

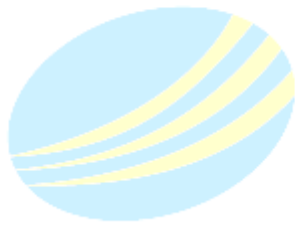
Plan de Expansión del Sistema  
Interconectado Nacional  
2017 – 2031

Respuesta a  
Comentarios y Observaciones al  
Tomo I  
Estudios Básicos

Gerencia de Planeamiento

JUNIO- 2017

PANAMÁ



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

## Tabla de Contenido

RESPUESTA A COMENTARIOS DE ENSA (NOTA VPPM-218-17) .....	4
RESPUESTA A COMENTARIOS DE ASEP (NOTA DSAN NO. 1476-17) .....	11

## RESPUESTA A COMENTARIOS DE ENSA (Nota VPPM-218-17)

### RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS DE ENSA PERTINENTES A LOS ESTUDIOS BÁSICOS PESIN 2017- 2031

#### Indicadores Eléctricos

- I. Como se explica desde la introducción de los Estudios Básicos, el Modelo desarrolla los pronósticos de energía eléctrica, por sectores de consumo, y totalizando el global de la demanda, entendiéndose por “demanda” el total de energía eléctrica requerida por el Sistema.

$$\text{Energía Requerida} = \text{Consumo (Ventas totales)} + \text{Perdidas}$$

Balance Energético es con la oferta del sistema para cubrir los requerimientos de electricidad demandados, en este caso

$$\text{Energía Eléctrica Disponible} = \text{Producción Neta}$$

La Potencia del sistema, en MW, o sea Demanda Máxima asociada a la energía eléctrica requerida, el Modelo utilizado por ETESA lo deriva por medio de la ecuación:

$$\text{DM(MW)} = \text{Energía Requerida (GWh)} \times 1000 / 8760 \text{ h /FC}$$

- II. El comentario es aceptado. La DM en el año 2016, sin ACP es 1618 MW, dato que será corregido en la página 19 del informe. Aunque con la última inclusión de la información histórica del 2000 – 2016 de la energía consumida por ACP, se ajusta el Modelo al permitir utilizar el parámetro de Demanda Máxima del CND, sin deducción.

#### Mega Proyectos Estatales

- III. La aseveración cuestionada en sus comentarios, ha sido mencionada desde las primeras referencias de este Proyecto. Como ejemplo, le indicamos una de las ultimas alusiones, la edición de La Prensa del 1 de febrero del 2016, en la sección Economía y Negocios, pág. 35A, sobre Transporte. En la que se resume la presentación del Ing. Roberto Roy, director general del Metro de Panamá, S.A., en el Foro Visión 2016, organizado por Martes Financiero, sobre “La actualización de la Red Maestra del Metro”, al año 2040. Información

base para la proyección de la demanda de energía eléctrica, por este servicio de transporte masivo.

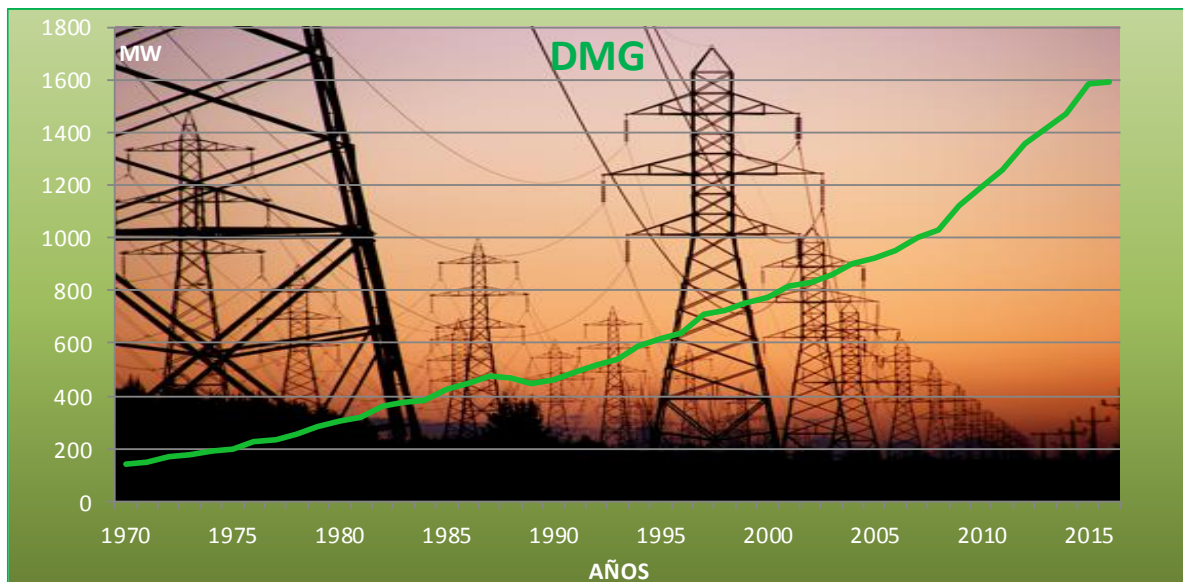
Con respecto a la Línea 3, la nota dice textualmente que el ing. Roy mencionó:

*“El gobierno llegó a un acuerdo con Japón para que provea el financiamiento de la Línea y una donación para contratar al gerente del proyecto, a cambio de utilizar tecnología japonesa”.*

## Gráficos

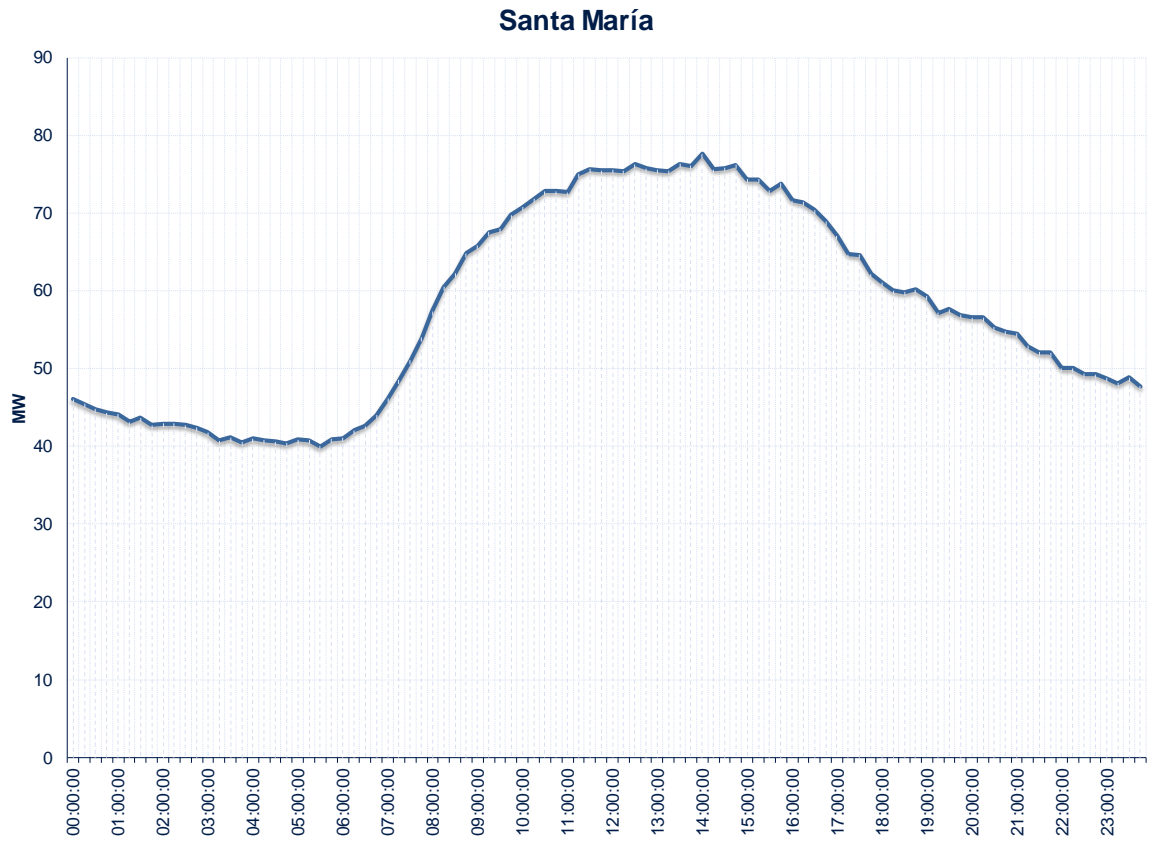
### I. Pág. 63, Grafico 17

Se acepta el comentario, adjunto grafica corregida la cual remplazara grafica anterior.



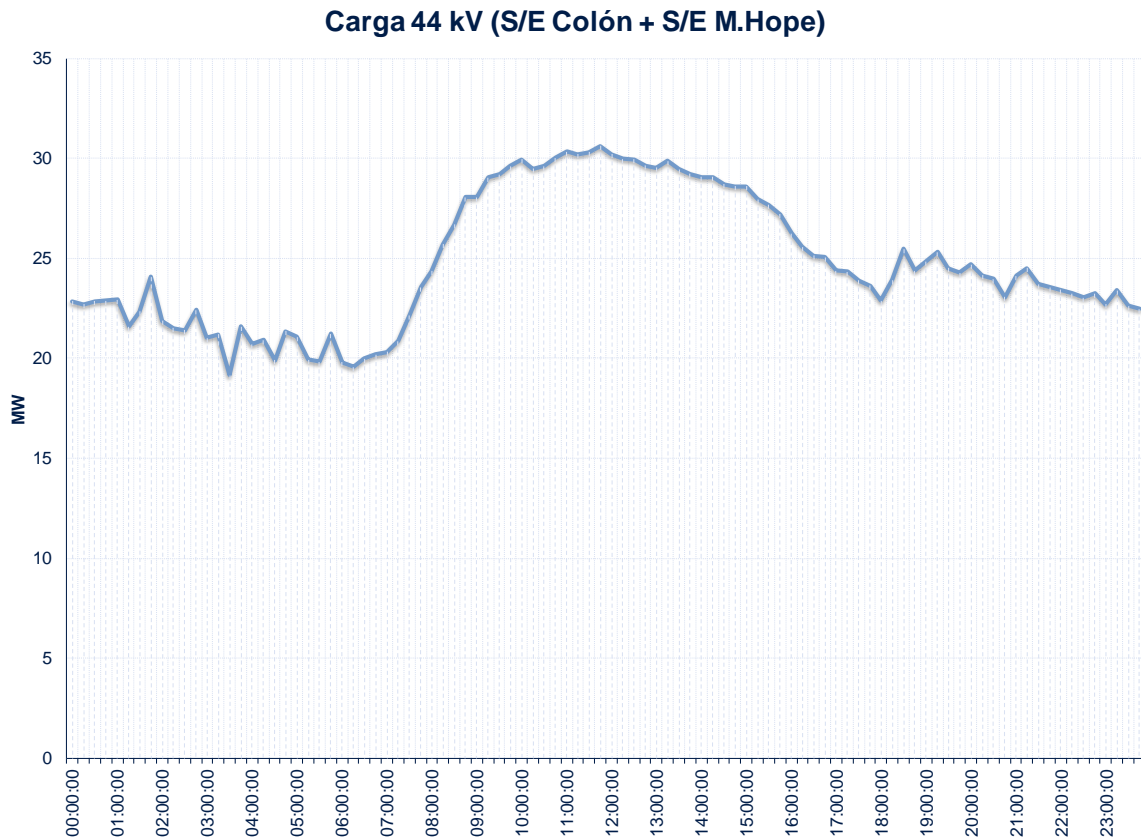
### II. Pág. 185, Grafico 50

Se acepta el comentario, adjunto grafica corregida la cual remplazara grafica anterior.



III. Pág. 182, Grafico 44

Se acepta el comentario, adjunto grafica corregida la cual remplazara grafica anterior. Adicionalmente se modifica el título del grafico a “Carga 44 kV (S/E Colón + S/E M.Hope)”



## TABLAS

### I. Página 96.

La actualización de la data del consumo potencial del área de Darién, suministrada por ENSA, que sería servida por la nueva L/T 230 kV, resulta en una diferencia anual de aproximadamente 10 GWh, en toda la serie 2020 -2033, no cambia las conclusiones del Informe de demanda.

Aunque, esta menor carga del área de Darién, justifica aún menos el proyecto de Línea de interconexión Chepo-Metetí, en 230 kV, ante extraños al sistema eléctrico de Panamá.

INTEGRACION DE DARIEN AL SIN		
SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA		
PROYECCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA		
ESCENARIO UNICO		
AÑO	GWh	Δ Anual %
2018	48.3	
2019	50.1	3.70%
2020	52.0	3.69%
2021	54.1	4.12%
2022	56.2	3.92%
2023	58.2	3.56%
2024	60.2	3.45%
2025	62.2	3.32%
2026	64.2	3.23%
2027	66.2	3.11%
2028	68.3	3.03%
2029	70.2	2.92%
2030	72.3	2.86%
2031	74.3	2.78%
2032	76.3	2.68%
2033	78.3	2.65%
TASA ANUAL		
2018-2025		3.68%
2026-2033		2.86%
2018-2033		3.27%

FUENTE: ENSA

Cuando ETESA, hace mención “*es posible que estas cifras no reflejen la demanda real del servicio*”, es con el fin de que se considere en el futuro inmediato, la demanda subyacente, o potencial que se presentara en el área ante la posibilidad de una oferta ampliada del servicio eléctrico.

La última revisión cronológica de la expansión de SIN hacia el Darién, se dio a finales del mes de abril del presente año, en la cual se estableció la continuación del proyecto, postergando su fecha de entrada del 2020 a junio del 2022.

El comentario con respecto a los datos estimados por los Estudios Básicos para el año 2016, de que los 10,205.4 GWh, están muy por encima de los datos reales, no es aceptado. Esto se verifica en el actualizado informe estadístico de SNE, con cifras reales compiladas de ventas y perdidas de energía para el año 2016, de 10,278 GWh. Este último global, incluye 77.2 GWh de los Sistemas Aislados.

Por otro lado, la tabla de consumo presentada por ENSA, no está completa, solo incluye las cifras de ENSA Y EDEMET, la información proviene documento Informe Indicativo de Demanda de las tablas de consumidores\_ IDD\_20172037\_Adenda\_2, emitido en enero del 2017 por el CND. Curiosamente, en la tabla presentada por ENSA, no se incluyen los consumos deducidos en esa Adenda de dos nuevos Grande Clientes, MIT y Cable Onda, por unos 49.2 GWh.



Adicionalmente, no se incluyeron en esa tabla presentada por ENSA, los consumos de EDECHI y de los Grandes Consumidores, cuyo consumo fue deducido los pronósticos de las Concesionarias de Distribución, desde el primer Informe Indicativo de Demanda 2017-2037, emitido en septiembre del 2016.

Adjunto Tabla consolidada de consumo de energía eléctrica, presentada en por las concesionarias distribuidoras, para el informe de septiembre del 2016.

**Tabla #1**  
**DATOS PARA EL INFORME INDICATIVO DE DEMANDA**  
**PROYECCIONES - DATOS**

**PARTICIPANTE CONSUMIDOR:** CONSUMO GLOBAL (EDEMET, ENSA, EDECHI y GRANDES CLIENTES)

PERIODO:	2017	---	2037											
	ENERGÍA (MWh)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL	
AÑO 1	2017	837,420	771,228	864,514	858,778	864,133	832,736	875,265	868,466	833,014	865,547	812,496	891,207	10,176,823
AÑO 2	2018	879,745	808,679	904,498	902,004	902,739	869,831	915,215	907,843	871,171	905,636	849,089	933,676	10,652,145
AÑO 3	2019	919,699	846,872	946,214	941,657	948,107	913,477	959,454	951,630	911,481	948,275	886,886	978,981	11,154,750
AÑO 4	2020	960,484	900,513	989,359	985,773	993,403	955,404	998,829	993,408	951,486	989,079	925,180	1,023,557	11,668,496
AÑO 5	2021	1,007,875	926,454	1,038,400	1,034,206	1,039,415	997,965	1,044,973	1,038,133	995,053	1,034,044	968,828	1,067,163	12,194,530
AÑO 6	2022	1,051,567	967,252	1,083,785	1,078,453	1,084,278	1,043,502	1,094,949	1,087,098	1,041,819	1,083,186	1,014,511	1,118,307	12,750,731
AÑO 7	2023	1,100,216	1,011,826	1,133,634	1,128,400	1,134,339	1,091,416	1,144,921	1,136,827	1,089,304	1,132,688	1,060,453	1,169,977	13,336,025
AÑO 8	2024	1,147,429	1,076,519	1,182,699	1,176,884	1,183,978	1,138,893	1,194,125	1,185,887	1,136,019	1,181,324	1,105,712	1,220,622	13,932,115
AÑO 9	2025	1,200,553	1,103,937	1,237,866	1,231,725	1,238,958	1,191,483	1,248,798	1,240,471	1,188,358	1,235,632	1,156,728	1,276,876	14,553,409
AÑO 10	2026	1,254,727	1,153,884	1,293,949	1,287,223	1,294,362	1,244,755	1,305,188	1,296,208	1,241,801	1,291,255	1,208,972	1,334,014	15,208,364
AÑO 11	2027	1,310,768	1,205,504	1,351,968	1,344,658	1,352,231	1,300,780	1,364,234	1,354,774	1,297,801	1,349,623	1,263,476	1,394,553	15,892,396
AÑO 12	2028	1,367,927	1,283,091	1,411,108	1,403,370	1,411,336	1,357,515	1,423,641	1,413,823	1,354,262	1,408,395	1,318,382	1,455,509	16,610,387
AÑO 13	2029	1,431,484	1,316,477	1,476,970	1,468,625	1,477,043	1,420,682	1,489,733	1,479,522	1,417,120	1,473,797	1,379,591	1,523,197	17,356,272
AÑO 14	2030	1,496,414	1,376,167	1,544,238	1,535,313	1,544,036	1,485,096	1,557,307	1,546,644	1,481,378	1,540,653	1,442,196	1,592,362	18,143,835
AÑO 15	2031	1,564,513	1,438,826	1,614,761	1,605,191	1,614,257	1,552,680	1,628,311	1,617,112	1,548,821	1,610,856	1,507,899	1,664,968	18,970,227
AÑO 16	2032	1,633,591	1,532,102	1,686,298	1,676,107	1,685,617	1,621,346	1,700,420	1,688,715	1,617,315	1,682,165	1,574,578	1,738,845	19,839,132
AÑO 17	2033	1,710,900	1,573,464	1,766,364	1,755,460	1,765,415	1,698,120	1,780,852	1,768,627	1,693,798	1,761,744	1,649,054	1,821,186	20,747,017
AÑO 18	2034	1,790,373	1,646,557	1,848,665	1,837,049	1,847,465	1,777,040	1,863,657	1,850,870	1,772,487	1,843,652	1,725,694	1,905,977	21,711,520
AÑO 19	2035	1,873,597	1,723,104	1,934,861	1,922,488	1,933,371	1,859,676	1,950,377	1,936,989	1,854,898	1,929,425	1,805,954	1,994,754	22,721,530
AÑO 20	2036	1,958,308	1,836,462	2,022,586	2,009,460	2,020,847	1,943,809	2,038,736	2,024,725	1,938,838	2,016,800	1,887,683	2,085,236	23,785,527
AÑO 21	2037	2,053,250	1,888,371	2,120,913	2,106,908	2,118,838	2,038,110	2,137,611	2,122,939	2,032,830	2,114,613	1,979,218	2,186,453	24,902,090

## RESPUESTA A COMENTARIOS DE ASEP (Nota DSAN No. 1476-17)

1. El documento “Definición de las Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional” dictados por la Secretaría Nacional de Energía para el PESIN 2017, y remitidos a ETESA mediante Nota No. SNE 011-17 fechada 6 de enero de 2017, indica en el numeral II Lineamientos Generales, Literal D lo siguiente:

### “D. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe incluir todos los tipos de proyecto, tanto térmicos como renovables, de manera que, en primera instancia, se tenga seguridad de suministro, y luego que esta sea al menor costo posible; procurando:
  - a. Considerar los proyectos renovables más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.
  - b. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando la última tecnología de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes.
2. Pronóstico de Precios de los Combustibles
  - a. Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2017:
    - Un escenario de precios base en torno a los 53,50 US\$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.
    - Un escenario de precios altos en torno a los 64,20 US\$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.
    - Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
  - b. Los precios indicados para el Diesel Liviano, Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Gas Licuado de Petróleo (Propano) están referenciados a los precios Brent publicados por Platts del crudo de 53,50 y 64,20 US\$/barril respectivamente más US\$ 6,00/barril por transporte.

- c. Como pronóstico de los precios del Gas Natural Líquido (GNL) utilizados para generación térmica, deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2017:
- Un escenario de precios base en torno a los 3,55 US\$/10<sup>6</sup> BTU, más 5,75 US\$/10<sup>6</sup> BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.
  - Un escenario de precios altos en torno a los 4,26 US\$/10<sup>6</sup> BTU, más 5,75 US\$/10<sup>6</sup> BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.
  - Los precios indicados para el GNL están referenciados a los precios “Henry Hub”.
  - Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección del Henry Hub estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
- d. El plan debe evaluar la posibilidad de generación a base de carbón. Para el caso de Carbón, de 11600 BTU / 6450 cal/kgr, se utiliza un precio de 49,89 US\$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 59,87 US\$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 10,75 US\$/Ton por transporte.

<b><i>Escenario de Precios Base</i></b>	
- Crudo Brent publicados por Platts	53,50 US\$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	9,30 US\$/10 <sup>6</sup> BTU
- Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” para Generación Eléctrica (con transporte)	53,13 US\$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	80,03 US\$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	59,73 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	60,64 US\$/Ton

<b><i>Escenario de Precios Altos</i></b>	
- Crudo Brent publicados por Platts	64,20 US\$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	10,01 US\$/10 <sup>6</sup> BTU
- Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” para Generación Eléctrica (con transporte)	62,56 US\$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	94,83 US\$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	70,48 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	70,62 US\$/Ton

Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomará también el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE .

- e. Es importante reiterar las siguientes observaciones hechas por la propia Agencia Internacional de la Energía (EIA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con respecto a sus proyecciones:

*“Prices*

*EIA has endeavored to make these projections as objective, reliable, and useful as possible; however, they should serve as an adjunct to, not a substitute for, analytical processes in the examination of policy initiatives.”*

En otras palabras, hay que hacer el señalamiento de que la estimación de precios a futuro utilizando las proyecciones de la EIA/DOE implica un riesgo que no se puede precisar con certeza.”

Y tal como indica en dicho documento los escenarios de precios de combustibles indicados la SNE, fueron utilizados en la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Generación. Se incluye en el Anexo Tomo I – 5, las Políticas y Criterios presentados por le SNE.

2. Tabla 61 del Tomo I:

- a) El costo del ítem “Torre de Acero”, como lo indica su nombre, solo incluye el costo de la propia torre (acero). En un ítem separado se incluye el costo del conductor, que puede ser 750 ACAR, 1200 ACAR, 636 ACSR, etc. Concluimos que esto está claro al separar el costo total de la torre en varios ítems.
- b) Aunque el ítem “Sistema de Puesta a Tierra” está compuesto por: varillas de acero 5/8 x 10 pies, conductor de acero recubierto de cobre 3No.6 AWG, grapas para varilla de tierra, grapa paralela y conector de tierra. Este conjunto de materiales tiene un costo ínfimo comparado con el resto de los materiales de la línea (conductor, torres de acero, aisladores, etc.) por lo que no se incluye este desglose. Los proponentes en las licitaciones para este ítem dan un monto total para

la línea completa, bajo un ítem “materiales para puesta a tierra”, que generalmente es menos de 1% del costo de los materiales totales de la línea.

- c) Con respecto a la cantidad de torres por km, es bien sabido que la cantidad de torres de una línea depende mucho de la ruta, la topografía y los cambios de dirección de la misma, generalmente se trata de utilizar la mayor cantidad de torres de suspensión y de manera general, al hacer el cálculo final, la línea tendrá alrededor de 2.8 torres/km.
  - d) Todo lo anterior está considerado en los costos estimados de las líneas, por lo que no hay variaciones con respecto a lo entregado.
  - e) Por error de edición no se reemplazó la tabla 61. Se actualizará esta tabla en la nueva versión a entregar el 30 de junio.
3. Los porcentajes utilizados para montajes y obras civiles son muy similares ya sea para torres de circuitos sencillos o doble, estos valores en porcentajes han sido utilizados desde hace varios años y somos de la opinión de que no debe existir mucha diferencia, ya que las obras civiles y montajes son muy similares en ambos casos. Como estos son porcentajes con base a la totalidad de los materiales, obviamente serán más bajos los costos para circuito sencillo, ya que tiene menos materiales. En los años recientes (desde hace más de 10 años) ETESA no ha construido líneas de circuito sencillo.
4. El conductor 2338 ACAR fue una vez considerado para una nueva línea de transmisión, aunque ya no lo es. Se eliminará esta tabla del anexo. Con respecto a los costos para la línea de 500 KV, estos son costos estimados, para la futura cuarta línea de transmisión, considerando costos referenciales, ajustados por costo de materiales, tales como acero, aluminio y otros.

# RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS DE LA CONSULTORIA DE ASEP BA ENERGY SOLUTIONS 24 DE FEBRERO DE 2017

## ESTUDIOS BASICOS

### 2.1 PROYECCION DE DEMANDA

#### 2.1.1 Observaciones Generales

- Como se ha tratado de explicar anteriormente, el Modelo de Pronósticos PREEICA se basa en principio de auto regresión de los datos históricos de ventas de los cuatro sectores básicos de consumo: residencial, comercial, industrial y oficial(Gobierno). A la fecha, son 46 observaciones anuales, que globalmente han representado el 80% del consumo anual del sistema eléctrico nacional.

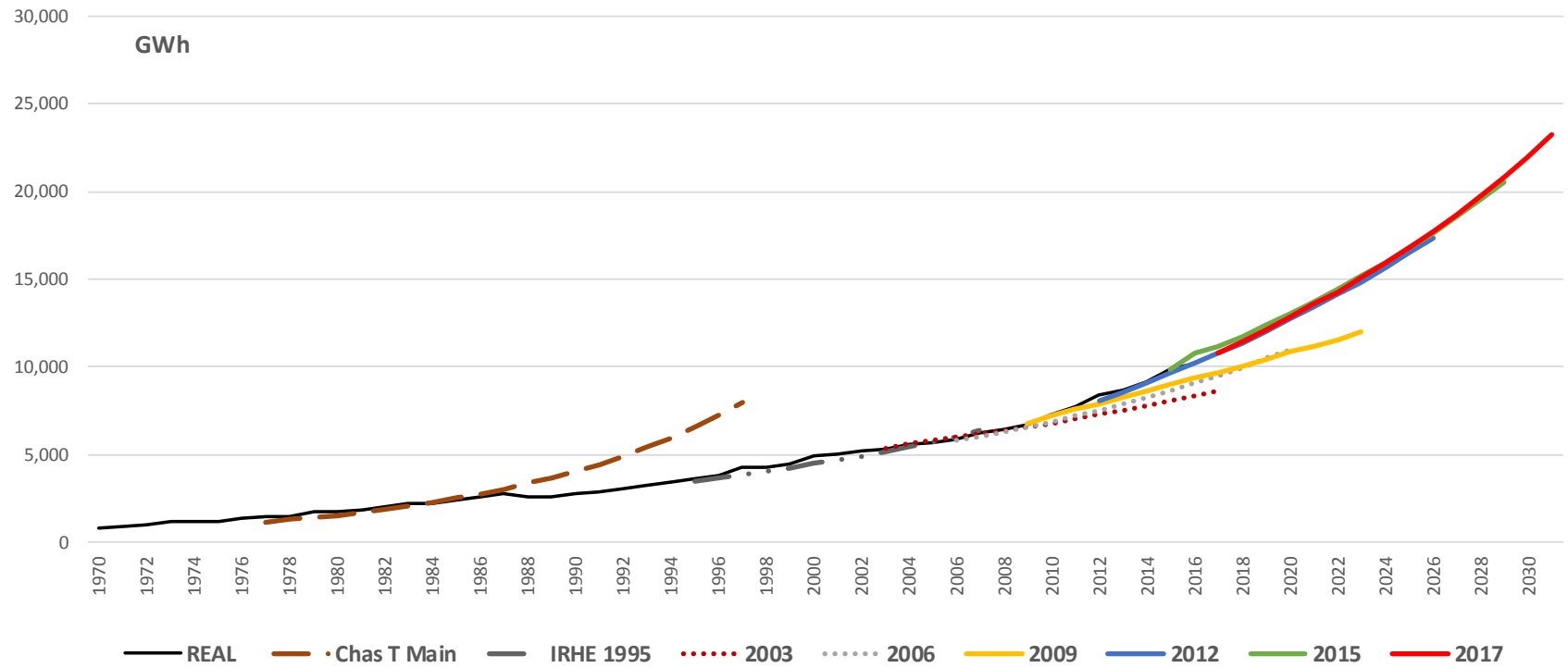
Las ecuaciones resultantes, que el Modelo desarrolló para pronosticar el consumo, están en función de varias variables explicativas, y de las ventas sectoriales del año anterior. En las ecuaciones, las ventas futuras de los sectores residencial y comercial, que representan por si solos el 65 % de las ventas globales, son directamente proporcionales en más de un 90% a las ventas del año anterior, de cada sector. Los sectores industrial y oficial son influenciados de la misma manera por las ventas del año anterior, aunque solo en un 60 y 75 %, respectivamente. Por otro lado, las otras variables explicativas de cada sector no muestran variaciones extremas, por lo cual el Modelo, presenta para estos sectores básicos un comportamiento creciente o sea una tendencia.

Por consiguiente, los ensayos con escenarios optimistas y pesimistas, no muestran que los pronósticos resultantes, se afecten fuertemente por los posibles cambios en las variables explicativas. Fenómeno que fue observado por ETESA, hace un tiempo, por lo cual, se encuentra en el proceso final de contratar una consultoría, para que se desarrollen nuevos modelos de prospección, que ayuden a ETESA a precisar el futuro comportamiento del Consumo (GWh) y por ende derivar la Demanda Máxima (MW) del Sistema Interconectado Nacional.

- A partir del 2005, ETESA ha utilizado el Modelo PREEICA, el cual, a la fecha, es una regresión de 46 registros anuales. La tasa promedio de crecimiento de este periodo, 1970 -2016, fue de 5.7%. Los crecimientos de los periodos más recientes, tienen mayor efecto sobre la regresión, en donde las proyecciones se han ido ajustando a una tendencia fijada por los datos históricos recientes. Para respaldar esta información, se adjunta grafica siguiente.

## PROYECCION HISTORICA DEMANDA ENERGIA ELECTRICA

### REGISTROS REALES vs PROYECCION ESCENARIO MODERADO



**La Tasa Promedio 1970 - 2016 fue de 5.7%**



- Al igual que la demanda de energía, la potencia ha estado creciendo con tasas similares. Durante el periodo, 1970 -2016, la demanda máxima creció a 5.5%. Si analizamos por periodos vemos que el último periodo, 2010 -2015 la tasa es de 5.7%. Siendo, la que mayor efecto tiene en la proyección de la DMax.

<b>CRECIMIENTO DEMANDA MAXIMA (MW)</b>	
<b>PERIODOS</b>	<b>TASAS</b>
<b>1970-1979</b>	<b>8.3%</b>
<b>1980-1989</b>	<b>4.3%</b>
<b>1990-2000</b>	<b>5.3%</b>
<b>2001-2009</b>	<b>4.5%</b>
<b>2010-2015</b>	<b>5.7%</b>

Con respecto al factor de carga y la demanda máxima, la relación entre estos parámetros, en las proyecciones siempre han sido consideradas. Se analizaron los comportamientos mensuales y anuales de los últimos cinco años, observando un creciente aumento del factor de carga, tal es así, que en las últimas proyecciones del Modelo PREEICA, se debió de usar parámetros conservadores, para no afectar en demasía las proyecciones, dentro de un periodo de incertidumbre, como son quince años.

ESCENARIO				
	MODERAD	OPTIMISTA	PESIMISTA	2016
2017	72.5000	72.5000	72.5000	72.002141
2031	75.7650	76.1546	75.4000	
TASA	0.003151	0.003519	0.002805	
Incremento	4.50%	5.04%	4.00%	

## 2.12 Observaciones particulares

- Como explicamos en el aparte anterior, el Modelo en uso, es auto regresivo, teniendo como variable explicativa principal el último registro de consumo sectorial, la cual es preponderante en dentro de las ecuaciones del Modelo en un 80 %. Las otras variables explicativas que deben reflejar las diferencias en los escenarios altos y bajos, al ser tratadas con la mayor objetividad, no producen en el corto plazo cambios apreciables con respecto al escenario de referencia, el caso Moderado.

Los altos crecimientos observados en el Corto Plazo, son efectos de seguimiento a al último crecimiento de 8.3 %, año 2015 consecuente con la entrada simultanea de grandes centros comerciales y en la instalación reciente de más hoteles y casinos, no solo en la capital sino a lo largo de país. Los registros del sector de consumo comercial, el más dinámico, ha estado creciendo a 7% anual. desde el año 2010. Como hemos mencionado anteriormente, los cambios en tasas de PIB altas o bajas, y las otras variables utilizadas en el Modelo, impactan en menor grado en los resultados de las proyecciones, que el valor de la variable retardada de consumo sectorial.

- Al igual, en el largo plazo no se reflejan variaciones significativas por las mismas razones expuestas, en el punto anterior.
- Aunque, en los últimos años, el uso eficiente y racional de la energía ha pasado a ser un elemento importante dentro de la planificación energética de los países, la ausencia de los mismos dentro del PESIN, se deben a las siguientes razones.

En primer lugar, el Modelo en uso, no contemplo la identificación de una variable de eficiencia energética y/o ahorro energético. Aun así, ETESA incluyo en el PESIN 2009-2023, un escenario adicional, con una variante de Ahorro.

En el año 2008 se desarrolló en Panamá, el programa “Sustitución de los Bombillos Incandescentes por Iluminación eficiente”, el cual consistía en eliminación de los bombillos de consumo de más de 75 Watts, por bombillos eficientes de consumos menores de 15 watts, por medio de la entrega gratuita de los últimos a los hogares y de la inmediata prohibición de entrada al país, para la venta de los bombillos incandescentes.

La implementación del programa de ahorro y eficiencia, motivó a ETESA a incluir en el PESIN 2009, un escenario de ahorro que contemplaba, las metas

de la campaña. La meta principal, era la reducción de energía en el sector residencial, que en su estimado conservador era de 170 GWh en el 2009 y de 255.5 GWh en el 2010, en adelante. Pero en cambio los registros de consumo del sector residencial, del año 2009 con respecto al 2008, crecieron en 9.4%, en el 2010/2009 fue de 9.6%, mientras en el quinquenio anterior, 2003-2008, el consumo residencial estuvo creciendo a solo 4.2% anual.

Controversialmente los resultados esperados de la campaña de ahorro, no fueron de reducción del consumo sino por lo contrario, hubo crecimientos inesperados en el sector. Por lo cual ETESA, decidió no continuar con el escenario de reducción de consumo en el sector residencial, decisión que fue validada por los registros de consumo del periodo 2010 -2015, que tuvieron una tasa de crecimiento anual de 6.6%.

A la fecha, ETESA tiene conocimiento del Plan Energético Nacional 2015 – 2050, en que se identifican oportunidades, para el ahorro en el sector eléctrico, del lado de la demanda y no solo de la oferta. Sin embargo, para la aplicación de estas medidas de eficiencia, en los Estudios Básicos del PESIN, se requiere de la presentación de programas específicos con la identificación de los recursos e incentivos y metas cuantitativas a lograr, con la respectiva determinación de plazos de ejecución, que puedan sostenerse en el tiempo.

- Como una respuesta general a los validos cuestionamientos de la Consultoría, sobre las proyecciones de la demanda eléctrica, se les informa, que aunque el Modelo de proyección vigente ha cumplido aceptablemente, como muestran los últimos registros de consumo. Pero, ETESA es consciente de las falencias actuales del Modelo en uso y del cambio en los consumos de energía y potencia.

Por lo cual, ya se realizó el acto de licitación de una consultoría específica para el desarrollo de un nuevo modelo de demanda, en que se consideren los aspectos tratados. A la fecha, la licitación de consultoría para el desarrollo de un nuevo Modelo de Proyección de la Demanda Eléctrica del SIN, se encuentra en el proceso de perfeccionamiento del contrato de adjudicación.