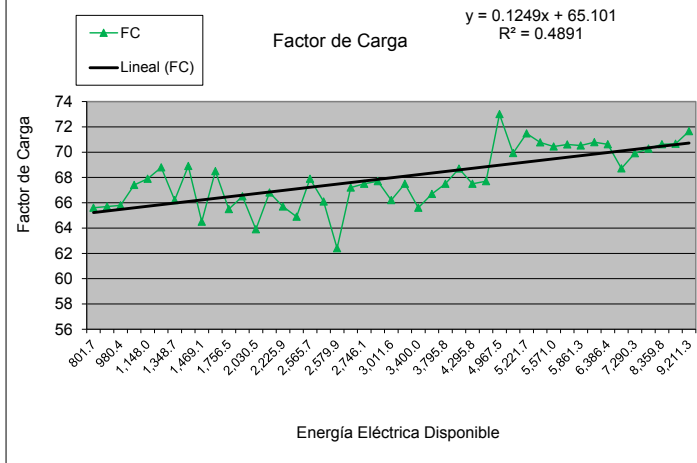
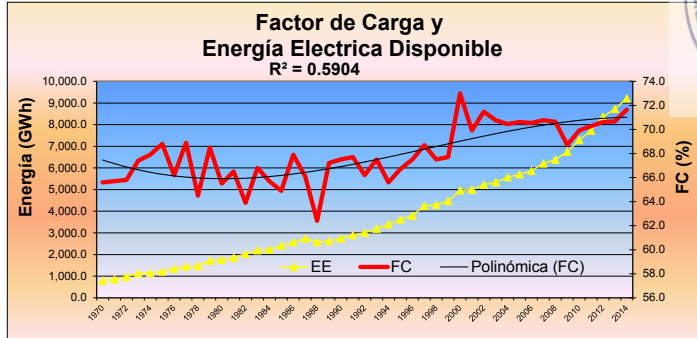
5/3/2017

*que*



**CUADRO No. 14**  
**ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL**

	FC	Var Anual	EE	Estimado	Error	
1970	65.6		801.7	65.3	-0.31	0%
1971	65.7	0.2%	859.4	65.4	-0.29	0%
1972	65.8	0.2%	980.4	65.5	-0.27	0%
1973	67.4	2.4%	1,139.9	65.7	-1.75	-3%
1974	67.9	0.7%	1,148.0	65.8	-2.13	-3%
1975	68.8	1.3%	1,214.3	65.9	-2.91	-4%
1976	66.2	-3.8%	1,348.7	66.0	-0.19	0%
1977	68.9	4.1%	1,450.3	66.1	-2.77	-4%
1978	64.5	-6.4%	1,469.1	66.3	1.75	3%
1979	68.5	6.2%	1,724.0	66.4	-2.13	-3%
1980	65.5	-4.4%	1,756.5	66.5	0.99	2%
1981	66.5	1.5%	1,863.5	66.6	0.11	0%
1982	63.9	-3.9%	2,030.5	66.7	2.83	4%
1983	66.8	4.5%	2,193.5	66.9	0.05	0%
1984	65.7	-1.6%	2,225.9	67.0	1.27	2%
1985	64.9	-1.2%	2,412.9	67.1	2.20	3%
1986	67.9	4.6%	2,565.7	67.2	-0.68	-1%
1987	66.1	-2.7%	2,748.3	67.3	1.24	2%
1988	62.4	-5.6%	2,579.9	67.5	5.06	8%
1989	67.2	7.7%	2,624.7	67.6	0.38	1%
1990	67.5	0.4%	2,746.1	67.7	0.20	0%
1991	67.7	0.3%	2,896.6	67.8	0.12	0%
1992	66.2	-2.2%	3,011.6	67.9	1.74	3%
1993	67.5	2.0%	3,199.1	68.1	0.56	1%
1994	65.6	-2.8%	3,400.0	68.2	2.58	4%
1995	66.7	1.7%	3,619.4	68.3	1.60	2%
1996	67.5	1.2%	3,795.8	68.4	0.92	1%
1997	68.7	1.8%	4,254.4	68.5	-0.16	0%
1998	67.5	-1.7%	4,295.8	68.7	1.16	2%
1999	67.7	0.3%	4,474.5	68.8	1.08	2%
2000	73.0	7.8%	4,967.5	68.9	-4.10	-6%
2001	69.9	-4.2%	4,999.9	69.0	-0.90	-1%
2002	71.5	2.2%	5,221.7	69.1	-2.34	-3%
2003	70.8	-1.0%	5,342.6	69.3	-1.51	-2%
2004	70.4	-0.5%	5,571.0	69.4	-1.06	-1%
2005	70.6	0.2%	5,711.0	69.5	-1.11	-2%
2006	70.5	-0.1%	5,861.3	69.6	-0.90	-1%
2007	70.8	0.4%	6,208.8	69.7	-1.04	-1%
2008	70.6	-0.2%	6,386.4	69.9	-0.76	-1%
2009	68.7	-2.7%	6,753.7	70.0	1.27	2%
2010	<b>69.9</b>	1.7%	7,290.3	70.1	0.19	0%
2011	70.3	1.7%	7,722.5	70.2	-0.05	0%
2012	70.6	-0.9%	8,359.8	70.3	-0.28	0%
2013	70.7	-0.9%	8,722.1	70.5	-0.20	0%
2014	<b>71.7</b>	-0.9%	9,211.3	70.6	-1.07	-1%
2015	<b>71.5</b>	0.9%	9,905.9	70.7	-0.82	-1%
	<b>68.1</b>	<b>0.18%</b>	<b>Promedios--&gt;</b>		<b>-0.05</b>	<b>-65.9%</b>
						<b>-0.2%</b>



Estimados: PRONÓSTICO MODERADO OPTIMISTA PESIMISTA  
AÑOS LINEAL

2015	71.5	70.6	71.5	69.6	71.8
2016	71.9	70.7	71.6	69.4	68.5
2017	72.1	70.7	71.6	69.1	68.7
2018	72.3	70.7	71.7	68.8	68.9
2019	72.4	70.7	71.7	68.5	69.1
2020	72.6	70.7	71.8	68.7	69.3
2021	72.8	70.7	71.9	68.8	69.5
2022	73.0	70.7	71.9	68.9	69.7
2023	73.2	70.7	72.0	69.1	69.9
2024	73.4	70.7	72.1	69.2	70.1
2025	73.6	70.7	72.1	69.3	70.3
2026	73.7	70.7	72.2	69.5	70.5
2027	73.9	70.7	72.3	69.6	70.7
2028	74.1	70.7	72.3	69.8	70.9
2029	74.3	70.7	72.4	69.9	71.2
2030	74.5	70.7	72.5	70.0	71.2
2031	74.7	70.7	72.5	70.2	71.2
2032	74.8	70.7	72.6	70.3	72.2

<--valores ideales a adopar por el modelo por mecanismo de cálculo de variación anual

PROMEDIO	VARIACION ANUAL
(1970-2010)	67.7 0.16%
(1970-1998)	66.6 0.10%
(1999-2008)	70.6 0.47%
(1999-2009)	70.4 0.15%
(1999-2010)	70.4 0.29%
(2000-2005)	71.0 0.70%
(2000-2008)	70.9 -0.41%
(2006-2010)	<b>70.6 0.84%</b>
(2009-2014)	70.3 0.24%
(2010-2014)	70.6 0.84%

AÑOS	VALOR	TASA
MODERADO		
2016	70.7	
2015-2016	3	70.7 0.03%
2016-2019	12	70.7
2020-2030		70.7
PERIODO		70.7 0.00%
OPTIMO		
2016	71.6	
2015-2016	3	70.7 0.03%
2016-2019	12	71.5 0.09%
2020-2030		
PERIODO		0.09%
PESIMISTA		
2016	69.6	
2015-2016	5	69.2 -0.39%
2016-2019	10	70.6 0.19%
2020-2030		
PERIODO		0.05%

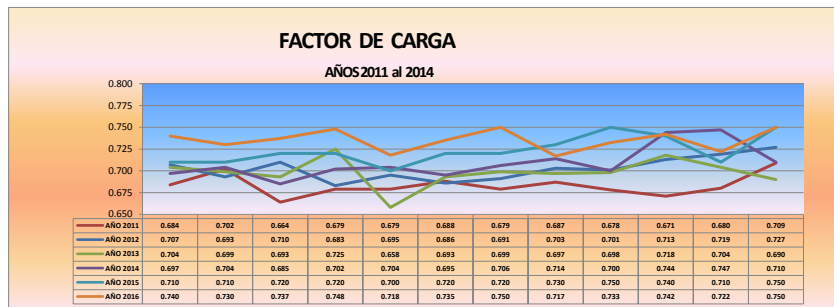
*Che*

CUADRO No. 15 - A  
ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA SISTEMA INTERCONECTADO Años 2010 -2014



**FACTOR DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO  
POR MESES (ENERO - DICIEMBRE)  
AÑOS 2011 -2014**

	1	2	3	4	5	6	PROMEDIO		TASAS DE CRECIMIENTO		
	AÑO 2011 REGISTRO	AÑO 2012 REGISTRO	FC AÑO 2013 REGISTRO	FC AÑO 2014 REGISTRO	AÑO 2015 REGISTRO	AÑO 2016 REGISTRO	NORMAL 2016-2011	AJUSTADO 2016-2011	2016-11	2014-2011	2016-2013
Ene	0.684	0.707	0.704	0.697	0.710	0.740	0.707	0.705	1.6%	0.6%	1.7%
Feb	0.702	0.693	0.699	0.704	0.710	0.730	0.706	0.704	0.8%	0.1%	1.5%
Mar	0.664	0.710	0.693	0.685	0.720	0.737	0.702	0.702	2.1%	1.0%	2.1%
Abr	0.679	0.683	0.725	0.702	0.720	0.748	0.710	0.708	2.0%	1.1%	1.0%
May	0.679	0.695	0.658	0.704	0.700	0.718	0.692	0.695	1.1%	1.2%	3.0%
Jun	0.688	0.686	0.693	0.695	0.720	0.735	0.703	0.699	1.3%	0.3%	2.0%
Jul	0.679	0.691	0.699	0.706	0.720	0.750	0.708	0.704	2.0%	1.3%	2.4%
Ago	0.687	0.703	0.697	0.714	0.730	0.717	0.708	0.708	0.9%	1.3%	0.9%
Sept	0.678	0.701	0.698	0.700	0.750	0.733	0.710	0.708	1.6%	1.1%	1.6%
Oct	0.671	0.713	0.718	0.744	0.740	0.742	0.721	0.728	2.0%	3.5%	1.1%
Nov	0.680	0.719	0.704	0.747	0.710	0.722	0.714	0.714	1.2%	3.2%	0.8%
Dec	0.709	0.727	0.690	0.710	0.750	0.750	0.723	0.724	1.1%	0.0%	2.8%
<b>PROMEDIO</b>	<b>0.683</b>	<b>0.702</b>	<b>0.698</b>	<b>0.709</b>	<b>0.723</b>	<b>0.735</b>	<b>0.709</b>	<b>0.708</b>	<b>1.5%</b>	<b>1.2%</b>	<b>1.7%</b>
<b>Minimo</b>	<b>0.664</b>	<b>0.683</b>	<b>0.658</b>	<b>0.685</b>	<b>0.700</b>	<b>0.717</b>	<b>0.692</b>	<b>0.695</b>	<b>1.5%</b>	<b>1.0%</b>	<b>2.9%</b>
<b>Maximo</b>	<b>0.709</b>	<b>0.727</b>	<b>0.725</b>	<b>0.747</b>	<b>0.750</b>	<b>0.750</b>	<b>0.723</b>	<b>0.728</b>	<b>1.1%</b>	<b>1.8%</b>	<b>1.1%</b>



Estimados:  
Pronóstico  
AÑOS

	PARAMETROS	PRONOSTICO			
		LINEAL	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
		2016-2011	2016-2013	2014-2013	
		1.5%	1.7%	1.2%	
2017	72.1	0.746	0.748	0.744	68.7
2018	72.3	0.757	0.761	0.753	68.9
2019	72.4	0.768	0.774	0.763	69.1
2020	72.6	0.779	0.788	0.772	69.3
2021	72.8	0.791	0.801	0.782	69.5
2022	73.0	0.803	0.815	0.791	69.7
2023	73.2	0.814	0.829	0.801	69.9
2024	73.4	0.826	0.844	0.811	70.1
2025	73.6	0.839	0.858	0.821	70.3
2026	73.7	0.851	0.873	0.831	70.5
2027	73.9	0.863	0.888	0.842	70.7
2028	74.1	0.876	0.904	0.852	70.9
2029	74.3	0.889	0.919	0.863	71.2
2030	74.5	0.902	0.935	0.873	71.2
2031	74.7	0.915	0.952	0.884	71.2
2032	74.8	0.929	0.968	0.895	72.2

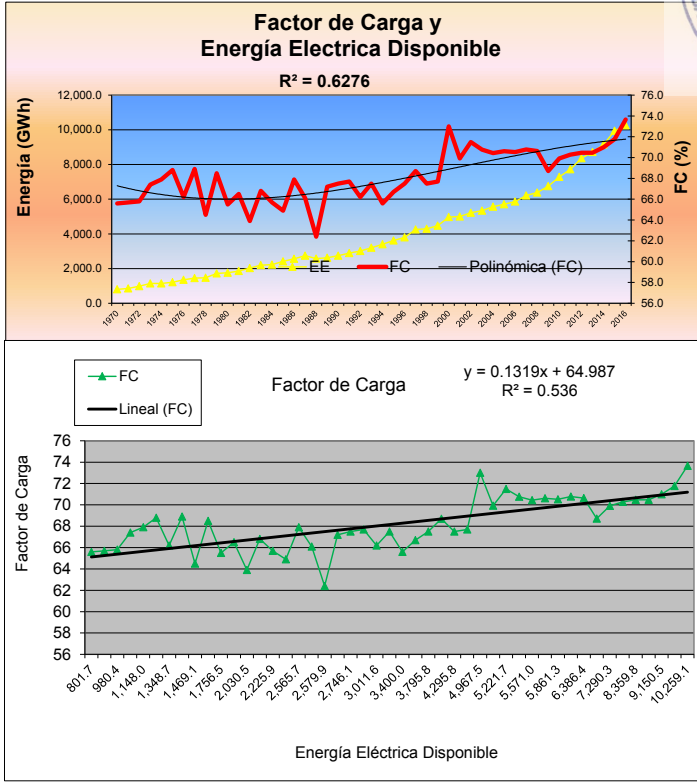
<--valores ideales a adopar por el modelo por mecanismo de cálculo de variación anual

*Handwritten signature*



**CUADRO No. 14**  
**ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL(SNE Cuadro GE-14)**

	FC	Var Anual	EE	Estimado	Error	
1970	65.6		801.7	65.2	-0.37	-1%
1971	65.7	0.2%	859.4	65.4	-0.29	0%
1972	65.8	0.2%	980.4	65.5	-0.27	0%
1973	67.4	2.4%	1,139.9	65.7	-1.75	-3%
1974	67.9	0.7%	1,148.0	65.8	-2.13	-3%
1975	68.8	1.3%	1,214.3	65.9	-2.91	-4%
1976	66.2	-3.8%	1,348.7	66.0	-0.19	0%
1977	68.9	4.1%	1,450.3	66.1	-2.77	-4%
1978	64.5	-6.4%	1,469.1	66.3	1.75	3%
1979	68.5	6.2%	1,724.0	66.4	-2.13	-3%
1980	65.5	-4.4%	1,756.5	66.5	0.99	2%
1981	66.5	1.5%	1,863.5	66.6	0.11	0%
1982	63.9	-3.9%	2,030.5	66.7	2.83	4%
1983	66.8	4.5%	2,193.5	66.9	0.05	0%
1984	65.7	-1.6%	2,225.9	67.0	1.27	2%
1985	64.9	-1.2%	2,412.9	67.1	2.20	3%
1986	67.9	4.6%	2,565.7	67.2	-0.68	-1%
1987	66.1	-2.7%	2,748.3	67.3	1.24	2%
1988	62.4	-5.6%	2,579.9	67.5	5.06	8%
1989	67.2	7.7%	2,624.7	67.6	0.38	1%
1990	67.5	0.4%	2,746.1	67.7	0.20	0%
1991	67.7	0.3%	2,896.6	67.8	0.12	0%
1992	66.2	-2.2%	3,011.6	67.9	1.74	3%
1993	67.5	2.0%	3,199.1	68.1	0.56	1%
1994	65.6	-2.8%	3,400.0	68.2	2.58	4%
1995	66.7	1.7%	3,619.4	68.3	1.60	2%
1996	67.5	1.2%	3,795.8	68.4	0.92	1%
1997	68.7	1.8%	4,254.4	68.5	-0.16	0%
1998	67.5	-1.7%	4,295.8	68.7	1.16	2%
1999	67.7	0.3%	4,474.5	68.8	1.08	2%
2000	73.0	7.8%	4,967.5	68.9	-4.10	-6%
2001	69.9	-4.2%	4,999.9	69.0	-0.90	-1%
2002	71.5	2.2%	5,221.7	69.1	-2.34	-3%
2003	70.8	-1.0%	5,342.6	69.3	-1.51	-2%
2004	70.4	-0.5%	5,571.0	69.4	-1.06	-1%
2005	70.6	0.2%	5,711.0	69.5	-1.11	-2%
2006	70.5	-0.1%	5,861.3	69.6	-0.90	-1%
2007	70.8	0.4%	6,208.8	69.7	-1.04	-1%
2008	70.6	-0.2%	6,386.4	69.9	-0.76	-1%
2009	68.7	-2.7%	6,753.7	70.0	1.27	2%
2010	69.9	1.7%	7,290.3	70.1	0.19	0%
2011	70.3	1.7%	7,722.5	70.2	-0.05	0%
2012	70.5	-0.9%	8,359.8	70.3	-0.12	0%
2013	70.5	-0.9%	8,722.1	70.5	0.00	0%
2014	71.0	-0.9%	9,150.5	70.6	-0.40	-1%
2015	71.8	0.9%	9,939.0	70.7	-1.06	-1%
2016	73.7	0.9%	10,259.1	70.8	-2.83	-4%
	68.2	0.20%	Promedios---->		-0.10	-63.3%



Estimados: Pronóstico Lineal  
Con Año Base: 2015

AÑOS	TASAS DE CAMBIO ANUAL				PROMEDIO
	PRONÓSTICO LINEAL	MODERADO	OPTIMISTA	PESEMISTA	
2015	71.9	71.8	71.8	71.8	71.1
2016	72.1	73.7	73.7	73.7	71.9
2017	72.3	73.9	74.0	73.8	73.8
2018	72.5	74.1	74.4	73.9	73.9
2019	72.8	74.3	74.8	74.0	74.1
2020	73.0	74.5	75.2	74.1	74.2
2021	73.2	74.7	75.6	74.2	74.4
2022	73.4	75.0	76.0	74.3	74.5
2023	73.6	75.2	76.4	74.4	74.7
2024	73.8	75.4	76.8	74.5	74.8
2025	74.0	75.6	77.2	74.6	75.0
2026	74.2	75.8	77.6	74.8	75.1
2027	74.5	76.1	78.0	74.9	75.3
2028	74.7	76.3	78.4	75.0	75.4
2029	74.9	76.5	78.9	75.1	75.6
2030	75.1	76.7	79.3	75.2	75.7
2031	75.3	77.0	79.7	75.3	75.9

<--valores ideales a adopar por el modelo por mecanismo de cálculo de variación anual

PERIODOS	PROMEDIO	VARIACION ANUAL
(1970-2010)	67.7	0.16%
(1970-1998)	66.6	0.10%
(1999-2008)	70.6	0.47%
(1999-2009)	70.4	0.15%
(1999-2010)	70.4	0.29%
(1998-2016)	70.5	0.49%
(2014-2015)	71.4	1.09%
(2016-2015)	72.7	2.64%
(2000-2005)	71.0	0.70%
(2000-2008)	70.9	-0.41%
(2002-2010)	70.4	-0.09%
(2009-2016)	70.8	0.53%
(2010-2016)	71.3	0.94%

*Che*



CUADRO N° 16  
PREMISAS Y PROYECCIONES DE PERDIDAS DE ENERGIA

AÑO	Ventas de Energía Sectoriales Básicas			PERDIDAS		
	Total	Transmisión	Distribución	Total	Transmisión	Distribución
2001	3.839	1.056	934.01	5.000	2.6%	18.7%
2002	4.014	1.109	917.08	5.222	3.7%	17.6%
2003	4.201	1.036	882.44	5.476	2.9%	16.5%
2004	4.475	976	789.76	5.971	3.4%	14.2%
2005	4.658	930	708.47	6.111	2.8%	13.5%
2006	4.842	876	640.47	6.247	2.2%	12.7%
2007	5.124	911	568.70	6.309	2.0%	12.7%
2008	5.320	778	474.50	6.386	2.3%	12.1%
2009	5.578	1.016	353.67	6.654	2.4%	12.6%
2010	6.019	1.059	268.07	7.280	2.6%	11.9%
2011	6.385	1.123	199.90	7.723	2.2%	12.3%
2012	6.937	1.190	96.68	8.300	2.8%	11.5%
2013	7.246	1.224	1.002.36	8.722	2.5%	11.5%
2014	7.534	1.328	1.070.80	9.150	2.6%	11.7%
2015	8.101	1.570	1.212.94	9.939	3.6%	12.2%
2016	8.355.71	1.588.12	1.198.68	10.205.4	3.5%	11.7%

TASAS 5.3% 2.6% 6.9% 1.7% 5.6% 1.9% 3.0% 2.0% 4.8% 2.0% 4.6%

ESTRUCTURA RESPECTO A ENERGIA DISPONIBLE

Transm.	Distrib.
2.6%	18.7%
3.7%	17.6%
2.9%	16.5%
3.4%	14.2%
2.8%	13.5%
2.2%	12.7%
2.0%	12.7%
2.3%	12.1%
2.4%	12.6%
2.6%	11.9%
2.2%	12.3%
2.8%	11.5%
2.5%	11.5%
2.6%	11.7%
3.6%	12.2%
3.5%	11.7%

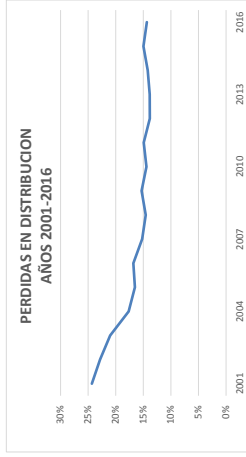
ESTRUCTURA RESPECTO A ENERGIA DISPONIBLE

Técnicas	No Técnicas
8.00%	18.33%
8.00%	14.84%
8.00%	13.01%
8.00%	9.65%
8.00%	8.52%
7.87%	9.15%
7.50%	7.05%
7.50%	7.80%
6.75%	6.67%
6.75%	8.17%
6.75%	7.07%
6.75%	7.84%
6.75%	7.46%
6.75%	7.60%
6.75%	7.60%

ESTADÍSTICAS DE ASEP  
VENTAS DE ENERGIA POR EMPRESAS Y TIPO DE CLIENTE

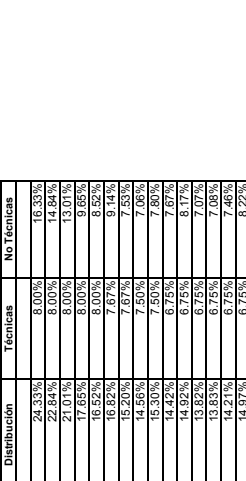
ENERGIA RECIBIDA	ENERGIA DISPONIBLE	PERDIDAS DE ENERGIA DECLARADAS	DIFERENCIA
4.999.9	1.302465431	7.11.86	222.15
5.221.7	1.300715078	7.39.12	177.95
5.474.6	1.271843851	7.65.93	116.51
5.717.0	1.244869001	7.99.79	128.97
5.971.0	1.229538252	8.39.63	169.83
6.247.0	1.214843477	8.80.47	191.77
6.530.0	1.199487246	9.26.32	182.47
6.864.0	1.200373068	9.78.19	186.09
7.250.3	1.211030371	10.36.19	186.09
7.722.5	1.209448003	11.07.05	215.34
8.359.8	1.203044775	11.87.86	245.92
9.152.1	1.214575825	12.78.61	208.85
9.939.0	1.228890049	13.83.70	219.75
10.205.4	1.221660159	14.98.20	187.10

1.241616272 1.210925407



TASAS DE CRECIMIENTO

AÑO	2001-2011	2001-2015	2001-2016
-0.57039177	2.84%	1.80%	-1.21%
-10.73285684	-2.27%	6.37%	-3.15%
-11.54324742	-8.62%	-15.28%	-7.37%
-3.499327445	2.46%	13.48%	0.00%
-16.94489771	-3.86%	-2.83%	-4.16%



PROYECCIONES DE PERDIDAS POR ESCENARIO

AÑO	INDICADO	OPTIMISTA	PESEMISTA
2015	0.193840	0.109973	0.193840
2016	0.188531	0.091419	0.188531
2017	0.170736	0.070736	0.170736
2018	0.172093	0.079447	0.172093
2019	0.165409	0.065171	0.165409
2020	0.166598	0.066598	0.166598
2021	0.165213	0.065213	0.165213
2022	0.158535	0.058535	0.158535
2023	0.156737	0.056737	0.156737
2024	0.155006	0.055006	0.155006
2025	0.153459	0.053459	0.153459
2026	0.151875	0.051875	0.151875
2027	0.150340	0.050340	0.150340
2028	0.148856	0.048856	0.148856
2029	0.147432	0.047432	0.147432
2030	0.146068	0.046068	0.146068
2031	0.144764	0.044764	0.144764
2032	0.143520	0.043520	0.143520
2033	0.142336	0.042336	0.142336
2034	0.141212	0.041212	0.141212
2035	0.140148	0.040148	0.140148
2036	0.139144	0.039144	0.139144
2037	0.138190	0.038190	0.138190
2038	0.137286	0.037286	0.137286
2039	0.136432	0.036432	0.136432
2040	0.135628	0.035628	0.135628
2041	0.134874	0.034874	0.134874
2042	0.134170	0.034170	0.134170
2043	0.133516	0.033516	0.133516
2044	0.132912	0.032912	0.132912
2045	0.132358	0.032358	0.132358
2046	0.131854	0.031854	0.131854
2047	0.131400	0.031400	0.131400
2048	0.130996	0.030996	0.130996
2049	0.130642	0.030642	0.130642
2050	0.130338	0.030338	0.130338
2051	0.130084	0.030084	0.130084
2052	0.129880	0.029880	0.129880
2053	0.129726	0.029726	0.129726
2054	0.129622	0.029622	0.129622
2055	0.129568	0.029568	0.129568
2056	0.129564	0.029564	0.129564
2057	0.129610	0.029610	0.129610
2058	0.129716	0.029716	0.129716
2059	0.129882	0.029882	0.129882
2060	0.130108	0.030108	0.130108
2061	0.130394	0.030394	0.130394
2062	0.130740	0.030740	0.130740
2063	0.131146	0.031146	0.131146
2064	0.131612	0.031612	0.131612
2065	0.132138	0.032138	0.132138
2066	0.132724	0.032724	0.132724
2067	0.133370	0.033370	0.133370
2068	0.134076	0.034076	0.134076
2069	0.134842	0.034842	0.134842
2070	0.135668	0.035668	0.135668
2071	0.136554	0.036554	0.136554
2072	0.137500	0.037500	0.137500
2073	0.138506	0.038506	0.138506
2074	0.139572	0.039572	0.139572
2075	0.140708	0.040708	0.140708
2076	0.141914	0.041914	0.141914
2077	0.143190	0.043190	0.143190
2078	0.144536	0.044536	0.144536
2079	0.145952	0.045952	0.145952
2080	0.147438	0.047438	0.147438
2081	0.148994	0.048994	0.148994
2082	0.150620	0.050620	0.150620
2083	0.152316	0.052316	0.152316
2084	0.154082	0.054082	0.154082
2085	0.155918	0.055918	0.155918
2086	0.157824	0.057824	0.157824
2087	0.159800	0.059800	0.159800
2088	0.161846	0.061846	0.161846
2089	0.163962	0.063962	0.163962
2090	0.166148	0.066148	0.166148
2091	0.168404	0.068404	0.168404
2092	0.170730	0.070730	0.170730
2093	0.173126	0.073126	0.173126
2094	0.175592	0.075592	0.175592
2095	0.178128	0.078128	0.178128
2096	0.180734	0.080734	0.180734
2097	0.183410	0.083410	0.183410
2098	0.186156	0.086156	0.186156
2099	0.188972	0.088972	0.188972
2100	0.191858	0.091858	0.191858
2101	0.194814	0.094814	0.194814
2102	0.197840	0.097840	0.197840
2103	0.200936	0.100936	0.200936
2104	0.204102	0.104102	0.204102
2105	0.207338	0.107338	0.207338
2106	0.210644	0.110644	0.210644
2107	0.214020	0.114020	0.214020
2108	0.217466	0.117466	0.217466
2109	0.220982	0.120982	0.220982
2110	0.224568	0.124568	0.224568
2111	0.228224	0.128224	0.228224
2112	0.231950	0.131950	0.231950
2113	0.235746	0.135746	0.235746
2114	0.239612	0.139612	0.239612
2115	0.243548	0.143548	0.243548
2116	0.247554	0.147554	0.247554
2117	0.251630	0.151630	0.251630
2118	0.255776	0.155776	0.255776
2119	0.260002	0.160002	0.260002
2120	0.264308	0.164308	0.264308
2121	0.268694	0.168694	0.268694
2122	0.273160	0.173160	0.273160
2123	0.277706	0.177706	0.277706
2124	0.282332	0.182332	0.282332
2125	0.287038	0.187038	0.287038
2126	0.291824	0.191824	0.291824
2127	0.296690	0.196690	0.296690
2128	0.301636	0.201636	0.301636
2129	0.306662	0.206662	0.306662
2130	0.311768	0.211768	0.311768
2131	0.316954	0.216954	0.316954
2132	0.322220	0.222220	0.322220
2133	0.327566	0.227566	0.327566
2134	0.332992	0.232992	0.332992
2135	0.338498	0.238498	0.338498
2136	0.344084	0.244084	0.344084
2137	0.349750	0.249750	0.349750
2138	0.355496	0.255496	0.355496
2139	0.361322	0.261322	0.361322
2140	0.367228	0.267228	0.367228
2141	0.373214	0.273214	0.373214
2142	0.379280	0.279280	0.379280
2143	0.385426	0.285426	0.385426
2144	0.391652	0.291652	0.391652
2145	0.397958	0.297958	0.397958
2146	0.404344	0.304344	0.404344
2147	0.410810	0.310810	0.410810
2148	0.417356	0.317356	0.417356
2149	0.423982	0.323982	0.423982
2150	0.430688	0.330688	0.430688
2151	0.437474	0.337474	0.437474
2152	0.444340	0.344340	0.444340
2153	0.451286	0.351286	0.451286
2154	0.458312	0.358312	0.458312
2155	0.465418	0.365418	0.465418
2156	0.472604	0.372604	0.472604
2157	0.479870	0.379870	0.479870
2158	0.487316	0.387316	0.487316
2159	0.494942	0.394942	0.494942
2160	0.502648	0.402648	0.502648
2161	0.510434	0.410434	0.510434
2162	0.518300	0.418300	0.518300
2163	0.526346	0.426346	0.526346
2164	0.534472	0.434472	0.534472
2165	0.542678	0.442678	0.542678
2166	0.550964	0.450964	0.550964
2167	0.559330	0.459330	0.559330



2/3

**PREMISAS PROYECCION ESCENARIO MODERADO**  
 Transmisión disminuye al 2017 hasta 3.4% disminuye del 2018 al 2020 a 3.50% hasta no > de 4.00% en 2021 y no > de 3.50% al 2023 disminuye Del 2025 al 2028 disminuye No Técnicas de Distribución disminuyen en el 2017 una tasa anual de 0.75% disminuyen en una tasa de 2021 Técnicas de Distribución permanecen aproximadamente en 2024 2031

	Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas
2010	17.57%	3.15%	14.4%	6.75%	7.67%
2011	17.59%	2.65%	14.9%	6.75%	6.17%
2012	17.15%	3.3%	13.8%	6.75%	7.0%
2013	16.80%	3.06%	13.8%	6.75%	7.0%
2014	17.63%	3.41%	14.2%	6.75%	7.46%
2015	19.38%	4.41%	15.0%	6.75%	8.22%
2016	18.64%	4.29%	14.3%	6.75%	7.69%
2017	17.07%	3.50%	13.6%	6.50%	7.07%
2018	17.21%	3.65%	13.5%	6.50%	7.0%
2019	16.54%	3.06%	13.4%	6.50%	6.98%
2020	16.69%	3.26%	13.4%	6.50%	6.93%
2021	16.85%	3.47%	13.4%	6.50%	6.88%
2022	16.52%	3.69%	12.8%	6.00%	6.89%
2023	15.65%	3.07%	12.8%	6.00%	6.79%
2024	15.67%	3.07%	12.8%	6.00%	6.79%
2025	15.67%	3.07%	12.7%	6.00%	6.6%
2026	15.54%	2.70%	12.6%	6.00%	6.6%
2027	15.19%	2.59%	12.6%	6.00%	6.6%
2028	15.05%	2.48%	12.6%	6.00%	6.55%
2029	15.15%	2.64%	12.5%	6.00%	6.51%
2030	15.27%	2.81%	12.5%	6.00%	6.46%
2031	15.40%	2.99%	12.4%	6.00%	6.42%
Varianc periodo completo		-1.3%	-1.9%	-0.8%	-1.2%
Varianc Anual Promedio Periodo	-1.98%	-2.57%	-0.96%	-0.89%	-0.85%

ESCENARIO MODERADO

-0.01

-0.7%

-0.78%

-0.04

-0.0692

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

2009	-0.03490866	0.175724
2010	0.00074641	0.175656
2011	0.00074641	0.175656
2012	-0.02482638	0.171490
2013	-0.01469692	0.168969
2014	0.04315078	0.176261
2015	0.09973304	0.193840
2016	-0.03856058	0.186361
2017	-0.08384071	0.170736
2018	0.00794662	0.172093
2019	-0.03683948	0.165409
2020	0.00689123	0.166880
2021	0.00657883	0.168478
2022	-0.01938381	0.165213
2023	-0.04424033	0.156535
2024	-0.01784526	0.157840
2025	-0.01784526	0.155066
2026	-0.01665307	0.153459
2027	-0.01032613	0.151875
2028	-0.01032613	0.151875
2029	0.00749939	0.151468
2030	0.00912841	0.152699
2031	0.00978608	0.154041
		0.161695
		16.17%

2017-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

**PREMISAS PROYECCION ESCENARIO OPTIMISTA**  
 Transmisión aumenta al 2017 % hasta no superar el 4.75% disminuye del 2018 al 2020 a 3.90% hasta no > de 4.00% en 2021 y no > de 3.90% al 2023 aumenta una tasa de Del 2025 al 2029 crece No Técnicas de Distribución disminuyen en el 2017 una tasa anual de 1.00% disminuyen en una tasa de 2021 Técnicas de Distribución permanecen aproximadamente en 2024 2031

	Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas
2010	17.57%	3.15%	14.4%	6.75%	7.67%
2011	17.59%	2.65%	14.9%	6.75%	6.17%
2012	17.15%	3.3%	13.8%	6.75%	7.0%
2013	16.80%	3.06%	13.8%	6.75%	7.0%
2014	17.63%	3.41%	14.2%	6.75%	7.46%
2015	19.38%	4.41%	15.0%	6.75%	8.22%
2016	18.64%	4.29%	14.3%	6.75%	7.69%
2017	17.07%	3.50%	13.6%	6.50%	7.07%
2018	17.21%	3.65%	13.5%	6.50%	7.0%
2019	16.54%	3.06%	13.4%	6.50%	6.98%
2020	16.69%	3.26%	13.4%	6.50%	6.93%
2021	16.85%	3.47%	13.4%	6.50%	6.88%
2022	16.52%	3.69%	12.8%	6.00%	6.89%
2023	15.65%	3.07%	12.8%	6.00%	6.79%
2024	15.67%	3.07%	12.8%	6.00%	6.79%
2025	15.67%	3.07%	12.7%	6.00%	6.6%
2026	15.54%	2.70%	12.6%	6.00%	6.6%
2027	15.19%	2.59%	12.6%	6.00%	6.6%
2028	15.05%	2.48%	12.6%	6.00%	6.55%
2029	15.15%	2.64%	12.5%	6.00%	6.51%
2030	15.27%	2.81%	12.5%	6.00%	6.46%
2031	15.40%	2.99%	12.4%	6.00%	6.42%
Varianc periodo completo		-1.3%	-1.9%	-0.8%	-1.2%
Varianc Anual Promedio Periodo	-1.92%	-2.57%	-0.96%	-0.89%	-0.85%

ESCENARIO OPTIMISTA

-0.04

-0.0692

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

-0.0069

2009	-0.03490866	0.175724
2010	0.00074641	0.175656
2011	0.00074641	0.175656
2012	-0.02482638	0.171490
2013	-0.01469692	0.168969
2014	0.04315078	0.176261
2015	0.09973304	0.193840
2016	-0.03856058	0.186361
2017	-0.08384071	0.170736
2018	0.00794662	0.172093
2019	-0.03683948	0.165409
2020	0.00689123	0.166880
2021	0.00657883	0.168478
2022	-0.01938381	0.165213
2023	-0.04424033	0.156535
2024	-0.01784526	0.157840
2025	-0.01784526	0.155066
2026	-0.01665307	0.153459
2027	-0.01032613	0.151875
2028	-0.01032613	0.151875
2029	0.00749939	0.151468
2030	0.00912841	0.152699
2031	0.00978608	0.154041
		0.161695
		16.17%

2017-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

2028-2025

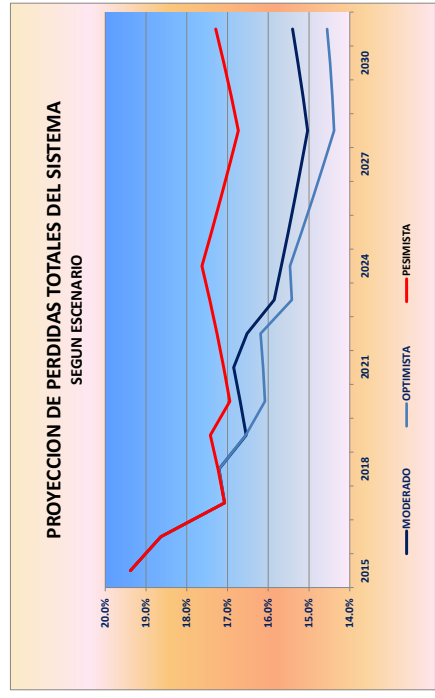


Año	2025			Técnicas	No Técnicas
	Total	Transmisión	Distribución		
2010	17.67%	3.15%	14.4%	6.75%	8.76%
2011	17.65%	2.66%	14.9%	6.75%	8.77%
2012	17.15%	3.33%	13.8%	6.75%	7.07%
2013	16.90%	3.06%	13.8%	6.75%	7.08%
2014	17.63%	3.41%	14.2%	6.75%	7.46%
2015	19.38%	4.41%	15.0%	6.75%	8.22%
2016	19.31%	4.17%	15.1%	6.75%	8.22%
2017	19.97%	4.60%	14.8%	6.75%	7.01%
2018	17.23%	3.72%	13.5%	6.50%	6.96%
2019	17.42%	3.96%	13.5%	6.50%	6.96%
2020	16.94%	3.29%	13.7%	6.75%	6.90%
2021	17.09%	3.50%	13.6%	6.75%	6.84%
2022	17.26%	3.73%	13.5%	6.75%	6.72%
2023	17.43%	3.96%	13.4%	6.75%	6.66%
2024	17.63%	4.22%	13.4%	6.75%	6.66%
2025	17.59%	4.04%	13.4%	6.75%	6.66%
2026	17.17%	3.87%	13.3%	6.75%	6.58%
2027	16.95%	3.71%	13.2%	6.75%	6.46%
2028	17.16%	3.92%	13.2%	6.75%	6.42%
2029	18.00%	4.35%	13.4%	6.75%	6.74%
2030	17.04%	4.03%	13.1%	6.75%	6.31%
2031	17.29%	4.28%	13.0%	6.75%	6.26%
Variación periodo completo					-1.9%
Variación Anual Promedio Periodo					-0.84%

**PREMISAS PROYECCION ESCENARIO PESIMISTA**  
 Transmisión disminuye al 2017 hasta 3.8%  
 disminuye del 2019 al 2020 a  
 aumenta al 2024 hasta no > de  
 Al 2026 alcanza una tasa de  
 De 2028 crece  
 No Técnicas de Distribución disminuyen en el 2017 una tasa anual de  
 No Técnicas de Distribución disminuyen en una tasa de 2021  
 Técnicas de Distribución permanecen aproximadamente en

Tasas  
 3.50%  
 4.75%  
 4.75%  
 4.25%  
 0.095%  
 -17.5%  
 -6.5%

2009	0.172837
2010	0.175724
2011	0.175656
2012	0.171490
2013	0.169969
2014	0.176261
2015	0.193840
2016	0.193716
2017	0.199706
2018	0.172341
2019	0.1695390
2020	0.169450
2021	0.170938
2022	0.172565
2023	0.174341
2024	0.176272
2025	0.173926
2026	0.171657
2027	0.169464
2028	0.171657
2029	0.180042
2030	0.170890
2031	0.172896
2017-2025	0.00231608
2028-2025	-0.01277691

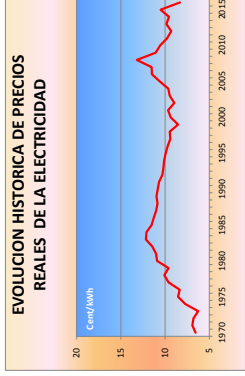
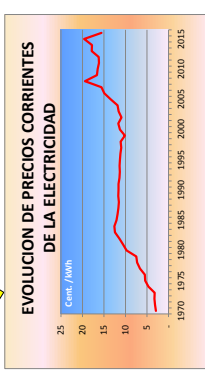
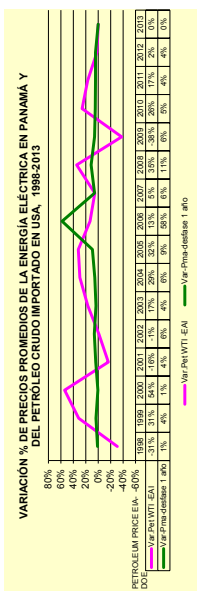
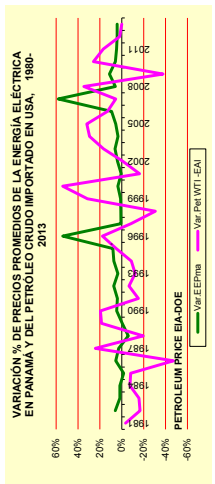




CUADRO N.º 17  
ANÁLISIS HISTÓRICO DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (EE)  
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

AÑO	Mensajes	Wh	Cent/kWh	Wh	Cent/kWh	Precio de la Energía Eléctrica		Precio del crudo tipo Petróleo WTI-EIA	
						1982	1982	1982	1982
1970	20.8	710.3	2.93	305.5	44.66	1.0%	6.56		
1971	21.4	669.8	3.27	305.3	48.04	5.6%	2.45		
1972	31.6	804.0	3.21	42.0	51.32	6.8%	6.26		
1973	45.0	890.7	4.95	49.3	60.21	17.3%	9.89		
1974	64.6	1142.1	5.52	54.0	64.03	4.9%	8.32		
1975	83.7	1265.1	6.64	56.6	69.21	4.8%	3.17	9.60	
1976	92.9	1285.2	7.29	59.1	72.28	4.4%	3.07	10.09	
1977	114	1493.9	7.89	53.8	76.10	5.3%	3.82	10.81	
1978	144	1650.3	8.59	57.0	78.10	2.8%	1.82	10.91	
1979	164	1805.3	9.29	60.2	80.10	2.8%	1.82	10.91	
1980	184	1960.3	9.99	63.4	82.10	2.8%	1.82	10.91	
1981	191.7	1974.8	11.45	81.8	100.00	4.3%	41.3	11.45	
1982	203	1850.8	12.44	83.6	102.22	2.2%	2.22	12.44	
1983	205	1850.8	12.44	83.6	102.22	2.2%	2.22	12.44	
1984	205	1850.8	12.44	83.6	102.22	2.2%	2.22	12.44	
1985	205	1850.8	12.44	83.6	102.22	2.2%	2.22	12.44	
1986	242.0	2045.1	11.83	85.8	104.87	0.0%	0.00	11.28	44.49
1987	265.2	2191.1	11.65	86.6	105.62	0.9%	0.95	11.01	45.79
1988	281.8	2347.1	11.47	87.4	106.37	0.9%	0.95	10.88	46.06
1989	281.8	2347.1	11.47	87.4	106.37	0.9%	0.95	10.88	46.06
1990	281.8	2347.1	11.47	87.4	106.37	0.9%	0.95	10.88	46.06
1991	284.0	2459.9	11.62	89.0	109.78	1.3%	1.34	10.69	46.06
1992	287.6	2544.0	11.19	84.3	115.26	1.3%	1.47	9.71	52.72
1993	287.6	2544.0	11.19	84.3	115.26	1.3%	1.47	9.71	52.72
1994	304.2	2871.9	11.39	92.2	112.69	1.3%	1.47	10.10	55.71
1995	324.3	2869.6	11.30	93.1	113.79	1.0%	1.10	9.65	60.23
1996	339.9	2894.0	11.19	84.3	115.26	1.3%	1.47	9.71	52.72
1997	357.7	3082.3	11.12	86.0	117.53	0.6%	0.61	9.46	54.33
1998	362.8	3275.0	10.14	97.2	118.60	1.3%	1.47	9.54	55.32
1999	409.4	3201.1	11.30	98.7	120.63	1.9%	1.93	9.38	69.79
2000	409.4	3201.1	11.30	98.7	120.63	1.9%	1.93	9.38	69.79
2001	409.4	3201.1	11.30	98.7	120.63	1.9%	1.93	9.38	69.79
2002	402.4	4113.0	10.95	100.0	122.22	1.0%	1.22	9.38	103.27
2003	409.2	4206.8	11.59	102.0	122.22	0.0%	0.00	9.48	109.67
2004	544.3	4594.6	11.85	105.5	122.63	0.9%	0.91	9.64	113.51
2005	647.9	4931.5	14.40	109.3	129.70	3.3%	3.33	11.03	130.93
2006	718.9	4931.5	14.40	109.3	129.70	3.3%	3.33	11.03	130.93
2007	826.5	5297.9	15.60	110.7	135.30	4.2%	5.50	11.53	205.95
2008	1081.1	5462.1	19.43	120.4	147.16	8.8%	11.86	13.20	219.16
2009	985.5	5737.9	18.85	133.0	150.33	2.2%	3.18	11.09	243.99
2010	1081.1	5462.1	19.43	120.4	147.16	8.8%	11.86	13.20	219.16
2011	1086.6	6599.6	18.16	135.1	165.12	5.9%	8.17	9.79	270.62
2012	1162.4	7170.1	18.21	142.6	174.29	6.6%	8.17	9.30	282.13
2013	1388.8	7201.7	17.85	148.3	181.26	4.0%	9.97	9.65	294.19
2014	1447.7	7201.7	17.85	148.3	181.26	4.0%	9.97	9.65	294.19
2015	1441.7	8268.7	18.62	152.7	186.69	6.4%	10.67	10.51	
2016	1381.1	8448.5	18.60	153.3	187.42	0.4%	0.73	8.32	

INDICADORES	1970-2016	PROMEDIO ANUAL	1970-2010	1970-1988	1989-2005	2006-2010
TASAS DE CRECIMIENTO	11.0%	7.0%	7.4%	7.4%	5.9%	3.3%
PRECIOS	-0.4%	11.39	-0.2%	1970-2010	3.9%	4.8%
CA/Wh	3.8%	15.23				
VARIAÇÃO ANUAL	-37.5%					
#NUM1						
#NUM2						
#NUM3						
#NUM4						
#NUM5						
#NUM6						
#NUM7						
#NUM8						
#NUM9						
#NUM10						
#NUM11						
#NUM12						
#NUM13						
#NUM14						
#NUM15						
#NUM16						
#NUM17						
#NUM18						
#NUM19						
#NUM20						
#NUM21						
#NUM22						
#NUM23						
#NUM24						
#NUM25						
#NUM26						
#NUM27						
#NUM28						
#NUM29						
#NUM30						
#NUM31						
#NUM32						
#NUM33						
#NUM34						
#NUM35						
#NUM36						
#NUM37						
#NUM38						
#NUM39						
#NUM40						
#NUM41						
#NUM42						
#NUM43						
#NUM44						
#NUM45						
#NUM46						
#NUM47						
#NUM48						
#NUM49						
#NUM50						
#NUM51						
#NUM52						
#NUM53						
#NUM54						
#NUM55						
#NUM56						
#NUM57						
#NUM58						
#NUM59						
#NUM60						
#NUM61						
#NUM62						
#NUM63						
#NUM64						
#NUM65						
#NUM66						
#NUM67						
#NUM68						
#NUM69						
#NUM70						
#NUM71						
#NUM72						
#NUM73						
#NUM74						
#NUM75						
#NUM76						
#NUM77						
#NUM78						
#NUM79						
#NUM80						
#NUM81						
#NUM82						
#NUM83						
#NUM84						
#NUM85						
#NUM86						
#NUM87						
#NUM88						
#NUM89						
#NUM90						
#NUM91						
#NUM92						
#NUM93						
#NUM94						
#NUM95						
#NUM96						
#NUM97						
#NUM98						
#NUM99						
#NUM100						



Estas fueron las gráficas usadas para variación de

INDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR ANOS 2006



CLASE	AÑOS													
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
PRECIO ELECTRICIDAD CORRIENTES	11.6	11.8	13.5	14.3	15.6	19.4	16.7	16.5	16.2	16.1	17.8	17.8	19.6	15.6
VARIACION (%)		2.2%	13.5%	0.9%	4.9%	24.5%	-14.3%	-1.0%	-2.0%	-0.6%	11.0%	-0.3%	9.3%	-20.5%

5.17%

10.88%

-4.62%

1.7%

4.4%

1.3%

4.1%

4.0%

11%

CLASE	AÑOS													
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
PRECIO ELECTRICIDAD RESIDENCIAL	109.5	111.0	113.0	115.0	117.0	119.0	121.0	123.0	125.0	127.0	129.0	131.0	133.0	135.0
VARIACION (%)		1.4%	1.8%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.5%	1.5%	1.5%

10.88%

-13.66%

0.59%

1.7%

4.4%

1.3%

4.1%

4.0%

2.8%

CLASE	AÑOS													
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
PRECIO ELECTRICIDAD	9.45	9.92	10.62	11.48	11.53	13.21	11.06	9.79	9.30	9.55	9.55	9.96	10.51	8.52
VARIACION (%)		5.0%	7.2%	7.5%	0.4%	14.6%	-10.3%	-4.4%	-5.0%	2.6%	2.6%	4.2%	5.7%	-18.9%

10.88%

-13.66%

0.59%

1.7%

4.4%

1.3%

4.1%

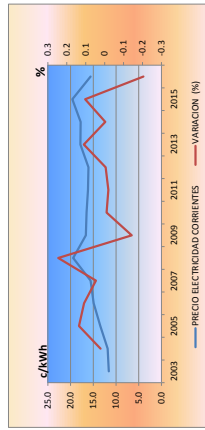
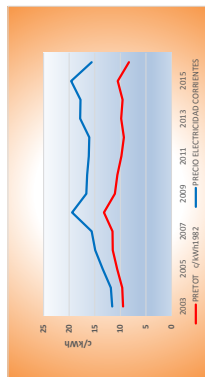
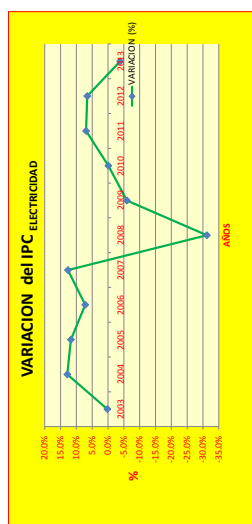
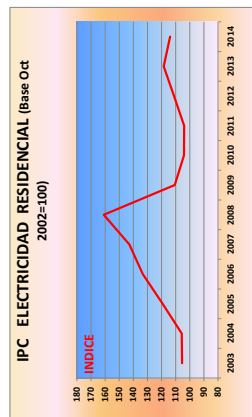
4.0%

2.8%

11.1%

AÑOS	INDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR OTROS SERVICIOS PARA LA VIVIENDA	
	INDICE Oct 2002=100	INDICE Oct 2013=100
2003	105.5	
2004	105.7	
2005	119.3	
2006	133.3	
2007	142.9	
2008	161.0	
2009	167.7	
2010	104.1	
2011	104.0	
2012	111.2	
2013	118.5	
2014	114.0	
2015		E
2016		

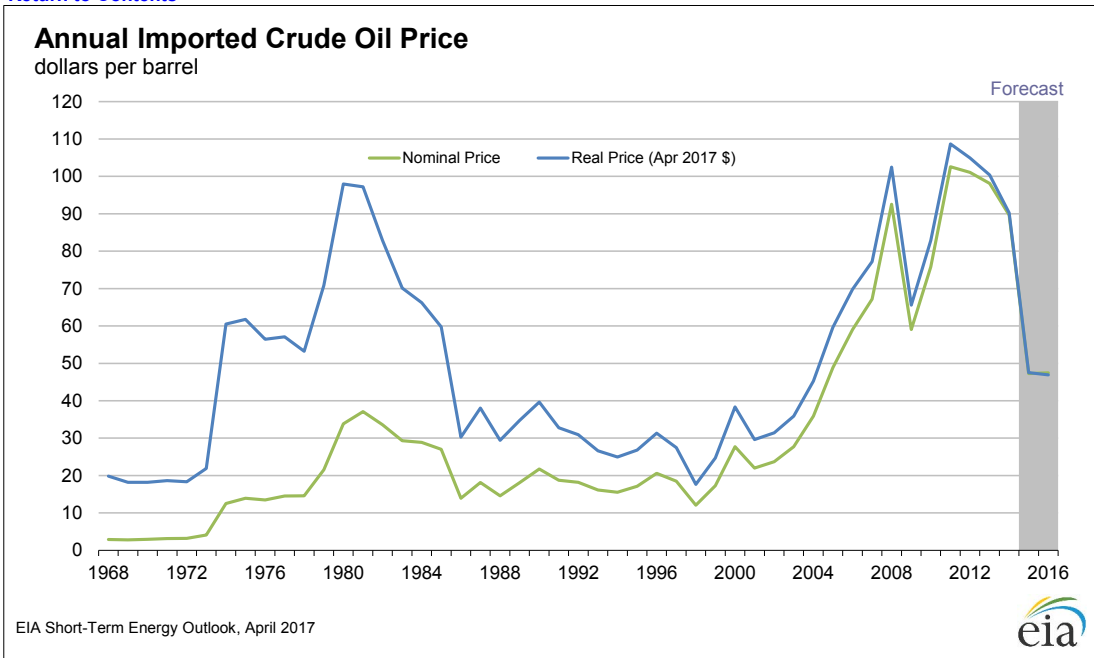
11.1%



*Handwritten signature*



CUADRO 17 A  
 PRECIO HISTORICO DEL CRUDO IMPORTADO USA  
**EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017**  
**Annual Average Imported Crude Oil Price**  
[Return to Contents](#)



Year	Consumer Price Index (1982-84=1)	Imported Crude Oil Price (\$/barrel)	
		Nominal	Real
1968	0.348	2.90	19.86
1969	0.367	2.80	18.18
1970	0.388	2.96	18.18
1971	0.405	3.17	18.65
1972	0.418	3.22	18.36
1973	0.444	4.08	21.90
1974	0.493	12.52	60.52
1975	0.538	13.95	61.75
1976	0.569	13.48	56.44
1977	0.606	14.53	57.11
1978	0.652	14.57	53.22
1979	0.726	21.57	70.83
1980	0.824	33.86	97.94
1981	0.909	37.10	97.23
1982	0.965	33.57	82.87
1983	0.996	29.31	70.15
1984	1.039	28.88	66.21
1985	1.076	26.99	59.78
1986	1.097	13.93	30.27
1987	1.136	18.14	38.04
1988	1.183	14.60	29.42
1989	1.239	18.07	34.75
1990	1.307	21.73	39.64
1991	1.362	18.73	32.77
1992	1.403	18.21	30.93
1993	1.445	16.13	26.61
1994	1.482	15.54	24.98
1995	1.524	17.14	26.81
1996	1.569	20.62	31.33
1997	1.605	18.49	27.45
1998	1.630	12.07	17.64
1999	1.666	17.27	24.71
2000	1.722	27.72	38.37
2001	1.770	21.99	29.60
2002	1.799	23.71	31.42
2003	1.840	27.73	35.91
2004	1.889	35.89	45.28
2005	1.953	48.89	59.66
2006	2.016	59.05	69.82
2007	2.073	67.19	77.22
2008	2.153	92.57	102.49
2009	2.146	59.04	65.57
2010	2.181	75.83	82.86
2011	2.249	102.58	108.68
2012	2.296	101.09	104.92
2013	2.330	98.12	100.37
2014	2.367	89.63	90.24
2015	<b>2.370</b>	<b>47.28</b>	<b>47.54</b>
2016	<b>2.412</b>	<b>47.48</b>	<b>46.91</b>
Base CPI (4/2017)	2.383		

EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017  
 Forecast / estimated values shown in **blue**  
 Real Price (Apr 2017 \$)  
[See Notes and Sources for more information](#)

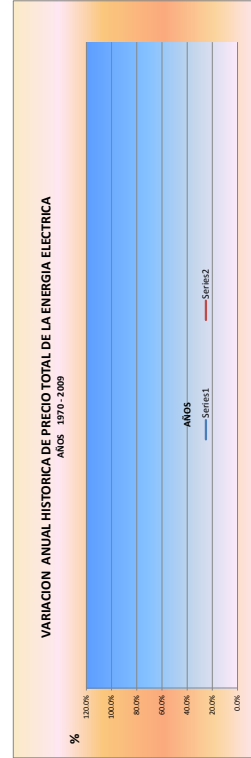
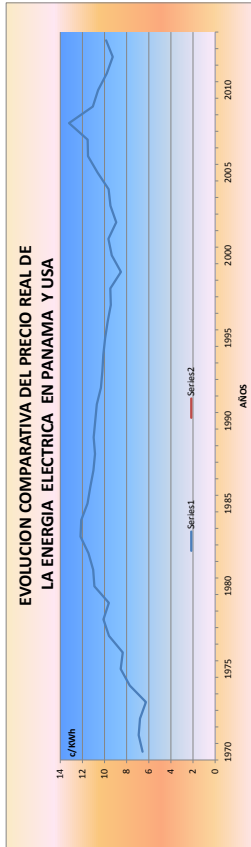
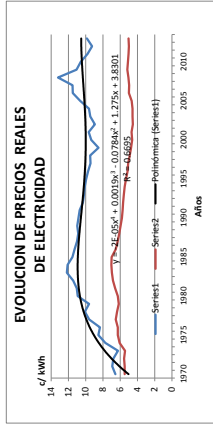
*CPE*



5.03204105 11/07/2013

CUADRO No. 18  
PRECIOS REALES HISTORICOS DE LA ELECTRICIDAD

AÑOS	PRECIO		PRECIO ponderado real de energía eléctrica		DIFERENCIAL DE VARIACION ANUAL		Gobierno Price Index (Urban) Year (Base 1982-1984 = 100)	Índice Price Deflactor Year (2013 = 100)
	Subscripción residencial (en dólares)	Including Subsidios	Including T. Paises	USA ELECTRICAL REAL	CAMBIO ANUAL	TASA PROMEDIO		
1 1970	6.56	6.56	13.51	2.20	5.47	0.3880	38.80	0.1657
2 1971	6.72	6.72	13.88	2.40	5.54	0.4110	41.10	0.1785
3 1972	6.80	6.80	13.88	2.40	5.44	0.4140	41.40	0.1785
4 1973	6.26	-7.9%	13.42	2.50	5.44	0.4140	41.40	0.1785
5 1974	7.72	23.4%	14.99	3.10	6.07	0.4630	46.30	0.2106
6 1975	8.53	10.8%	15.50	3.50	6.25	0.5383	53.83	0.2299
7 1976	8.75	2.6%	15.85	3.65	6.35	0.5583	55.83	0.2399
8 1977	9.60	15.0%	16.57	4.09	6.51	0.6062	60.62	0.2589
9 1978	10.09	5.1%	16.72	4.30	6.37	0.6524	65.24	0.2787
10 1979	9.81	-4.8%	15.22	4.64	6.16	0.7258	72.58	0.3100
11 1980	10.02	2.1%	15.76	4.85	6.25	0.7584	75.84	0.3284
12 1981	11.03	13.2%	16.25	5.25	6.45	0.8033	80.33	0.3584
13 1982	11.45	3.8%	16.59	5.54	6.59	0.8583	85.83	0.3884
14 1983	12.17	6.4%	17.20	6.44	6.97	0.9653	96.53	0.4123
15 1984	12.10	-0.6%	17.33	7.56	7.02	0.9658	96.58	0.4254
16 1985	12.10	-0.6%	17.33	7.56	7.02	1.0393	103.93	0.4439
17 1986	11.28	-6.7%	16.09	6.52	6.52	1.0069	100.69	0.4685
18 1987	11.01	-2.5%	15.54	6.30	6.30	1.1382	113.82	0.4853
19 1988	10.86	-1.3%	15.09	6.11	6.11	1.1828	118.28	0.5052
20 1989	10.88	1%	15.09	6.11	6.11	1.2384	123.84	0.5284
21 1990	10.84	-0.4%	14.20	5.95	5.95	1.2884	128.84	0.5584
22 1991	10.69	-1.4%	14.00	5.71	5.71	1.3617	136.17	0.5816
23 1992	10.32	-3.5%	13.98	5.66	5.66	1.4031	140.31	0.5993
24 1993	10.20	-1.2%	13.75	5.57	5.57	1.4448	144.48	0.6171
25 1994	9.72	-4.7%	13.14	5.32	5.32	1.5238	152.38	0.6509
26 1995	9.94	2.3%	13.14	5.32	5.32	1.5686	156.86	0.6700
27 1996	9.72	-2.3%	12.70	5.14	5.14	1.6653	166.53	0.6857
28 1997	9.43	-3.0%	12.52	5.07	5.07	1.6801	168.01	0.6953
29 1998	8.45	-10.9%	11.40	4.89	4.89	1.7219	172.19	0.7255
30 1999	8.35	-1.2%	11.40	4.82	4.82	1.7704	177.04	0.7582
31 2000	9.35	11.9%	11.50	4.88	4.88	1.7704	177.04	0.7582
32 2001	8.65	-8.2%	11.40	4.82	4.82	1.7704	177.04	0.7582
33 2002	8.94	3.3%	11.19	4.55	4.55	1.7887	178.87	0.7683
34 2003	9.05	1.2%	11.19	4.55	4.55	1.8087	180.87	0.7783
35 2004	9.02	-0.3%	11.20	4.57	4.57	1.8091	180.91	0.7783
36 2005	10.62	17.9%	11.51	4.66	4.66	1.9527	195.27	0.8341
37 2006	11.49	8.1%	12.30	4.98	4.98	2.0156	201.56	0.8609
38 2007	11.53	0.3%	12.24	4.96	4.96	2.0734	207.34	0.8857
39 2008	11.06	-4.1%	11.83	4.82	4.82	2.1456	214.56	0.9165
40 2009	11.06	0%	12.78	5.18	5.18	2.1456	214.56	0.9165
41 2010	10.58	-4.4%	12.61	5.11	5.11	2.1808	218.08	0.9315
42 2011	9.79	-7.4%	12.41	5.03	5.03	2.2493	224.93	0.9608
43 2012	9.79	0%	12.40	5.02	5.02	2.2898	228.98	0.9852
44 2013	9.66	-1.3%	12.40	5.02	5.02	2.3288	232.88	0.9952
45 2014			12.61	5.02	5.02	2.3671	236.71	1.0115
46 2015			12.68	5.16	5.16	2.3949	239.49	1.0268
TASA CRECIMIENTO	0.8%		-0.1%	-0.1%	-0.1%	2.1%		2.3%

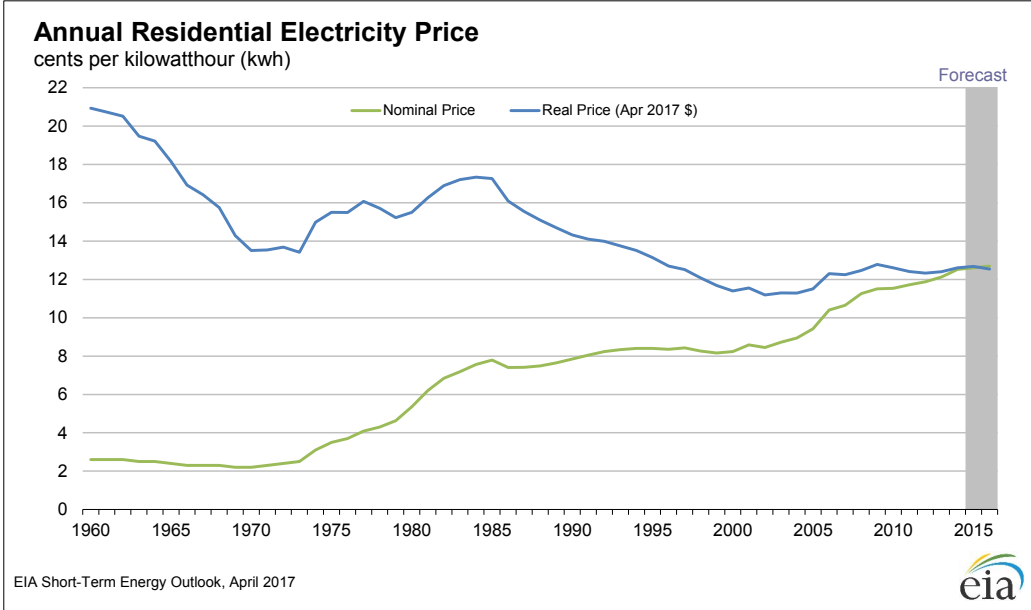


0.8%





EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017  
 Annual Average Residential Electricity Price  
[Return to Contents](#)



EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017



Year	Consumer Price Index (1982-84=1)	Residential Electricity Price (¢/kwh)		Forecast Values
		Nominal	Real	
1960	0.296	2.60	20.93	
1961	0.299	2.60	20.72	
1962	0.302	2.60	20.52	
1963	0.306	2.50	19.47	
1964	0.310	2.50	19.22	
1965	0.315	2.40	18.16	
1966	0.324	2.30	16.92	
1967	0.334	2.30	16.41	
1968	0.348	2.30	15.75	
1969	0.367	2.20	14.29	
1970	0.388	2.20	13.51	
1971	0.405	2.30	13.53	
1972	0.418	2.40	13.68	
1973	0.444	2.50	13.42	
1974	0.493	3.10	14.99	
1975	0.538	3.50	15.50	
1976	0.569	3.70	15.49	
1977	0.606	4.09	16.07	
1978	0.652	4.30	15.72	
1979	0.726	4.64	15.22	
1980	0.824	5.36	15.50	
1981	0.909	6.20	16.25	
1982	0.965	6.84	16.89	
1983	0.996	7.19	17.20	
1984	1.039	7.56	17.33	
1985	1.076	7.79	17.26	
1986	1.097	7.41	16.09	
1987	1.136	7.41	15.54	
1988	1.183	7.49	15.09	
1989	1.239	7.64	14.70	
1990	1.307	7.85	14.32	
1991	1.362	8.05	14.09	
1992	1.403	8.23	13.98	
1993	1.445	8.34	13.75	
1994	1.482	8.40	13.51	
1995	1.524	8.40	13.14	
1996	1.569	8.36	12.70	
1997	1.605	8.43	12.52	
1998	1.630	8.26	12.08	
1999	1.666	8.16	11.68	
2000	1.722	8.24	11.40	
2001	1.770	8.58	11.56	
2002	1.799	8.45	11.19	
2003	1.840	8.72	11.29	
2004	1.889	8.95	11.29	
2005	1.953	9.43	11.51	
2006	2.016	10.40	12.30	
2007	2.073	10.65	12.24	
2008	2.153	11.26	12.47	
2009	2.146	11.51	12.78	
2010	2.181	11.54	12.61	
2011	2.249	11.72	12.41	
2012	2.296	11.88	12.33	
2013	2.330	12.13	12.40	Forecast
2014	2.367	12.52	12.61	Values
2015	<b>2.370</b>	<b>12.61</b>	<b>12.68</b>	1
2016	<b>2.412</b>	<b>12.70</b>	<b>12.54</b>	1
Base CPI (4/2017)	2.383			

EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017  
 Forecast / estimated values shown in **blue**  
 Real Price (Apr 2017 \$)  
[See Notes and Sources for more information](#)

*Handwritten signature*



Report Annual Energy Outlook 2015  
 Scenario ref2015  
 Datekey d021915a  
 Release Date April 2015

Reference case

8. Electricity Supply, Disposition, Prices, and Emissions

(billion kilowatt-hours, unless otherwise noted)

Supply, Disposition, Prices, and Emissions	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
<b>Net Generation by Fuel Type</b>																															
<b>Electric Power Sector 1/</b>																															
Coal	1478	1550	1579	1556	1526	1558	1576	1636	1670	1675	1681	1687	1692	1695	1683	1681	1679	1676	1674	1671	1668	1666	1665	1665	1666	1664	1665	1663	1663	0.3%	
Petroleum	18	22	24	22	22	19	20	14	14	14	14	15	15	15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	15	-1.6%
Natural Gas 3/	1000	894	890	900	933	902	920	897	864	867	864	876	895	921	954	1032	1054	1073	1083	1093	1107	1122	1143	1163	1177	1185	1189	1198	1.1%		
Nuclear Power	769	789	784	774	781	795	798	801	804	807	808	808	808	808	808	808	808	808	808	810	810	810	811	812	813	817	821	825	833	0.2%	
Pumped Storage/Other 4/	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	-0.1%	
Renewable Sources 5/	458	483	462	525	561	587	605	613	620	630	635	639	644	648	653	658	664	670	679	691	703	715	727	733	744	760	777	796	805	1.9%	
Distributed Generation (Natural Gas)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Total	3726	3741	3771	3779	3827	3865	3921	3984	3978	3993	4018	4017	4083	4113	4140	4170	4200	4226	4232	4273	4292	4317	4343	4372	4405	4436	4467	4493	4518	0.7%	
<b>Combined Heat and Power 6/</b>																															
Coal	22	22	24	24	23	24	24	25	26	25	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	25	26	26	26	0.5%	
Petroleum	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-4.0%	
Natural Gas	132	126	143	144	140	135	133	133	133	133	133	133	133	133	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	133	133	133	0.2%	
Renewable Sources	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	1.7%	
Total	164	158	173	175	170	166	165	165	166	165	166	167	167	167	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	167	167	167	0.2%	
<b>Total Net Electric Power Sector Generation</b>																															
Less Direct Use	3890	3899	3944	3954	3977	4031	4086	4129	4144	4158	4184	4214	4250	4280	4308	4338	4368	4394	4420	4441	4460	4485	4511	4540	4573	4604	4634	4660	4686	0.7%	
Less Direct Use	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	0.2%
Net Available to the Grid	3877	3886	3931	3941	3964	4018	4073	4116	4131	4145	4170	4200	4236	4267	4295	4324	4354	4381	4406	4427	4447	4471	4498	4527	4559	4591	4621	4646	4672	0.7%	
<b>End Use Sector 7/</b>																															
Coal	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	0.0%	
Petroleum	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	-0.4%	
Natural Gas	95	98	101	103	106	109	112	113	116	119	122	126	130	134	139	144	150	156	163	169	176	184	191	199	207	215	222	228	235	3.3%	
Other Gaseous Fuels 8/	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	1.9%	
Renewable Sources 9/	39	42	44	47	50	51	51	52	53	54	55	57	58	60	62	64	66	68	70	72	75	77	80	82	85	88	91	94	97	3.1%	
Other 10/	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0.0%	
Total End-Use Sector Net Generation	164	171	175	181	186	199	201	204	207	211	216	221	227	233	239	247	254	262	271	280	290	299	309	320	330	341	351	360	370	2.9%	
Less Direct Use	126	132	136	141	146	159	162	163	167	171	175	179	185	190	196	203	210	217	225	233	241	250	259	269	278	287	296	305	313	3.3%	
Total Sales to the Grid	38	39	39	40	40	40	39	40	40	40	41	42	42	42	43	43	44	45	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	1.4%	
<b>Total Net Electricity Generation by Fuel</b>																															
Coal	1514	1586	1616	1594	1563	1595	1614	1674	1709	1714	1720	1726	1732	1724	1723	1721	1718	1715	1713	1710	1708	1705	1704	1704	1705	1702	1704	1702	1702	0.3%	
Petroleum	23	27	28	25	25	23	23	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18	-1.5%	
Natural Gas	1228	1118	1133	1147	1179	1148	1165	1144	1117	1116	1132	1155	1184	1223	1252	1284	1317	1346	1371	1388	1405	1426	1449	1478	1507	1528	1543	1553	1569	1.3%	
Nuclear Power	769	789	784	774	781	795	798	801	804	807	808	808	808	808	808	808	808	808	810	810	810	811	812	813	817	821	825	833	833	0.2%	
Renewable Sources 5,9/	501	530	542	578	618	644	663	671	679	690	698	703	710	716	723	729	737	746	756	770	785	800	814	823	836	855	876	897	909	2.0%	
Other 11/	19	20	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0.0%	
Total Net Electricity Generation	4055	4070	4119	4134	4183	4229	4287	4333	4351	4370	4400	4435	4477	4513	4548	4584	4622	4657	4691	4721	4750	4784	4821	4860	4903	4945	4985	5020	5056	0.8%	
Net Generation to the Grid	3916	3925	3970	3980	4024	4057	4112	4156	4171	4186	4211	4242	4278	4309	4338	4368	4399	4426	4453	4474	4495	4520	4548	4578	4611	4644	4675	4702	4729	0.7%	
<b>Net Imports</b>																															
Electricity Sales by Sector	47	52	46	42	42	42	42	37	36	33	37	36	35	35	36	34	31	33	30	30	30	28	27	26	26	26	26	28	31	-1.8%	
Residential	1375	1391	1415	1407	1415	1419	1426	1434	1423	1420	1422	1427	1434	1441	1448	1456	1468	1479	1488	1497	1505	1513	1523	1533	1544	1555	1566	1576	1587	0.5%	
Commercial	1327	1338	1358	1365	1376	1383	1393	1405	1413	1420	1429	1439	1450	1461	1473	1485	1497	1511	1522	1533	1545	1557	1569	1583	1599	1615	1631	1646	1659	0.8%	
Industrial	966	955	969	970	977	979	982	986	996	1009	1017	1027	1038	1050	1063	1076	1091	1107	1124	1142	1161	1181	1201	1221	1241	1261	1281	1301	1321	1.2%	
Transportation	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	0.0%	
Total	3695	3691	3739	3750	3796	3831	3884	3926	3941	3958	3987	4015	4049	4078	4107	4132	4157	4184	4212	4240	4268	4296	4324	4351	4378	4405	4432	4459	4486	0.7%	
Direct Use	139	145	149	154	159	172	175	177	180	184	188	193	198	204	210	216	223	231	239	247	255	264	273	283	292	301	310	319	327	3.1%	
Total Electricity Use	3834	3836	3888	3904	3955	4008	4059	4103	4121	4143	4175	4208	4247	4282	4316	4348	4381	4415	4444	4473	4499	4530	4564	4602	4643	4684	4724	4761	4797	0.8%	





CUADRO No. 19  
PROYECCION REAL DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (PRETOT)

AÑO	PRETOT HISTORICO En Balboas 2007		Historic Average Retail Prices of Electricity		PROYECCIONES REAL USA		PROYECCIONES DE PRECIOS PRETOT		VARIACIONES DE PRECIOS PRETOT	
	Cent 1982/kWh		Cent 2012/kWh		Reference case	High macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth
	Low macroeconomic growth	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth	High macroeconomic growth	Low Growth	High Growth	Low Growth	High Growth
1998	12.83	12.00	11.63	11.93						
1999	11.53	11.60	11.25	11.88						
2000	12.65	11.32	10.98	11.60						
2001	13.06	11.48	11.13	11.74						
2002	12.10	11.12	10.78	12.25						
2003	12.80	11.22	10.88	12.30						
2004	13.03	11.21	10.87	12.36						
2005	14.38	11.43	11.09	12.48						
2006	15.55	12.22	11.85	12.54						
2007	15.60	12.16	11.79	12.59						
2008	17.88	12.39	12.01	12.74						
2009	14.97	12.70	12.31	12.82						
2010	14.31	12.52	12.15	12.87						
2011	13.25	12.33	11.96	12.92						
2012	12.47	12.25	11.88	13.00						
2013	13.37	12.31	11.94	13.07						
2014	13.07	12.50	12.12	13.14						
2015			11.92	13.22						
2016			12.00	13.30						
2017			12.12	13.36						
2018			12.25	13.42						
2019			12.34	13.48						
2020			12.33	13.55						
2021			12.30	13.68						
2022			12.22	13.75						
2023			12.18	13.80						
2024			12.30	13.95						
2025			12.33	14.05						
2026			12.37							
2027			12.44							
2028			12.48							
2029			12.53							
2030			12.62							

AÑO	Corto Plazo (Promedio)		Largo Plazo (Promedio)	
	Tasa	Tasa	Tasa	Tasa
2015	12.0731	12.2811	11.8776	12.0731
2016	-1.6%	-1.5%	-1.8%	0.63%
2015-2016	12.3481	12.3290	12.4025	1.09%
2016-2019	0.2%	0.2%	0.3%	0.87%
2020-2030				0.20%

CJG



**INTEGRACION DE DARIEN AL SIN  
SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA  
PROYECCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA**

ESENARIO UNICO			
AÑO	MWh	GWh	Δ Anual %
2013	44,052.6	44.1	
2014	46,554.4	46.6	5.68%
2015	48,963.5	49.0	5.17%
2016	51,405.3	51.4	4.99%
2017	53,714.0	53.7	4.49%
2018	56,039.5	56.0	4.33%
2019	58,246.5	58.2	3.94%
2020	60,527.3	60.5	3.92%
2021	62,864.0	62.9	3.86%
2022	65,200.8	65.2	3.72%
2023	67,494.8	67.5	3.52%
2024	69,788.8	69.8	3.40%
2025	72,082.8	72.1	3.29%
2026	74,376.9	74.4	3.18%
2027	76,670.9	76.7	3.08%
2028	78,964.9	79.0	2.99%
2029	81,258.9	81.3	2.91%
2030	83,552.9	83.6	2.82%
2031	85,847.0	85.8	2.75%
2032	88,141.0	88.1	2.67%
2033	90,435.0	90.4	2.60%
TASA ANUAL			
2013-2017			5.08%
2018-2025			3.66%
2026-2033			2.83%

FUENTE: ENSA

**INTEGRACION DE DARIEN AL SIN  
SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA  
PROYECCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA**

ESENARIO UNICO			
AÑO	MWh	GWh	Δ Anual %
2018	56,039.5	56.0	4.33%
2019	58,246.5	58.2	3.94%
2020	60,527.3	60.5	3.92%
2021	62,864.0	62.9	3.86%
2022	65,200.8	65.2	3.72%
2023	67,494.8	67.5	3.52%
2024	69,788.8	69.8	3.40%
2025	72,082.8	72.1	3.29%
2026	74,376.9	74.4	3.18%
2027	76,670.9	76.7	3.08%
2028	78,964.9	79.0	2.99%
2029	81,258.9	81.3	2.91%
2030	83,552.9	83.6	2.82%
2031	85,847.0	85.8	2.75%
2032	88,141.0	88.1	2.67%
2033	90,435.0	90.4	2.60%
TASA ANUAL			
2018-2025			3.66%
2026-2033			2.83%

FUENTE: ENSA

*Handwritten signature*



**CUADRO No. 21 - A  
DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS**

**CUADRO No. 21 - A  
DEMANDA INCREMENTAL CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS  
(CARGA INTEGRADA AL SIN)**

Años 2015 -2031  
En GWh

AÑO	SANEAMIENTO DE LA BAHIA			TRANSPORTE METRO			AEROPUERTO TOCUMEN *			TOTAL MEGAPROYECTOS			
	MOD Y ALTO	BAJO	MOD Y ALTO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	
2011				25.70	25.70	25.70							
2012				35.21	35.21	35.21							
2013				36.54	36.54	36.54							
2014				36.54	36.54	36.54							
2015				36.54	36.54	36.54							
2016				36.54	36.54	36.54							
2017	5.4	5.4		36.54	36.54	36.54							
2018	5.6	5.6		36.54	36.54	36.54							
2019	5.8	5.8		186.27	186.27	186.27							
2020	16.9	5.9	5.0	186.27	186.27	186.27							
2021	24.1	6.1	19.5	193.80	245.28	186.27							
2022	29.3	29.3	19.7	193.80	245.28	186.27							
2023	29.5	29.5	19.9	276.96	328.44	186.27							
2024	29.7	29.7	19.9	316.44	328.44	274.51							
2025	48.0	30.0	22.9	316.44	328.44	274.51							
2026	48.0	30.0	23.0	316.44	328.44	316.44							
2027	48.2	48.2	23.2	316.44	457.32	316.44							
2028	48.4	48.4	23.4	316.44	502.68	316.44							
2029	48.6	48.6	23.5	316.44	502.68	316.44							
2030	48.6	48.6	23.7	316.44	502.68	316.44							
2031	48.6	48.6	23.9	316.44	502.68	316.44							

\* Corresponde al incremento de consumo por la expansión de las operaciones aeroportuarias, originado en el inicio de entrada del nuevo Muelle Norte a mediados del 2012, y la futura expansión total con la construcción en el año 2015, del Muelle Sur. Expansión que debe cubrir hasta el año 2030.  
Plan maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006 2030.



*Handwritten signature*

CUADRO No. 21 - B  
DEMANDA CONSOLIDADA MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS Y MINERA PANAMA

**CUADRO No. 21 - A  
DEMANDA CONSOLIDADA DE AES - BOFCO, MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS Y MINERA PANAMA  
(CARGA INTEGRADA AL SIN)  
Años 2016 -2030  
En GWh**

AÑOS	PRONÓSTICOS AES-BOFCO			INTEGRACION DAMEN	SANEAMIENTO DE LA BARRIA			METRO			ABREVIADO TOCUMEN			TOTAL MEGAPROYECTOS			MINERA PANAMA **		
	MODERADO	ALTO	BAJO		MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2010	75.1	75.1	75.1	75.1															
2011	71.0	71.0	71.0	71.0															
2012	78.1	78.1	78.1	78.1															
2013	83.5	83.5	83.5	83.5															
2014	87.2	87.2	87.2	87.2															
2015	43.2	43.2	43.2	43.2															
2016																			
2017																			
2018																			
2019																			
2020																			
2021																			
2022																			
2023																			
2024																			
2025																			
2026																			
2027																			
2028																			
2029																			
2030																			
2031																			
Tota Anual	652.2%	797.6%	13.87%	674.7%															

Corresponde al incremento de consumo por la expansión de las operaciones aeroportuarias , originado en el inicio de entrada del nuevo Muelle. Nota a mediados del 2012, y la future expansion total con la construcción por etapas, entregables 2015-2017en el año 2015, del Muelle Sur. Expansion que debe cubrir hasta el año 2030.  
Corresponde al informe de Viabilidad de Conexión de Central a carbon de 300 MW a Lago Sanchez

CUADRO No. 21 - A  
DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE  
(CARGA INTEGRADA AL SIN)  
Años 2016 -2030

AÑO	ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2010	75.1		75.1		75.1	
2011	71.0	-5.5	71.0	-5.5	71.0	-6.5
2012	78.1	10.0	78.1	10.0	78.1	10.0
2013	83.5	6.9	83.5	6.9	83.5	6.9
2014	12.8	-35.2	12.8	-35.2	12.8	-38.2
2015	43.2	-65.4	43.2	-65.4	43.2	-65.4
2016	38.5	-33.4	38.5	-33.4	38.5	-33.4
2017	46.3	26.7	46.3	26.7	46.3	26.7
2018	133.3	188.0	133.3	188.0	133.3	188.0
2019	188.0	40.5	188.0	40.5	188.0	40.5
2020	354.0	29.9	357.2	35.7	325.9	69.3
2021	368.9	4.2	357.2	-4.0	358.5	4.2
2022	378.4	2.6	518.8	34.0	378.0	2.6
2023	532.2	29.3	532.2	29.3	532.2	29.3
2024	533.2	0.2	568.0	7.1	559.1	4.4
2025	559.6	4.9	731.9	29.3	559.6	-10.4
2026	587.7	1.4	740.5	1.2	548.1	8.3
2027	576.0	1.5	749.2	1.2	558.4	1.5
2028	587.6	0.5	751.6	0.5	568.0	0.6
2029	587.6	0.5	751.6	0.5	568.0	0.6
2030	590.6	0.5	755.1	0.5	571.0	0.5
2031	593.6	0.5	758.5	0.5	574.0	0.5
Tota Anual	652.2%	17.65%	797.6%	13.87%	674.7%	17.38%

(a) Corresponde a la suma de la demanda prevista en el Escenario Moderado de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Provincia de Bocas del Toro  
(b) Corresponde a la suma de la demanda prevista en el Escenario Optimista de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025  
(c) Corresponde a la suma de la demanda prevista en el Escenario Pesimista de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

Cambio Razon	-30.5%	-30.5%	-30.5%
Cambio Pico	-53.4%	-53.4%	-53.4%
Cambio Puntuo	4.2%	4.2%	4.2%
Cambio Puntuo	14.4%	17.2%	17.7%



**CONSUMO ELECTRICO DEL PUERTO DE PANAMA COLON CONTAINER (En GWh)**

**PROVINCIA DE COLON, COCO SOLO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ENERGIA	0.0	25.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0

Che



**CUADRO No. 21 - B  
DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS PRIVADOS IDENTIFICADOS**

**CUADRO No. 21 - B  
DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS PRIVADOS IDENTIFICADOS  
(CARGA INTEGRADA AL SIN)**

Años 2015 -2029  
En GWh

AÑO	PANAMA		MINERA PANAMA		TOTAL MEGAPROYECTOS			
	COLON	CONTAINER	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
2017				74.14			74.14	
2018	48.00		21.44	42.89		69.44	90.89	48.00
2019	48.00		42.89	42.22	21.45	90.89	90.22	69.45
2020	48.00		42.22	42.22	42.89	90.22	90.22	90.89
2021	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2022	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2023	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2024	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2025	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2026	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2027	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2028	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2029	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2030	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2031	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22

\* Corresponde al incremento de consumo por la expansión de las operaciones aeroportuarias , originado en el inicio de entrada del nuevo Muelle Norte a mediados del 2012, y la futura expansión total con la construcción en el año 2015, del Muelle Sur. Expansión que debe cubrir hasta el año 2030.  
Plan maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006 2030.

*que*



**CUADRO No. 21 - A**  
**DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE CON ACP**  
**(CARGA INTEGRADA AL SIN)**  
**Años 2017 -2031**

AÑO	ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2010	212.6		212.6		212.6	
2011	209.2	-1.6	209.2	-1.6	209.2	-1.6
2012	216.3	3.4	216.3	3.4	216.3	3.4
2013	227.9	5.4	227.9	5.4	227.9	5.4
2014	256.6	12.6	256.6	12.6	256.6	12.6
2015	234.7	-8.5	234.7	-8.5	234.7	-8.5
2016	205.9	-12.2	205.9	-12.2	205.9	-12.2
2017	212.6	3.3	286.8	39.3	212.6	3.3
2018	320.3	50.6	342.0	19.2	298.7	40.5
2019	493.6	54.1	493.3	44.2	322.0	7.8
2020	571.5	15.8	588.5	19.3	555.6	72.5
2021	605.0	5.9	674.0	14.5	564.2	1.5
2022	614.7	1.6	684.2	1.5	606.0	7.4
2023	717.7	16.8	772.5	12.9	610.4	0.7
2024	764.6	6.5	780.3	1.0	703.0	15.2
2025	787.7	3.0	803.7	3.0	707.6	0.6
2026	792.4	0.6	808.8	0.6	753.9	6.6
2027	797.3	0.6	942.9	16.6	778.9	3.3
2028	802.2	0.6	993.6	5.4	783.3	0.6
2029	807.2	0.6	999.0	0.5	787.8	0.6
2030	812.0	0.6	1,004.2	0.5	792.1	0.5
2031	816.8	0.6	1,009.5	0.5	796.5	0.5
Tasa Anual	284.1%	9.62%	252.0%	11.18%	274.6%	9.44%

(a) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Moderado de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

(b) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Optimista de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

(c) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Pesismista de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025



**CUADRO No. 22**  
**RESUMEN DE PRONOSTICOS DE DEMANDA**  
**Años 2017 -2031**

**PRONOSTICOS DE DEMANDA**  
**ESCENARIOS**  
**AÑOS 20176 - 2031**

AÑOS	ENERGIA TOTAL <sup>1</sup> (GWH)			DEMANDA <sup>2</sup> (MW)		
	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
	EET- MOD	EET- OPT	EET- PES	DMG- MOD	DMG- OPT	DMG- PES
2009	6,753.7	6,753.7	6,753.7	1,122.0	1,122.0	1,122.0
2010	7,290.3	7,290.3	7,290.3	1,190.4	1,190.4	1,190.4
2011	7,722.5	7,722.5	7,722.5	1,254.5	1,254.5	1,254.5
2012	8,359.8	8,359.8	8,359.8	1,354.3	1,354.3	1,354.3
2013	8,722.1	8,722.1	8,722.1	1,412.9	1,412.9	1,412.9
2014	9,150.5	9,150.5	9,150.5	1,471.5	1,471.5	1,471.5
2015	9,939.0	9,939.0	9,939.0	1,581.0	1,581.0	1,581.0
2016	10,205.4	10,205.4	10,205.4	1,590.0	1,590.0	1,590.0
2017	10,759.1	10,892.9	10,744.4	1,694.1	1,715.1	1,691.8
2018	11,410.9	11,530.8	11,377.3	1,796.7	1,815.6	1,791.4
2019	12,090.9	12,225.1	11,885.6	1,897.8	1,918.2	1,866.2
2020	12,840.0	12,928.5	12,657.4	2,009.1	2,021.4	1,981.8
2021	13,587.4	13,724.7	13,352.7	2,119.3	2,138.4	2,084.9
2022	14,301.4	14,498.1	14,117.7	2,223.7	2,251.0	2,198.1
2023	15,104.3	15,294.0	14,789.0	2,341.1	2,366.2	2,296.2
2024	15,956.0	16,166.2	15,683.6	2,465.4	2,492.4	2,428.3
2025	16,830.7	17,063.7	16,497.9	2,592.4	2,621.5	2,547.2
2026	17,736.4	17,994.5	17,400.6	2,723.3	2,754.8	2,679.1
2027	18,694.6	19,106.7	18,331.0	2,861.4	2,914.8	2,814.5
2028	19,706.0	20,183.4	19,291.0	3,006.7	3,068.3	2,953.6
2029	20,816.8	21,322.5	20,351.9	3,166.2	3,230.1	3,107.3
2030	21,988.4	22,525.5	21,470.5	3,333.9	3,400.4	3,268.9
2031	23,225.1	23,798.1	22,651.1	3,510.4	3,579.9	3,439.0

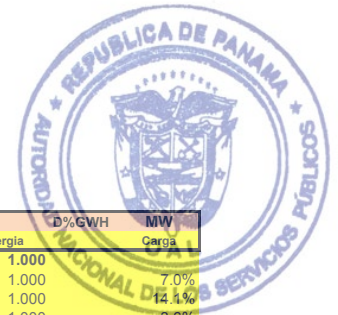
<sup>1</sup> GWHDIS Energía Disponible del Sistema

<sup>2</sup> MWDEM Demanda Máxima de Potencia Eléctrica

*que*

**CUADRO No. 23  
PARTICIPACION SECTORIAL EN EL PRONOSTICO DE ENERGIA ELECTRICA DE PANAMA  
ESCENARIO MEDIO**

**AÑOS 2017 -2031  
ESCENARIO MEDIO**

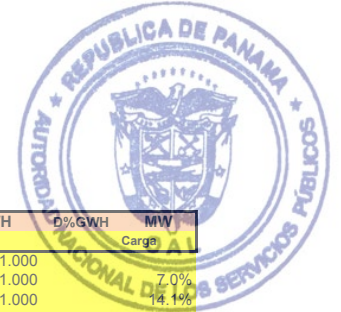


AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	D%GWH	MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado publico	Autoconsumo	Bloque	Otros	Perdidas	Energia		
1970	0.261	0.278	0.120	0.087	0.017	0.011	0.104	0.009	0.114	1.000		
1971	0.296	0.286	0.129	0.092	0.019	0.011	0.060	0.009	0.098	1.000		7.0%
1972	0.307	0.279	0.117	0.106	0.019	0.009	0.040	0.010	0.113	1.000		12.1%
1973	0.296	0.270	0.113	0.094	0.016	0.008	0.061	0.006	0.137	1.000		3.6%
1974	0.299	0.297	0.109	0.105	0.017	0.003	0.016	0.010	0.146	1.000		7.2%
1975	0.298	0.290	0.109	0.117	0.016	0.003	0.012	0.012	0.143	1.000		4.4%
1976	0.292	0.270	0.096	0.132	0.015	0.003	0.029	0.011	0.152	1.000		15.8%
1977	0.278	0.273	0.088	0.135	0.016	0.004	0.065	0.010	0.131	1.000		3.6%
1978	0.281	0.285	0.097	0.152	0.016	0.005	0.016	0.011	0.137	1.000		7.0%
1979	0.258	0.258	0.094	0.145	0.015	0.005	0.074	0.009	0.141	1.000		13.2%
1980	0.260	0.273	0.105	0.160	0.018	0.005	0.009	0.008	0.162	1.000		7.0%
1981	0.255	0.267	0.101	0.154	0.018	0.006	0.025	0.008	0.166	1.000		4.7%
1982	0.246	0.262	0.107	0.153	0.017	0.006	0.025	0.008	0.175	1.000		13.2%
1983	0.241	0.259	0.100	0.154	0.017	0.006	0.061	0.008	0.156	1.000		3.5%
1984	0.234	0.258	0.103	0.147	0.017	0.006	0.044	0.008	0.184	1.000		2.9%
1985	0.232	0.253	0.105	0.145	0.016	0.005	0.043	0.007	0.194	1.000		9.9%
1986	0.237	0.252	0.104	0.141	0.015	0.005	0.036	0.006	0.203	1.000		5.2%
1987	0.241	0.247	0.111	0.138	0.015	0.005	0.033	0.007	0.203	1.000		6.5%
1988	0.254	0.235	0.096	0.141	0.016	0.005	0.045	0.008	0.200	1.000		-0.8%
1989	0.234	0.233	0.097	0.136	0.016	0.005	0.027	0.008	0.244	1.000		-5.2%
1990	0.232	0.231	0.101	0.129	0.016	0.005	0.026	0.008	0.252	1.000		4.1%
1991	0.232	0.243	0.111	0.121	0.016	0.004	0.020	0.008	0.245	1.000		5.2%
1992	0.238	0.250	0.122	0.122	0.015	0.004	0.009	0.007	0.233	1.000		6.0%
1993	0.234	0.262	0.128	0.123	0.014	0.004	0.005	0.006	0.223	1.000		4.5%
1994	0.232	0.269	0.126	0.122	0.013	0.004	0.014	0.006	0.214	1.000		9.3%
1995	0.234	0.277	0.127	0.128	0.015	0.004	0.004	0.005	0.207	1.000		4.7%
1996	0.227	0.274	0.123	0.129	0.016	0.004	0.007	0.005	0.214	1.000		3.3%
1997	0.220	0.278	0.111	0.119	0.015	0.006	0.023	0.004	0.224	1.000		10.4%
1998	0.234	0.312	0.114	0.111	0.015	0.004	0.000	0.000	0.210	1.000		2.8%
1999	0.233	0.324	0.117	0.109	0.015	0.002	0.000	0.000	0.200	1.000		3.9%
2000	0.225	0.316	0.102	0.109	0.011	0.002	0.026	0.000	0.209	1.000		3.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.028	0.001	0.186	1.000		8.0%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.026	0.002	0.186	1.000		2.2%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.026	0.001	0.168	1.000		3.0%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.026	0.001	0.150	1.000		4.8%
2005	0.262	0.381	0.060	0.112	0.019	0.001	0.026	0.001	0.137	1.000		2.3%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.025	0.001	0.133	1.000		2.6%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.024	0.001	0.123	1.000		5.4%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.022	0.002	0.123	1.000		3.9%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.024	0.000	0.130	1.000		8.4%
2010	0.271	0.364	0.088	0.103	0.018	0.001	0.029	0.000	0.126	1.000		5.9%
2011	0.270	0.373	0.085	0.100	0.018	0.001	0.027	0.000	0.127	1.000		5.2%
2012	0.269	0.380	0.082	0.098	0.018	0.001	0.026	0.000	0.126	1.000		7.8%
2013	0.273	0.381	0.081	0.096	0.019	0.001	0.026	0.000	0.123	1.000		4.2%
2014	0.276	0.378	0.075	0.093	0.019	0.001	0.028	0.000	0.129	1.000		4.1%
2015	0.273	0.381	0.067	0.094	0.018	0.001	0.024	0.000	0.142	1.000		7.2%
2016	0.274	0.385	0.069	0.096	0.019	0.001	0.020	0.000	0.136	1.000		0.4%
2017	0.270	0.390	0.065	0.096	0.018	0.001	0.020	0.000	0.140	1.000		4.7%
2018	0.264	0.394	0.062	0.095	0.018	0.000	0.026	0.000	0.140	1.000		6.1%
2019	0.259	0.398	0.059	0.094	0.018	0.000	0.037	0.000	0.134	1.000		5.6%
2020	0.252	0.402	0.056	0.094	0.018	0.000	0.043	0.000	0.134	1.000		5.9%
2021	0.247	0.408	0.054	0.093	0.018	0.000	0.044	0.000	0.135	1.000		5.5%
2022	0.242	0.416	0.053	0.094	0.018	0.000	0.043	0.000	0.133	1.000		4.9%
2023	0.237	0.423	0.052	0.094	0.018	0.000	0.048	0.000	0.128	1.000		5.3%
2024	0.232	0.430	0.050	0.095	0.018	0.000	0.048	0.000	0.127	1.000		5.3%
2025	0.227	0.438	0.049	0.095	0.018	0.000	0.047	0.000	0.126	1.000		5.2%
2026	0.222	0.447	0.048	0.096	0.018	0.000	0.045	0.000	0.125	1.000		5.1%
2027	0.216	0.455	0.047	0.097	0.018	0.000	0.043	0.000	0.124	1.000		5.1%
2028	0.211	0.464	0.045	0.097	0.018	0.000	0.041	0.000	0.123	1.000		5.1%
2029	0.206	0.471	0.044	0.098	0.018	0.000	0.039	0.000	0.124	1.000		5.3%
2030	0.200	0.479	0.043	0.098	0.018	0.000	0.037	0.000	0.125	1.000		5.3%
2031	0.195	0.486	0.042	0.098	0.018	0.000	0.035	0.000	0.126	1.000		5.3%

*CPE*

**CUADRO No. 24  
PARTICIPACION SECTORIAL EN EL PRONOSTICO DE ENERGIA ELECTRICA DE PANAMA  
ESCENARIO ALTO**

**AÑOS 2017 -2031  
ESCENARIO ALTO**

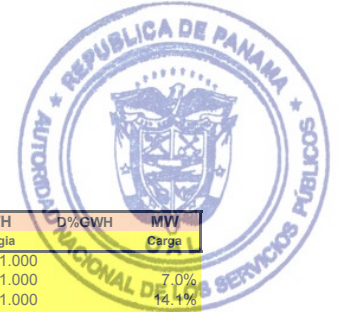


AÑO	GWHRES		GWHCOM		GWHIND		GWHOFI		GWHALU		GWHAUT		GWHBLQ		GWHOTR		GWHPER		GWH	D%GWH	MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado public	Autoconsumo	Bloque	Otros	Perdidas	Energia	Carga										
1970	0.261	0.278	0.120	0.087	0.017	0.011	0.104	0.009	0.114	1.000									1.000		7.0%
1971	0.296	0.286	0.129	0.092	0.019	0.011	0.060	0.009	0.098	1.000									1.000		14.1%
1972	0.307	0.279	0.117	0.106	0.019	0.009	0.040	0.010	0.113	1.000									1.000		3.6%
1973	0.296	0.270	0.113	0.094	0.016	0.008	0.061	0.006	0.137	1.000									1.000		7.2%
1974	0.299	0.297	0.109	0.105	0.017	0.003	0.016	0.010	0.146	1.000									1.000		4.4%
1975	0.298	0.290	0.109	0.117	0.016	0.003	0.012	0.012	0.143	1.000									1.000		15.8%
1976	0.292	0.270	0.096	0.132	0.015	0.003	0.029	0.011	0.152	1.000									1.000		3.6%
1977	0.278	0.273	0.088	0.135	0.016	0.004	0.065	0.010	0.131	1.000									1.000		7.0%
1978	0.281	0.285	0.097	0.152	0.016	0.005	0.016	0.011	0.137	1.000									1.000		13.2%
1979	0.258	0.258	0.094	0.145	0.015	0.005	0.074	0.009	0.141	1.000									1.000		7.0%
1980	0.260	0.273	0.105	0.160	0.018	0.005	0.009	0.008	0.162	1.000									1.000		4.7%
1981	0.255	0.267	0.101	0.154	0.018	0.006	0.025	0.008	0.166	1.000									1.000		13.2%
1982	0.246	0.262	0.107	0.153	0.017	0.006	0.025	0.008	0.175	1.000									1.000		3.5%
1983	0.241	0.259	0.100	0.154	0.017	0.006	0.061	0.008	0.156	1.000									1.000		2.9%
1984	0.234	0.258	0.103	0.147	0.017	0.006	0.044	0.008	0.184	1.000									1.000		9.9%
1985	0.232	0.253	0.105	0.145	0.016	0.005	0.043	0.007	0.194	1.000									1.000		5.2%
1986	0.237	0.252	0.104	0.141	0.015	0.005	0.036	0.006	0.203	1.000									1.000		6.5%
1987	0.241	0.247	0.111	0.138	0.015	0.005	0.033	0.007	0.203	1.000									1.000		-0.8%
1988	0.254	0.235	0.096	0.141	0.016	0.005	0.045	0.008	0.200	1.000									1.000		-5.2%
1989	0.234	0.233	0.097	0.136	0.016	0.005	0.027	0.008	0.244	1.000									1.000		4.1%
1990	0.232	0.231	0.101	0.129	0.016	0.005	0.026	0.008	0.252	1.000									1.000		5.2%
1991	0.232	0.243	0.111	0.121	0.016	0.004	0.020	0.008	0.245	1.000									1.000		6.0%
1992	0.238	0.250	0.122	0.122	0.015	0.004	0.009	0.007	0.233	1.000									1.000		4.5%
1993	0.234	0.262	0.128	0.123	0.014	0.004	0.005	0.006	0.223	1.000									1.000		9.3%
1994	0.232	0.269	0.126	0.122	0.013	0.004	0.014	0.006	0.214	1.000									1.000		4.7%
1995	0.234	0.277	0.127	0.128	0.015	0.004	0.004	0.005	0.207	1.000									1.000		3.3%
1996	0.227	0.274	0.123	0.129	0.016	0.004	0.007	0.005	0.214	1.000									1.000		10.4%
1997	0.220	0.278	0.111	0.119	0.015	0.006	0.023	0.004	0.224	1.000									1.000		2.8%
1998	0.234	0.312	0.114	0.111	0.015	0.004	0.000	0.000	0.210	1.000									1.000		3.9%
1999	0.233	0.324	0.117	0.109	0.015	0.002	0.000	0.000	0.200	1.000									1.000		3.0%
2000	0.225	0.316	0.102	0.109	0.011	0.002	0.026	0.000	0.209	1.000									1.000		8.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.028	0.001	0.186	1.000									1.000		2.2%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.026	0.002	0.186	1.000									1.000		3.0%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.026	0.001	0.168	1.000									1.000		4.8%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.026	0.001	0.150	1.000									1.000		2.3%
2005	0.262	0.381	0.060	0.112	0.019	0.001	0.026	0.001	0.137	1.000									1.000		2.6%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.025	0.001	0.133	1.000									1.000		5.4%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.024	0.001	0.123	1.000									1.000		3.9%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.022	0.002	0.123	1.000									1.000		8.4%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.024	0.000	0.130	1.000									1.000		5.9%
2010	0.271	0.364	0.088	0.103	0.018	0.001	0.029	0.000	0.126	1.000									1.000		5.2%
2011	0.270	0.373	0.085	0.100	0.018	0.001	0.027	0.000	0.127	1.000									1.000		7.8%
2012	0.269	0.380	0.082	0.098	0.018	0.001	0.026	0.000	0.126	1.000									1.000		4.2%
2013	0.273	0.381	0.081	0.096	0.019	0.001	0.026	0.000	0.123	1.000									1.000		4.1%
2014	0.276	0.378	0.075	0.093	0.019	0.001	0.028	0.000	0.129	1.000									1.000		7.2%
2015	0.273	0.381	0.067	0.094	0.018	0.001	0.024	0.000	0.142	1.000									1.000		0.4%
2016	0.274	0.385	0.069	0.096	0.019	0.001	0.020	0.000	0.136	1.000									1.000		6.0%
2017	0.267	0.386	0.065	0.095	0.018	0.001	0.026	0.000	0.143	1.000									1.000		5.9%
2018	0.262	0.391	0.061	0.094	0.018	0.001	0.030	0.000	0.143	1.000									1.000		5.6%
2019	0.256	0.395	0.058	0.094	0.019	0.001	0.040	0.000	0.137	1.000									1.000		5.4%
2020	0.251	0.401	0.056	0.094	0.019	0.001	0.046	0.000	0.133	1.000									1.000		5.8%
2021	0.244	0.406	0.054	0.093	0.019	0.001	0.049	0.000	0.133	1.000									1.000		5.3%
2022	0.239	0.413	0.052	0.094	0.020	0.000	0.047	0.000	0.134	1.000									1.000		5.1%
2023	0.234	0.421	0.051	0.094	0.020	0.000	0.051	0.000	0.127	1.000									1.000		5.3%
2024	0.229	0.429	0.049	0.095	0.021	0.000	0.048	0.000	0.128	1.000									1.000		5.2%
2025	0.224	0.437	0.049	0.095	0.021	0.000	0.047	0.000	0.126	1.000									1.000		5.1%
2026	0.219	0.445	0.048	0.096	0.022	0.000	0.045	0.000	0.124	1.000									1.000		5.8%
2027	0.212	0.451	0.046	0.096	0.022	0.000	0.049	0.000	0.122	1.000									1.000		5.3%
2028	0.207	0.459	0.045	0.097	0.023	0.000	0.049	0.000	0.120	1.000									1.000		5.3%
2029	0.201	0.466	0.044	0.097	0.023	0.000	0.047	0.000	0.120	1.000									1.000		5.3%
2030	0.196	0.474	0.042	0.098	0.024	0.000	0.045	0.000	0.121	1.000									1.000		5.3%
2031	0.191	0.481	0.041	0.098	0.025	0.000	0.042	0.000	0.122	1.000									1.000		5.3%

*Handwritten signature or mark.*

**CUADRO No. 25  
PARTICIPACION SECTORIAL EN EL PRONOSTICO DE ENERGIA ELECTRICA DE PANAMA  
ESCENARIO BAJO**

**AÑOS 2017 -2031  
ESCENARIO BAJO**



AÑO	GWHRES Residencial	GWHCOM Comercial	GWHIND Industrial	GWHOFI Oficial	GWHALU Municipal público	GWHAUT Autoconsumo	GWHBLQ Bloque	GWHOTR Otros	GWHPER Perdidas	GWH Energía	D%GWH	MW Carga
1970	0.261	0.278	0.120	0.087	0.017	0.011	0.104	0.009	0.114	1.000		
1971	0.296	0.286	0.129	0.092	0.019	0.011	0.060	0.009	0.098	1.000		7.0%
1972	0.307	0.279	0.117	0.106	0.019	0.009	0.040	0.010	0.113	1.000		14.1%
1973	0.296	0.270	0.113	0.094	0.016	0.008	0.061	0.006	0.137	1.000		3.6%
1974	0.299	0.297	0.109	0.105	0.017	0.003	0.016	0.010	0.146	1.000		7.2%
1975	0.298	0.290	0.109	0.117	0.016	0.003	0.012	0.012	0.143	1.000		4.4%
1976	0.292	0.270	0.096	0.132	0.015	0.003	0.029	0.011	0.152	1.000		15.8%
1977	0.278	0.273	0.088	0.135	0.016	0.004	0.065	0.010	0.131	1.000		3.6%
1978	0.281	0.285	0.097	0.152	0.016	0.005	0.016	0.011	0.137	1.000		7.0%
1979	0.258	0.258	0.094	0.145	0.015	0.005	0.074	0.009	0.141	1.000		13.2%
1980	0.260	0.273	0.105	0.160	0.018	0.005	0.009	0.008	0.162	1.000		7.0%
1981	0.255	0.267	0.101	0.154	0.018	0.006	0.025	0.008	0.166	1.000		4.7%
1982	0.246	0.262	0.107	0.153	0.017	0.006	0.025	0.008	0.175	1.000		13.2%
1983	0.241	0.259	0.100	0.154	0.017	0.006	0.061	0.008	0.156	1.000		3.5%
1984	0.234	0.258	0.103	0.147	0.017	0.006	0.044	0.008	0.184	1.000		2.9%
1985	0.232	0.253	0.105	0.145	0.016	0.005	0.043	0.007	0.194	1.000		9.9%
1986	0.237	0.252	0.104	0.141	0.015	0.005	0.036	0.006	0.203	1.000		5.2%
1987	0.241	0.247	0.111	0.138	0.015	0.005	0.033	0.007	0.203	1.000		6.5%
1988	0.254	0.235	0.096	0.141	0.016	0.005	0.045	0.008	0.200	1.000		-0.8%
1989	0.234	0.233	0.097	0.136	0.016	0.005	0.027	0.008	0.244	1.000		-5.2%
1990	0.232	0.231	0.101	0.129	0.016	0.005	0.026	0.008	0.252	1.000		4.1%
1991	0.232	0.243	0.111	0.121	0.016	0.004	0.020	0.008	0.245	1.000		5.2%
1992	0.238	0.250	0.122	0.122	0.015	0.004	0.009	0.007	0.233	1.000		6.0%
1993	0.234	0.262	0.128	0.123	0.014	0.004	0.005	0.006	0.223	1.000		4.5%
1994	0.232	0.269	0.126	0.122	0.013	0.004	0.014	0.006	0.214	1.000		9.3%
1995	0.234	0.277	0.127	0.128	0.015	0.004	0.004	0.005	0.207	1.000		4.7%
1996	0.227	0.274	0.123	0.129	0.016	0.004	0.007	0.005	0.214	1.000		3.3%
1997	0.220	0.278	0.111	0.119	0.015	0.006	0.023	0.004	0.224	1.000		10.4%
1998	0.234	0.312	0.114	0.111	0.015	0.004	0.000	0.000	0.210	1.000		2.8%
1999	0.233	0.324	0.117	0.109	0.015	0.002	0.000	0.000	0.200	1.000		3.9%
2000	0.225	0.316	0.102	0.109	0.011	0.002	0.026	0.000	0.209	1.000		3.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.028	0.001	0.186	1.000		8.0%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.026	0.002	0.186	1.000		2.2%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.026	0.001	0.168	1.000		3.0%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.026	0.001	0.150	1.000		4.8%
2005	0.262	0.381	0.060	0.112	0.019	0.001	0.026	0.001	0.137	1.000		2.3%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.025	0.001	0.133	1.000		2.6%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.024	0.001	0.123	1.000		5.4%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.022	0.002	0.123	1.000		3.9%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.024	0.000	0.130	1.000		8.4%
2010	0.271	0.364	0.088	0.103	0.018	0.001	0.029	0.000	0.126	1.000		5.9%
2011	0.270	0.373	0.085	0.100	0.018	0.001	0.027	0.000	0.127	1.000		5.2%
2012	0.269	0.380	0.082	0.098	0.018	0.001	0.026	0.000	0.126	1.000		7.8%
2013	0.273	0.381	0.081	0.096	0.019	0.001	0.026	0.000	0.123	1.000		4.2%
2014	0.276	0.378	0.075	0.093	0.019	0.001	0.028	0.000	0.129	1.000		4.1%
2015	0.273	0.381	0.067	0.094	0.018	0.001	0.024	0.000	0.142	1.000		7.2%
2016	0.274	0.385	0.069	0.096	0.019	0.001	0.020	0.000	0.136	1.000		0.4%
2017	0.270	0.390	0.065	0.096	0.018	0.001	0.020	0.000	0.140	1.000		4.6%
2018	0.265	0.394	0.061	0.095	0.018	0.000	0.026	0.000	0.140	1.000		5.9%
2019	0.263	0.403	0.059	0.095	0.018	0.000	0.025	0.000	0.136	1.000		4.2%
2020	0.256	0.405	0.056	0.094	0.018	0.000	0.041	0.000	0.130	1.000		6.2%
2021	0.251	0.412	0.054	0.094	0.018	0.000	0.041	0.000	0.131	1.000		5.2%
2022	0.245	0.418	0.052	0.094	0.017	0.000	0.042	0.000	0.131	1.000		5.4%
2023	0.242	0.427	0.051	0.095	0.017	0.000	0.041	0.000	0.126	1.000		4.5%
2024	0.235	0.432	0.050	0.094	0.017	0.000	0.045	0.000	0.126	1.000		5.8%
2025	0.231	0.441	0.049	0.095	0.017	0.000	0.043	0.000	0.124	1.000		4.9%
2026	0.225	0.449	0.048	0.095	0.017	0.000	0.043	0.000	0.122	1.000		5.2%
2027	0.220	0.457	0.047	0.096	0.017	0.000	0.042	0.000	0.120	1.000		5.1%
2028	0.215	0.466	0.046	0.097	0.017	0.000	0.041	0.000	0.118	1.000		4.9%
2029	0.210	0.474	0.044	0.097	0.017	0.000	0.039	0.000	0.119	1.000		5.2%
2030	0.204	0.481	0.043	0.097	0.017	0.000	0.037	0.000	0.120	1.000		5.2%
2031	0.199	0.489	0.042	0.098	0.016	0.000	0.035	0.000	0.120	1.000		5.2%

*CPE*



## REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2017-2027 (MW)

PRONÓSTICO MEDIO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>TOTAL GENERACIÓN</b>	<b>1,653.37</b>	<b>1,746.63</b>	<b>1,842.71</b>	<b>1,945.22</b>	<b>2,042.56</b>	<b>2,135.14</b>	<b>2,241.17</b>	<b>2,350.50</b>	<b>2,460.26</b>	<b>2,571.82</b>	<b>2,687.91</b>
<b>CARGA DEL SISTEMA (MW)</b>	<b>1,529.47</b>	<b>1,596.94</b>	<b>1,657.97</b>	<b>1,733.09</b>	<b>1,792.15</b>	<b>1,849.15</b>	<b>1,911.79</b>	<b>1,975.66</b>	<b>2,049.07</b>	<b>2,123.81</b>	<b>2,203.39</b>
<b>CARGA DEL SISTEMA + MINERA (MW)</b>	<b>1,532.47</b>	<b>1,668.94</b>	<b>1,859.97</b>	<b>1,945.09</b>	<b>2,004.15</b>	<b>2,061.15</b>	<b>2,123.79</b>	<b>2,187.66</b>	<b>2,261.07</b>	<b>2,335.81</b>	<b>2,415.39</b>
<b>CARGA DE MINERA PANAMÁ (MW)</b>	<b>3.00</b>	<b>72.00</b>	<b>202.00</b>	<b>212.00</b>	<b>212.00</b>	<b>212.00</b>	<b>212.00</b>	<b>212.00</b>	<b>212.00</b>	<b>212.00</b>	<b>212.00</b>

ENSA	COD.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Tocumen (incluye Vipasa)	TOC	60.73	62.24	67.26	71.80	70.29	71.55	72.84	74.12	75.19	76.35	77.26
Cerro Viento	CVI	72.13	74.01	79.39	85.94	80.41	81.48	82.58	83.78	84.67	85.50	86.30
Santa María	SMA	77.71	82.83	86.41	90.91	93.38	95.31	96.65	98.08	99.56	101.17	102.97
Monte Oscuro	MOS	80.97	55.20	54.38	53.31	52.01	51.61	51.29	50.84	50.29	49.79	50.10
Tinajitas	TIN	57.26	59.50	61.76	64.08	55.26	56.03	55.43	56.07	56.68	57.26	57.79
Geehan	PAC	17.63	19.27	20.92	21.57	22.15	22.91	23.68	24.65	25.88	26.46	27.05
Chilibre (incluye el IDAAN)	CHI115	35.78	36.38	36.99	37.51	38.12	38.72	39.32	39.85	40.45	41.05	41.58
Calzada Larga	CLA13.8	7.97	8.40	8.82	9.24	9.67	10.09	10.51	10.93	11.36	11.78	12.20
France Field	FF13.8	62.19	65.29	67.84	59.03	61.97	63.61	66.23	67.97	71.93	77.22	83.37
Bahía Las Minas	L.M.13B	18.35	19.48	20.17	20.75	21.27	21.69	22.02	22.35	22.69	23.02	23.35
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	37.01	38.99	40.18	41.19	37.00	37.72	38.31	38.88	39.46	40.03	40.61
Nueva S/E Llano Bonito	LBO13	38.79	23.29	24.81	26.92	28.73	30.82	33.15	35.76	38.65	42.19	47.71
Nueva S/E 24 de Diciembre	24DIC13	37.36	38.75	40.45	42.00	43.35	44.90	46.11	47.53	48.79	50.14	51.20
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A		45.22	48.86	52.97	57.55	60.35	62.97	65.87	68.95	71.94	73.25
Nueva S/E Gonzalillo	GON13					22.08	24.37	27.03	29.30	31.73	35.01	39.31
Nueva S/E Cativá	CAT513				11.06	11.36	11.69	11.97	12.29	12.63	12.88	13.18
<b>TOTAL ENSA</b>		<b>603.87</b>	<b>628.87</b>	<b>658.25</b>	<b>688.30</b>	<b>704.58</b>	<b>722.84</b>	<b>740.09</b>	<b>758.28</b>	<b>778.90</b>	<b>801.78</b>	<b>827.24</b>

EDEMET		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	134.19	139.44	146.27	152.69	159.29	164.96	171.80	178.65	186.69	194.45	202.58
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	9.88	10.27	10.77	11.24	11.73	12.14	12.65	13.15	13.74	14.32	14.91
El Higo	EHIG34	36.34	37.66	39.55	41.53	43.15	44.66	46.51	48.44	50.57	52.65	54.85
Chorrera	CHO34	80.31	58.95	61.80	64.24	66.70	68.38	70.78	73.05	76.06	78.73	81.50
San Francisco	SFR	121.26	122.00	124.95	130.53	136.16	140.90	146.69	152.47	159.34	165.92	172.81
Locería	LOC	114.08	108.54	111.00	115.92	120.88	124.97	130.05	135.08	141.13	146.88	152.90
Marañón	MAR	91.40	84.97	86.84	90.68	94.54	97.71	101.65	105.56	110.27	114.74	119.42
Centro Bancario	CBA	81.14	80.32	82.22	85.89	89.58	92.68	96.47	100.26	104.77	109.08	113.59
El Coco	ECO34	19.21	20.13	21.16	22.26	22.77	23.90	24.96	26.14	27.16	28.39	29.66
Nueva S/E Burunga	BUR34	40.00	42.00	44.10	46.31	48.62	51.05	53.60	56.28	59.10	62.05	65.16
Nueva S/E Bella Vista	BVI13		28.00	29.40	30.87	32.41	34.03	35.74	37.52	39.40	41.37	43.44
Nueva S/E La Floresta	LAF13		10.20	10.20	10.21	10.61	11.13	11.62	12.12	12.56	13.08	13.60
Nueva S/E El Torno	TOR13		24.07	25.25	26.35	27.49	28.47	29.65	30.83	32.22	33.56	34.96
<b>TOTAL EDEMET</b>		<b>727.81</b>	<b>766.55</b>	<b>793.49</b>	<b>828.72</b>	<b>863.94</b>	<b>894.99</b>	<b>932.18</b>	<b>969.57</b>	<b>1013.01</b>	<b>1055.21</b>	<b>1099.38</b>

EDEMET (SERVICIO B)		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Miraflores	MIR44	23.65	24.58	25.78	26.91	28.07	29.07	30.28	31.49	32.90	34.27	35.70
Balboa	BAL44	15.50	15.52	16.13	16.92	17.66	18.43	19.08	19.87	20.67	21.60	22.49
Summit	SUM44	1.13	1.17	1.23	1.28	1.34	1.39	1.44	1.50	1.57	1.64	1.70
Gamboa	GAM2	1.10	1.15	1.20	1.25	1.31	1.35	1.41	1.47	1.53	1.60	1.66
Howard	HOW12	13.59	14.12	14.81	15.46	16.13	16.70	17.40	18.09	18.90	19.69	20.51
<b>TOTAL SERVICIO B</b>		<b>54.96</b>	<b>56.54</b>	<b>59.15</b>	<b>61.83</b>	<b>64.52</b>	<b>66.95</b>	<b>69.62</b>	<b>72.42</b>	<b>75.58</b>	<b>78.79</b>	<b>82.08</b>

EDECHI		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Caldera 115 KV	CAL115	0.15	0.16	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22	0.23
Progreso 34.5 KV	PRO34	13.37	14.05	14.83	15.57	16.30	17.07	17.89	18.71	19.67	20.61	21.60
Progreso 115 KV	PRO115	1.14	1.19	1.24	1.29	1.34	1.40	1.46	1.52	1.58	1.64	1.71
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	27.49	28.88	23.20	24.35	25.50	26.70	27.99	29.27	30.77	32.24	33.80
Nueva S/E San Cristobal	SAC34	17.43	18.32	19.34	20.30	21.26	22.26	23.34	24.41	25.66	26.88	28.18
Cañazas (PTP)	CAN34	1.68	1.77	1.87	1.96	2.05	2.15	2.25	2.36	2.48	2.59	2.72
Isla Colon - Changuinola	CHA34	14.67	12.39	13.09	13.74	14.38	15.06	15.79	16.51	17.36	18.19	19.06
Boqueron III	BOQ34	19.43	20.42	21.56	22.64	23.70	24.82	26.02	27.21	28.60	29.97	31.41
Veladero	VEL34			3.65	3.83	4.01	4.20	4.40	4.61	4.84	5.07	5.32
<b>TOTAL EDECHI</b>		<b>95.36</b>	<b>97.18</b>	<b>98.94</b>	<b>103.86</b>	<b>108.73</b>	<b>113.86</b>	<b>119.34</b>	<b>124.80</b>	<b>131.17</b>	<b>137.41</b>	<b>144.04</b>

## GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)

Grandes Clientes		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Cemex	CEMEX	24.31	24.54	24.78	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23
Argos	CPA115	8.38	8.41	8.44	8.21	8.22	8.36	8.40	8.43	8.26	8.44	8.49
Super 99 (total)	S99	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20
Contraloría	SFR	1.18	1.18	1.17	1.17	1.16	1.16	1.16	1.15	1.15	1.16	1.16
Gold Mills	LOC	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
AVIPAC	SMA	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Cemento Interoceánico	CHO34	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Embajada USA	CLA13.8	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34
CSS	MAR	3.37	3.44	3.51	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54
Vareal CIA	CVI	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
Vareal FAB	LSA115	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Sunstar (Hotel Bijao)	EHIG34	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82
<b>TOTAL Grandes Clientes</b>		<b>47.47</b>	<b>47.80</b>	<b>48.13</b>	<b>50.39</b>	<b>50.38</b>	<b>50.52</b>	<b>50.56</b>	<b>50.59</b>	<b>50.42</b>	<b>50.61</b>	<b>50.65</b>
<b>TOTAL Grandes Clientes Directos</b>		<b>32.69</b>	<b>32.96</b>	<b>33.22</b>	<b>35.44</b>	<b>35.45</b>	<b>35.60</b>	<b>35.63</b>	<b>35.66</b>	<b>35.49</b>	<b>35.68</b>	<b>35.73</b>

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>TOTAL GENERACIÓN Demanda Maxima</b>	<b>1,653.37</b>	<b>1,746.63</b>	<b>1,842.71</b>	<b>1,945.22</b>	<b>2,042.56</b>	<b>2,135.14</b>	<b>2,241.17</b>	<b>2,350.50</b>	<b>2,460.26</b>	<b>2,571.82</b>	<b>2,687.91</b>
<b>TOTAL GENERACIÓN Demanda Media</b>	<b>1,379.71</b>	<b>1,457.54</b>	<b>1,537.72</b>	<b>1,623.26</b>	<b>1,704.49</b>	<b>1,781.74</b>	<b>1,870.22</b>	<b>1,961.46</b>	<b>2,053.05</b>	<b>2,146.15</b>	<b>2,243.03</b>
<b>TOTAL GENERACIÓN Demanda Minima</b>	<b>1,018.24</b>	<b>1,075.68</b>	<b>1,134.85</b>	<b>1,197.98</b>	<b>1,257.93</b>	<b>1,314.95</b>	<b>1,380.25</b>	<b>1,447.58</b>	<b>1,515.17</b>	<b>1,583.88</b>	<b>1,655.38</b>

*Que*



**Plan de Expansión del Sistema  
Interconectado Nacional  
2017 – 2031**

**Tomo I  
Estudios Básicos**

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





# Costo Unitario de Líneas de Transmisión



300



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		14.28	0.00	14.28	14.28
2. Conductores y accesorios	1.00		42.79	0.00	42.79	42.79
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.21	0.00	0.21	0.21
4. OPGW y accesorios	1.00		0.73	0.00	0.73	0.73
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.34	0.00	5.34	5.34
5. Torres y accesorios	1.00		68.87	0.00	68.87	68.87
<b>Sub-Total Materiales</b>				<b>0.00</b>	<b>132.23</b>	<b>132.23</b>
6. Fundaciones	1.00	0.26		34.58		34.58
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.62		1.62
8. Montaje	1.00	0.28		36.40		36.40
<b>Total Costo Base</b>				<b>72.60</b>	<b>132.23</b>	<b>204.83</b>
9. Contingencias	0.10			7.26	13.22	20.48
10. Ingeniería y Administración	0.08			16.39		16.39
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.14		6.14
13. Inspección	0.05			10.24		10.24
14. Indemnización B/. * KM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			12.29		12.29
<b>COSTO TOTAL</b>				<b>142.42</b>	<b>145.45</b>	<b>287.88</b>