

## **ANEXO 12**

### **Respuesta a los Comentarios de la ASEP y Agentes al Informe de los Estudios Básicos del PESIN 2008**



*de*

## Respuesta a los Comentarios de la ASEP

A continuación se presentan los comentarios de la ASEP al los Estudios Básicos del Plan de Expansión 2008 y la respuesta a cada uno de ellos:

### 1. CAPÍTULO 1: PRONÓSTICO DE DEMANDA (Período 2006-2020).

#### Observaciones y comentarios al Informe.

- Se hace referencia al periodo de corto plazo como 2008-2010. Para mantener la correspondencia con el RT y el resto de los capítulos del informe de “Estudios Básicos” debe considerarse como corto plazo el periodo 2008-2011 y el mediano-largo plazo 2012-2022.

RESP: se realizó la corrección en el documento.

- Si bien se informa que en caso de no disponerse de la información estadística correspondiente a curvas típicas y simultaneidad de la demanda, se asumirán comportamientos de áreas similares (Página 4, parte final del párrafo cuarto), es conveniente señalar específicamente, en el apartado correspondiente, de qué barras se trata y a qué área se asemeja para asignarle la curva de carga pertinente.
  - Curvas típicas de carga que no aparecen identificadas en el informe: Marañón, Centro Bancario, Las Guías, Mir44, Bal44, Summ 44, Gam 44, Acl 44, de PTP (Ch. Gde.) y Changuinola.

RESP: Se hizo la aclaración solicitada por la ASEP en el documento.

- Se indica a ETESA que debe continuar trabajando en la implementación de un modelo que involucre una mayor cantidad de variables explicativas del consumo y su validez.

RESP: se continuará trabajando en esto, aunque en la nota la ASEP indica sobre el pronóstico que el mismo “... parecen razonables y ajustados a las hipótesis de proyección de las variables explicativas consideradas, el cual es coherente con los estudios requerido para el PESIN 2008”. La implementación futura del modelo actual con mayor cantidad de variables explicativas estará condicionada a la existencia de data confiable con un periodo no menor de 30 años.

- ETESA deberá evaluar la conveniencia, para próximos PESIN, de proyectar el factor de carga con una función con saturación o curva logística puesto que si bien la proyección lineal es un criterio que se ajusta a una tendencia histórica, y que se justifica por las hipótesis de mejores prácticas empresariales y sectoriales, se entiende que esa forma de variación no puede sostenerse en el largo plazo.

RESP: Esto será considerado en el próximo Plan de Expansión del año 2009.

- Respecto a los cambios o ajustes introducidos en el Modelo original: El hecho de considerar el consumo en “Bloque = Consumo de Grandes Clientes”, como componente del consumo Industrial y con esto mejorar significativamente el coeficiente de correlación del PIB Manufacturero con el consumo de energía eléctrica del sector Industrial, y que aun así presente un comportamiento errático la predicción, puede ser una señal que indique que el “contenido eléctrico” del PIB manufacturero es bajo, y el que mejora los resultados es el agregado del sector de Grandes Clientes. Esto indicaría que para realizar predicciones del consumo eléctrico del sector Industrial, sería necesario involucrar, en el modelo de regresión otras variables explicativas adicionales a las consideradas. Esto último vale también para el consumo de los sectores Alumbrado Público, Autoconsumo y Otros.



*Handwritten signature or initials.*

RESP: Lo errático no es la “predicción” del consumo industrial, si no es el propio consumo registrado en el sector el cual durante años no ha marcado una señal clara de tendencia, consecuente con el valor de la producción industrial, de los producción y/o exportación de insumos; desde el inicio de los años 90’ el registro de esta producción fue creciendo con altibajos hasta 1999 para luego caer durante los siguientes seis años, para repuntar durante 2005 y 2006 solo alcanzando los niveles de consumo de 1995. Este comportamiento es derivado de causas erógenas y endógenas al sistema económico nacional, no correlacionadas con ninguna medidas que marque un tendencia.

En cambio, el consumo por bloques antes de 1998, era el resultado de las operaciones de Petroterminales Panamá, derivado del servicio de bombeo de crudos y derivados de costa a costa, el cual fue suspendido en el año 1997. Petroterminales le anuncio a ETESA el reinicio de esta actividades, con requerimientos de energía para el bombeo a partir del año 2009.

El nuevo consumo de venta en bloque se origina en los grandes clientes a partir de 2001, especialmente del consumo de las empresas cementeras Cemento Panamá y Cemento Bayano, la incorporación en el 2004 de diversas empresas industriales y en el 2005 de empresas comerciales y de servicios que querían aprovechar los bajos precios del spot de la energía eléctrica que se dieron durante el periodo 1998-2004, para llegar a su máximo en consumo. Durante el 2006, el abrupto cambio en los precios del spot, derivados del incremento paulatino y sostenido de los precios del crudo hicieron retirar a gran parte de los nuevos grandes clientes, retornando a las ventas reguladas, permaneciendo entre otros solo Cemento Panamá.

En consecuencia las suma de los consumos registrados en el sector industrial y en los grandes clientes con la excepción de consumos netamente comerciales (Hotel Miramar, Importadora Ricamar y Mega Depot en el año 2005) conforman el real consumo industrial.

Es necesario comentar que el amplio espectro de los coeficientes de consumo eléctricos en la diversidad de productos y/o industrias que participan en este sector nacional, dificulta a lo máximo la determinación de indicadores físicos congruentes, que permitan una predicción aceptable de su comportamiento.

En vista que en anteriores informes de la demanda, se aplicaron, se acepta la sugerencia sobre los plazos que corresponden al corto y largo plazo.

#### **Observaciones menores.**

- Página 4, cuarto párrafo, debe decir factor de carga y no factor de potencia.

RESP: se hizo la corrección indicada en el documento.

- Página 5, párrafo primero: Se debe dejar explícito, a pesar de lo mostrado en el gráfico, a qué periodo corresponden las tasas informadas.

RESP: Se realizó la corrección sugerida.

- Página 5, párrafo tercero. Según lo informado y aceptado en anteriores PESIN, el largo plazo se debería corresponder con el periodo 2008-2022. Así como esta tratado, las tasas medias anuales de variación del consumo de energía serían de 5,6% y del 6,2% para los escenarios moderado y optimista respectivamente. Ahora, si las tasas que se quieren mostrar son las del periodo que va mas allá del corto plazo (2008-2011), debería corresponderse con el periodo 2012-2022.

RESP: Se realizó la corrección sugerida



*Handwritten signature or initials.*

- Página 24, tercer párrafo: “...donde dice periodo 5005-2007, debería decir 2005-2007....”.....”...conservador u optimista....”. y también “.....años 2008, 2009 y 2010”.

RESP: se hizo la corrección indicada en el documento.

- Página 29, último párrafo, donde dice 2006 debería decir 2007.

RESP: se hizo la corrección indicada en el documento.

- Página 35, primer párrafo, donde dice 2006 debería decir 2007.

RESP: se hizo la corrección indicada en el documento.

- Página 38, primer gráfico: Corregir Verro Viento por Cerro Viento?.

RESP: se hizo la corrección indicada en el documento.

- Página 45, Barras de ELEKTRA: Corregir el nombre de la barra BLM en lugar de LM. ¿Cerro Viento ó Berro Viento?

RESP: se hizo la corrección indicada en el documento.

- Página 46, primer párrafo: Para el corto plazo (2008-2011), corregir tasas de crecimiento del consumo de energía y la demanda de potencia, para los escenarios moderado y optimista. En el último párrafo, para el largo plazo, corregir periodo (2008-2022) y valores de tasas de crecimiento del consumo de energía y demanda de potencia en los escenarios moderado y optimista.

RESP: se hizo la corrección indicada en el documento.

- Otros errores de escritura se pueden identificar mediante una simple lectura.

RESP: se hizo una revisión del documento y se hicieron las correcciones necesarias.

## 2. CAPÍTULO 2: ESCENARIOS DE SUMINISTRO Y CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN.

Respecto de los nuevos escenarios de generación se hacen los siguientes comentarios:

- ETESA debe ser cuidadosa al establecer los criterios y pautas para definir las alternativas-escenarios de generación por ejemplo en el caso de las centrales hidroeléctricas, sobre todo en los escenarios de generación de corto plazo que son los que mayormente afectan las decisiones sobre las obras en firme del sistema principal de transmisión. Por lo tanto, se solicita a ETESA presentar por anticipado los escenarios y la metodología a utilizar para su selección con el fin de poder discutirlos previo a la presentación del Informe Indicativo de Generación.

RESP: el día jueves 14 de febrero se realizó una reunión con los ingenieros Claudia Candanedo, Fernando Vargas y Moisés Cano de la ASEP para verificar y definir las fechas probables de los distintos proyectos hidroeléctricos que se considerarán como proyectos candidatos en el Plan Indicativo de Generación del 2008.



### 3. CAPÍTULO 3: ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS Y COSTOS DE LOS COMPONENTES DE TRANSMISIÓN

#### Comentarios y observaciones:

- Existe aun la elección de criterios en base a fundamentos cualitativos como es el caso de la configuración de barras en SE de interruptor y medio. Se vuelve a recomendar se haga un estudio que fundamente la adopción de esta configuración de subestaciones (esquemas de barras). Se recomienda corroborar mediante estudios de confiabilidad la conveniencia del uso de dicha tecnología.

RESP: Todas las subestaciones existentes de ETESA tiene configuración de interruptor y medio, tanto en patios de 230, 115 y 34.5 KV, a excepción de la subestación Cáceres (barra principal y transferencia), Llano Sánchez 34.5 KV y Progreso 115 KV (barra sencilla), por lo que todas las ampliaciones en los distintos patios de las subestaciones se tendrán que hacer con el esquema ya existente. Para subestaciones nuevas, como el caso de Changuinola 230 KV y la subestación de carácter estratégico Concepción 230 KV, se han diseñado en esquema de anillo.

- Se considera que los costos asociados con las Subestaciones de Transformación en varios componentes importantes son muy altos en comparación con los estimados y utilizados en el PESIN 2007. ETESA debe justificar tal variación. Como ejemplo de lo anterior está lo siguiente:
  - Los auto transformadores de 230 kV/115/13.8 kV 105/140/175 MVA con 39 %, mientras que los auto transformadores del mismo nivel de tensión y potencia 350, 70 y 50 MVA, no sufrieron variación.
  - Los reactores de 230 kV aumentaron en 360 % con respecto a la referencia del PESIN 2007.
  - Los Bancos de capacitores aumentaron en 65 %.
  - Esta situación se presenta también para otros ítems. (Comparar Tabla No. 6 del PESIN 2007 vs. PESIN 2008).
  - Lo anterior conduce a que los costos de subestaciones respecto del PESIN 2007 aparenten estar sobrevaluados por lo que los mismos deben revisarse para hacerlos consistentes con valores propios de ETESA y valores internacionales. Los valores que finalmente se plasmen deben estar sustentados, en caso de registrar un aumento significativo.

RESP: Los costos de componentes de equipos de subestaciones se revisaron y actualizaron en base a la licitación reciente del año 2007 que realizó la EPR de las subestaciones del Proyecto SIEPAC, notándose un incremento considerable en el costo de algunos equipos tales banco de capacitares, interruptores, etc. Los costos de equipos que se consideraron en el PESIN 2007 solo se actualizaron en base a índices de precios al consumidor, ya que no se tenía referencia de licitaciones recientes, siendo las últimas licitaciones que realizó ETESA a inicios del año 2006.



*de*

#### 4. CAPÍTULO 4: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO.

##### FLUJO DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS

###### Observaciones generales

- Es conveniente que en el cuerpo del informe se incluya una tabla con la desagregación de la demanda y potencia adoptada por barra para los diferentes años de estudio y para cada escenario.

RESP: En el Capítulo 1 del documento se incluye una tabla con la demanda por barra, para cada uno de los años del pronóstico realizado (2008 – 2022).

- Se recomienda relacionar los valores de demanda de potencia con los elaborados en el capítulo 1. Igualmente incluir un balance de potencias de generación y demanda, para aclarar posibles inconsistencias. (p. Ej. La suma de la demanda de los despachos de generación, incluyendo pérdidas, para los casos máxima de invierno o verano de la tabla 4.3, Pág. 102 es de 1041.3 MW mientras en el capítulo 1, Pág. 42 la demanda sin pérdidas es de 1080,70 MW).

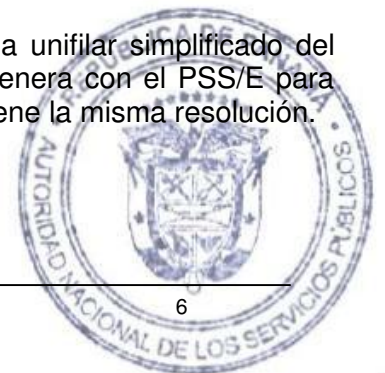
RESP: Se ha explicado en los Estudios Básicos de planes de expansión anteriores que no es posible que a la vez que se hace el pronóstico de demanda actualizar la demanda y hacer los análisis del sistema de transmisión de corto plazo, ya que el tiempo establecido en el Reglamento de Transmisión, con que se cuenta para esto, es muy corto. Lo que se ha hecho, como en los planes de expansión anteriores, es utilizar los mismos análisis de corto plazo del plan de expansión anterior (en este caso 2007), por lo cual no concuerda exactamente la demanda para cada uno de los años. Estos análisis se actualizan para los estudios del Plan de Expansión de Transmisión que se entrega el 30 de junio a la ASEP.

- Es conveniente incluir una tabla con las centrales de generación incluido ACP existente y nuevas fuentes consideradas en los estudios y que se utilizan como referencia o elaborar un anexo con información complementaria de tal manera que se puedan apreciar los datos utilizados del parque de generación. Igualmente las nuevas obras de transmisión aprobadas por la ASEP y que se utilizan en los estudios básicos. Entre las fuentes de generación debería aclararse como se considera el sistema EOR en estos estudios.

RESP: Para cada año se incluye un resumen del despacho de generación utilizado, incluyendo las nuevas centrales de generación y la generación de la ACP como un total. Si se requiere mayor detalle de la generación, en el Anexo 6 Resultados de Flujos de Carga, se presenta el detalle de cada unidad generadora, incluyendo las de ACP como un subsistema aparte. Al inicio de cada año de análisis se hace una breve descripción de que obras entran en operación en cada año. Con respecto a la interconexión con Centroamérica (proyecto SIEPAC), se modela todo el sistema de Centroamérica (Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala) en todos los años de análisis.

- El diagrama unifilar presentado en el informe en la Figura N° 4.2, no se puede visualizar, se sugiere cambiar la resolución. Es conveniente utilizar una resolución similar a los unifilares del sistema en el Anexo 6, con los resultados del flujo de potencia.

RESP: en esta figura se muestra a manera de ilustración, el diagrama unifilar simplificado del sistema. El que se utiliza en los flujos de carga es el unifilar que se genera con el PSS/E para imprimir en los resultados de los flujos de carga por lo que ambos no tiene la misma resolución.



*de*

## Particulares

- En el “Capítulo 4”, donde se encuentra el Resumen de Generación del año 2008 (Cuadro N° 4.3), no se han incluido todas las centrales generadoras según se observa en la correspondiente información disponible del Anexo 6, faltando la central “Concepción” con una generación de 9,5 MW en el escenario de Demanda Máxima de Invierno. De igual manera en el resumen de generación del año 2010 (Cuadro N°4.9) en el escenario de Demanda Máxima de Verano faltan las centrales “Concepción y Paso Ancho” con generaciones de 9,2 MW y 4,4 MW respectivamente.

RESP: se incluirá en estas tablas la generación de estos proyectos.

- En el “Capítulo 4”, en el análisis de Estado Estacionario correspondiente al flujo de potencia en situación de Operación Normal y Contingencia, se exhiben los resultados del nivel de tensiones solamente en las barras de 230 kV y no se hace mención en relación con las barras de 115KV del sistema, pese a tener los mismos límites en las tensiones y presentar mayores riesgos de violaciones. Es conveniente mencionar en el cuerpo del informe las barras con mayor y menor nivel de tensión en el sector del sistema de 115 kV e indicar que el resto de las tensiones pueden consultarse en el Anexo 6.

RESP: se hará la indicación sugerida en el documento.

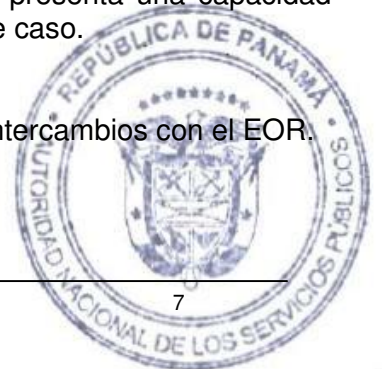
- En el “Capítulo 4”, en el Análisis de Contingencia desarrollado para los diferentes años considerados para el corto plazo, no se han explicado los criterios adoptados para la selección de las contingencias analizadas. Un criterio podría haber sido considerar los vínculos cercanos a su límite superior de carga, que en principio podrían tener mayor riesgo de falla y afectar otros vínculos, al efectuarse la redistribución de las potencias transmitidas. Además, se observa que los seis casos de contingencias considerados, tres en líneas de 230 kV y otros tres en líneas de 115 kV, corresponden siempre a una línea de transmisión de doble circuito. Podría haber sido conveniente considerar además alguna línea de circuito sencillo. También se podría haber analizado situaciones críticas de otros componentes, como podría ser la salida de servicio del transformador T3 de la subestación Panamá 230 kV entre las barras PAN230-PAN115.

RESP: Se dará una explicación en el documento sobre los criterios para las contingencias seleccionadas. No se hacen contingencias en líneas de circuito sencillo ya que las líneas de circuito sencillo de ETESA solamente son las líneas Caldera-La Estrella, Caldera–Los Valles y Progreso–Charco Azul en 115 KV, las cuales no tiene mayor incidencia en sus contingencias ya sea por la poca carga que llevan o por la pérdida de generación que tendrían, En cuanto a líneas de 230 KV, todas son de doble circuito a excepción de la línea Mata de Nance – Progreso, la cual al ocurrir una contingencia, se seguiría alimentando la carga de Progreso mediante le sistema de Costo Rica, ya que allí llega la interconexión con dicho país.

- En el “Capítulo 4”, apartado “4.2.2 Análisis del año 2009” (página 105), donde se efectúa la Descripción del sistema, se han encontrado algunas inconsistencias, ya que el proyecto Termo Colón (T. Atlántico) tiene una capacidad de 116 MW (página 55) y no 100 MW como se menciona en este lugar. Además, la segunda etapa del Proyecto Balboa incorpora una potencia de 43,5 MW (página 55) y no 41,5 MW, de igual manera El Giral (T. Caribe) presenta una capacidad instalada de 50 MW (página 55) y no 49 MW, como se menciona en este caso.

RESP: se harán las correcciones indicadas.

- En estos escenarios de máxima no se ha considerado hipótesis de los intercambios con el EOR.



*Handwritten signature or initials.*

RESP: todos los análisis se han realizado considerando un intercambio neto de cero (0) con Centroamérica.

- Al “Anexo 6” correspondiente “Resultados de Flujo de Carga”, por error se le ha denominado “Anexo 1”.

RESP: se realizó la corrección indicada.

## **CORTOCIRCUITO**

Observaciones menores:

- No se observa que se incluyan en la tabla 4.15 barras del sistema de transmisión que parte de Colón. Se considera importante su análisis dado el notable aumento de generación en esa zona en los próximos 2 años.

RESP: en esta tabla se presenta la capacidad interruptiva de las subestaciones de ETESA, las subestaciones en Colón, son propiedad de otros agentes, ya sea Bahía Las Minas o Elektra Noreste.

- No se incluye el despacho de unidades de generación utilizadas para realizar los cálculos de cortocircuito. Tampoco se conoce si se ha considerado el aporte del sistema del EOR que aporta a las corrientes de cortocircuito.

RESP: El PSS/E calcula el valor de corto circuito utilizando el mismo despacho de generación que tiene en el caso de flujo de potencia, en este caso, para el calculo se realizó para el escenario de demanda máxima de invierno.

## **ESTABILIDAD**

- Se recomienda incluir en el informe final el detalle completo de los modelos dinámicos de generadores, reguladores de tensión y velocidad empleados en el estudio. Esta información debe ser lo más detallada posible e incluir sus origen o fuente para, de esa manera, respaldar los resultados obtenidos. De esta forma el informe será autosuficiente.

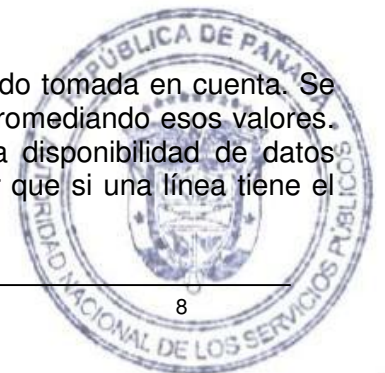
RESP: se incluirá un anexo con los modelos dinámicos que se han utilizado.

## **5. CAPÍTULO 5: NIVEL DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.**

### **Observaciones y Conclusiones.**

A los efectos de observar la evolución de los estudios de confiabilidad en este informe PESIN 2008 en relación a los correspondientes del PESIN 2007 se hará referencia a los mismos cuatro puntos que oportunamente fueron observados dado que se observa algunos han sido considerados y otros no.

- Representatividad de los datos de fallas: Esta recomendación no ha sido tomada en cuenta. Se ha continuado calculando los parámetros de las líneas individuales y promediando esos valores. Cabe destacar que no es lo mismo y ante una situación de escasa disponibilidad de datos estadísticos se desaprovechan aun más los mismos. Esto quiere decir que si una línea tiene el





doble de longitud que otra y se calculan sus tasas de falla y luego se promedian no es lo mismo que sumar las longitudes de ambas líneas y luego calcular la tasa de falla representativa.

RESP: Antes de calcular el promedio general de cada nivel de tensión, se referencian todas las líneas de transmisión correspondientes la misma base de longitud, que en este caso se utiliza 100 km, con el objeto de evitar el problema que ustedes mismos anotan al ser todas las líneas de diferente longitud. Supóngase por ejemplo, que un sistema tiene tres líneas de transmisión una de 10 km, la segunda de 100 km y la tercera de 200 km, cada una con una tasa de fallas de 2 salidas/año. Un promedio simple daría que el promedio de fallas de ese sistema es de 2 salidas/año, lo cual en nuestro concepto es incorrecto. La teoría recomienda que todas las líneas deben primero llevarse a la misma base, que como en el caso real será de 100 km. Con esta estandarización la tasa de fallas equivalente de la primera línea es de 20 salidas/año por cada 100 km, para la segunda de 2 salidas/año y la tercera 1 salidas/año es decir que el promedio de tasas de fallas para ese sistema será de 7.67 fallas/año.

- Determinación de parámetros de distintos tipos de fallas: Este aspecto ha sido considerada adecuadamente y representa una mejora respecto del PESIN 2007.
- Criterios para determinar los estados de evaluación: Respecto a este punto, sobre la necesidad de considerar fallas múltiples y no solamente fallas simples y de causa común, el mismo ha sido atendido razonablemente en el informe.

Incertidumbre de la demanda: El cuarto punto, referido a la necesidad de considerar el efecto de la incertidumbre de la demanda sobre los indicadores de confiabilidad no ha sido incorporado todavía. Por tal motivo se vuelve a insistir sobre la consideración de este aspecto.

RESP: No se ha tenido en cuenta la incertidumbre en la demanda. Sería necesario asociar probabilidades a diferentes proyecciones de demanda con el objeto de incluirse en el modelo. Hasta ahora sólo se ha tenido una proyección de demanda determinística

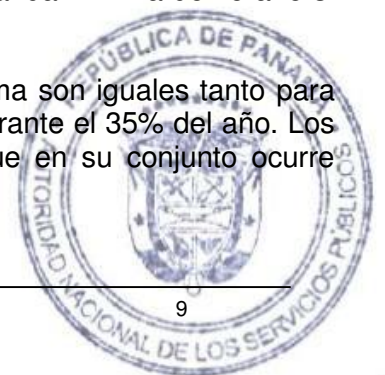
Adicionalmente debe notarse lo siguiente:

- En relación con los resultados presentados en las tablas 5-2 y 5-3, los que han cambiado por la modificación realizada en la consideración de las fallas de causa común, se han mantenido los comentarios de la versión anterior, los que mencionan cifras inconsistentes con el contenido de las tablas. Lo mismo ocurre con el comentario de la Pág. 129 referido a la relación entre las tasas de fallas de las líneas de 115 kV y 230 kV.

RESP: se han revisado y corregido las inconsistencias encontradas.

- En el punto Modelo de carga se dan los factores de ponderación de cada condición de carga y sus fundamentos. No se entiende por qué se pondera con 35% la demanda mínima de verano si el 35% es demanda mínima y el 33% es verano.

RESP: En las corridas se supone que los resultados de demanda mínima son iguales tanto para invierno como para verano y en total la demanda mínima se presenta durante el 35% del año. Los resultados de demanda máxima se extrapolan también para media que en su conjunto ocurre



*Handwritten signature or initials.*

durante el 65% del año, de éste ultimo porcentaje, el 44% corresponde a invierno y el 21% a verano.

- En la tabla 5-6, los valores indicados para las variables ASAI y ASUI están invertidos.

RESP: Se corrigió. La explicación de las siglas estaba invertida.

## Respuesta a los Comentarios de Elektra Noreste

1. Lo indicado tanto en la pag. 29 como en la pag. 33 del texto hace clara referencia a la demanda máxima dada en el sistema hasta diciembre del 2007 sin considerar el auto consumo de ACP, es decir que si se le adiciona la demanda máxima servida por ACP al total de la demanda máxima sin auto consumo obtendríamos los 1024.16 MW de demanda máxima considerando el auto consumo que se dio en el 2007. Para efectos aclaratorios en cuanto a la metodología utilizada para la estimación de la demanda este punto fue explicado en el Estudio Básicos del año 2006 donde se indica “Es importante aclarar que esta proyección de demanda refleja la Demanda Máxima de Generación que atiende los requerimientos del consumo nacional excluyendo el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) e intercambios (importación y exportación)”.
2. La data histórica 1970-2006, referente al consumo de alumbrado público, con la cual se proyecta fue tomado del Cuadro C DE- 8A y 8B de la COPE. Con respecto al cuadro de la página 41, se eliminara la expresión “parque publico”.
3. El crecimiento importante que ha mostrado cierto sector del sector residencial ha sido considerado dentro de la metodología para la estimación de la demanda dentro de la proyección del producto interno bruto. El probable incremento de la población por el “turismo residencial” ha sido ajustado en el parámetro población urbana, el cual es una de las componentes de la regresión lineal múltiple para el consumo eléctrico del sector residencial.
4. Tal como fue indicado en la respuesta N° 2 la diferencia radica en que los Estudios Básicos no se considera el autoconsumo del Canal de Panamá.
5. Tal como fue indicado en la respuesta N° 2 la diferencia radica en que los Estudios Básicos no se considera el autoconsumo del Canal de Panamá.
6. De acuerdo a lo estipulado en el Reglamento de Transmisión aprobado por la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005, ETESA debe elaborar el pronóstico de demanda para la actualización del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.
7. Su afirmación es correcta, en esta ocasión se ha incluido en esta columna el consumo de Changuinola para cuando entre en operación la subestación Changuinola 230/34.5 KV y el consumo de PTP en Chiriquí Grande, el cual plnea conectarse a la línea de 23 0KV Fortuna – Changuinola.
8. Se realizaron ajustes para mayor comprensión del cuadro Demanda MW por Barra y Participante Consumidor.



*Handwritten signature or initials.*

9. El capítulo 2 está fundamentado en el documento “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008” entregado por la Comisión de Política Energética (COPE) a ETESA en reuniones previas a la emisión de la respectiva resolución, en consideración a los plazos de entrega de los Estudios Básicos. Tan pronto se tenga por parte de la COPE de dicha Resolución aprobando este documento se incluirá copia de la misma en el Plan de Expansión.
10. Los análisis presentados en el documento Estudios Básicos concuerdan con lo establecido en el Art. 75 d) del Reglamento de Transmisión, el cual establece que se entregará el diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de corto plazo (Art. 75 d(i.4)). El periodo de corto plazo se establece en el Art. 63 d)(ii)(ii.1), el cual indica que el corto plazo corresponde con el sistema del año actual y los próximos 3 años, lo que sería los años 2008, 2009, 2010 y 2011, que fueron los años incluidos en estos análisis.

### **Respuesta a los Comentarios de Unión FENOSA**

1. La afirmación que se hace en el estudio básico de la demanda, es que se observa a partir del 2002 a la fecha una relación aparente con la variación desfasada del precio total de la energía eléctrica con la variación de precios de los crudos utilizados por el EIA-DOE. el cual es el indicador sistemático, utilizado para proyectar el costo de los combustibles insumidos en Panamá para la generación eléctrica.

En consecuencia se puede asumir que la variación de precios proyectada en el EIA-DOE sirva como indicador aceptable del comportamiento de la variación desfasada del precio ponderado de la energía eléctrica en Panamá, en la ausencia de un mejor indicador o en una evidente divergencia entre las variaciones.

2. Se realizará la corrección pertinente en el Anexo 9.
3. Lo mencionado en este punto es cierto, pero debe recordarse que los transformadores de la Subestación Chorrera son activos de conexión, no del Sistema Principal de Transmisión, por lo que no cumplen con el Criterio de Seguridad N-1 ni para la salida de un transformador para su mantenimiento. Esta situación se resolverá con la construcción de la futura subestación las Guías de EDEMET, que tomará carga de Chorrera y Llano Sánchez.
4. No existe error en la redacción. Lo que se señala es que los Indicadores Promedio de Confiabilidad de las Cargas (LPENS de la Tabla 5-7) indican que la barra con el indicador mayor de Energía No Suministrada es la de Llano Sánchez 115 KV. Esto se muestra claramente en dicha tabla.

