



ASEP
 Autoridad Nacional de
 los Servicios Públicos

Nº. 0034

Dirección Ejec. de Operación Integrada	
Recibido:	<i>[Signature]</i>
Fecha:	14/01/2009
Hora:	10:24 a.m.

Panamá, 8 de enero de 2009
 Nota No. DSAN 0091-09

Ingeniero
ISAAC A. CASTILLO R.
 Gerente General
 Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.
 Ciudad

Ing. D. PEREIRA
PSA.
O.R.
16/1/09
[Signature]
[Signature]
26
16/1/09

Ingeniero Castillo:

En referencia a su nota No. ETE-DEOI-PLAN-163-2008, con la cual adjunta el informe correspondiente a los Estudios Básicos en la actualización del PESIN 2009 y en cumplimiento de lo señalado en el punto (ii) del literal c) del Artículo 75 del Reglamento de Transmisión, le hacemos las siguientes observaciones a dichos Estudios Básicos.

1. Para la estimación de la energía en el sector residencial, se debe presentar un análisis de consumo histórico de energía para ver su evolución y un análisis de elasticidad precio de la demanda que sustente la no utilización de los precios en el modelo del Sector Residencial.
2. Solicitamos revisar nuevamente el análisis de los efectos del Plan de Ahorro por sustitución de bombillos en las residencias, pues consideramos alto el ahorro de 432 GWh al año presentado en el plan. Se ha estimado que el ahorro mensual por vivienda es de 49 kWh y se considera que este reemplazo no llegará al 100% de los clientes residenciales de las distribuidoras, por lo cual debe introducirse un margen de error. Se debe tener en cuenta, además, que el efecto en ahorro en potencia no será coincidente con la hora de demanda máxima.
3. Por otro lado, el plan de sustitución de bombillos debe finalizar en junio de 2009, por lo cual el efecto de esta campaña debe preverse a partir de esa fecha y no en el 2010.
4. Debido al peso que tiene el consumo de electricidad de las entidades de enseñanza privada, las de salud y el centro financiero en la demanda de electricidad, solicitamos incluir el PIB sectorial de cada una de estas actividades en el modelo de demanda del Sector Comercial, correlacionándolo con las ventas de energía de dicho sector.
5. Para que sean comparables con los datos oficiales y con las diferentes proyecciones que se realizan, solicitamos que las series de PIB deben empalmarse y presentarse a precios del año base de 1996 y no de 1982 como se usó en el estudio.
6. Igualmente las series del IPC deben corregirse y presentarse con el año base de 2002, último calculado por la Contraloría General de la República.

[Signature] 16/1/09

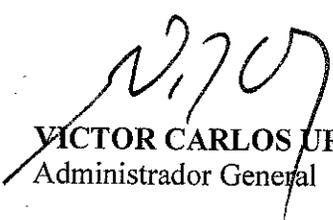
Edif. 15/1/09

7. El PIB estimado del 2008 debe basarse en el último informe trimestral oficial y la tendencia de crecimiento del IMAE, el cual ha venido disminuyendo desde agosto de 2008 y no considerar el promedio simple de las estimaciones de todas las fuentes que publican proyecciones.
8. Debe revisarse la metodología de proyección de Demanda y Consumo basada en la proyección de consumo realizada en el 2008, ya que ésta se encuentra un poco sobreestimada. Teniendo en consideración que la desviación en el estimado de consumo a octubre de 2008 con respecto al mismo mes de 2007 es de 4.62%, se debe tener cuidado con el uso de este método de estimación.
9. El escenario medio o moderado no debe basarse en las condiciones de crecimiento histórico previendo un incremento adicional de Demanda. El análisis a corto plazo, para dicho escenario debe basarse en el desempeño económico reciente y en la influencia de la recesión de Estados Unidos y de otras partes del mundo, dentro de la economía nacional. Diversos estudios privados estiman un crecimiento del PIB de 5.5 % para 2009.

Las observaciones citadas anteriormente deben ser tomadas en cuenta en la elaboración del informe correspondiente a los Estudios Básicos.

Sin más por el momento.

Atentamente,


VICTOR CARLOS URRUTIA G.
Administrador General



RICARDO BARRANCO PÉREZ
PRESIDENTE EJECUTIVO

UNION FENOSA

EDEMET - EDECHI

Ing. R. PEREIRA

PSA.

O.R.

23/12/08

Ing. Rendell
23/12/08

Ingeniero
Isaac A. Castillo R.
Gerente
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Panamá

PE-1201-08
22 de diciembre de 2008

Estimado Ingeniero Castillo:

En respuesta a su nota ETE-DEOI-PLAN-164-2008 recibida el 09 de diciembre de 2008, solicitando comentarios a los Estudios Básicos correspondientes al Plan de Expansión del año 2009, les adelantamos los siguientes comentarios:

- En el Plan de Corto Plazo, se indica la entrada de Los Algarrobos en el año 2010 en lugar del 2009.
- En los Esquemas de Control de Emergencia, sólo se mencionan los esquemas de desligue de carga EDCxBF (Baja Frecuencia) y EDCxBV (Bajo Voltaje). No se menciona el recién implementado EDCxPT (Pérdida de Transformador en SE Panamá) ni el existente EDCxPG (Pérdida de Generación en Bayano).
- En el Plan de Expansión no se hace referencia a la entrada en servicio de la segunda línea Panamá - Cáceres.

Sin otro particular, reciba nuestro más cordial saludo.

Atentamente,

[Signature]
Ricardo A. Barranco P.

Dirección Ejec. de Operación Integrada	
Recibido:	<i>[Signature]</i>
Fecha:	<i>23/12/08</i>
Hora:	<i>9:31 a.m.</i>

[Signature] 23/12/08
3:27 p.m.

ALBROOK, EDIFICIO 812
AVE. DIOGENES DE LA ROSA
APDO. 0843-01072,
BALBOA, ANCON, PANAMA
TEL. (507) 315-7691
FAX (507) 315-7696
E-MAIL: rbarranco@ufpanama.com



№. 2059

19 de diciembre de 2008
DDI-ADM-052-2008

Ing. Reedell
Ing. D. PEREIRA
PSA. O.R.
23/12/08

Ingeniero
Isaac Castillo
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. D.

Ingeniero Castillo:

Tenemos a bien referirnos a su nota ETE-DEOI-PLAN-165-2008 de 5 de diciembre de 2008, en la cual nos solicita nuestros comentarios a los Estudios Básicos correspondientes al Plan de Expansión del año 2009, que ETESA ha preparado en cumplimiento del artículo 75, literal c del Reglamento de Transmisión.

A continuación nuestros comentarios:

1. Al final de la página 24, dice lo siguiente:

Hasta mediados del 2007, la paridad del Balboa con respecto al dólar norteamericano, le había permitido a Panamá tener una inflación baja, históricamente este indicador había fluctuado alrededor del 1%. De acuerdo al Índice de Precios al Consumidor de base 1987, serie empalmada con la base 2002, ambas publicadas por la Contraloría General de la República. (Anexo 3, Cuadro No. 5).

Solicitamos revisar esta redacción, considerando que la paridad del balboa respecto al dólar de Estados Unidos es una condición permanente en nuestra economía. Por otro lado, el texto al final del párrafo, que menciona el Índice de Precios al Consumidor, está incompleto.

2. Al final de la página 34 y continuando al inicio de la página 35 dice lo siguiente:

Al año 2008, la potencia eléctrica instalada en Panamá, sin considerar ACP ni Sistemas Aislados es de 1,501 MW, mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, hasta inicios del mes de diciembre del año corriente, es de 1,064.6 MW.

Elektra Noreste, S.A.,
Edif. Hatillo, Torre A,
entre Ave. Cuba y
Justo Arosemena
Apdo. Postal 0833-0202
Plaza Panamá.

Central Telefónica:
(507) 220-5325 Ext. 5148
Teléfono:
(Fax):
(507) 220-3290
E-mail:
username@elektra.com.pa
www.elektra.com.pa

Solicitamos redactar mejor el texto, pues no queda claro qué tratamiento recibe la potencia eléctrica instalada de ACP luego de descontar la demanda máxima asociada a su propio consumo (que debiera considerarse). También debe quedar claro en la redacción que la demanda de los Sistemas Aislados no es considerada.

3. En las curvas típicas de la demanda de las distribuidoras no han sido incluidas las demandas de Elektra correspondientes a los puntos de retiro identificados como Cañitas y Aserradero, asociados a la Central Bayano; 401 y 402, asociados a la Subestación Monte Esperanza y HE-1 y HE-9, asociados a la Subestación Gatún de ACP. También parece faltar la línea 115-38 de EDEMET.
4. En la Tabla 1.7 de la página 50 se utilizan las siglas GWHBLQ y GWHOTR para designar el consumo de la provincia de Bocas del Toro y los consumos atendidos por sistemas aislados. Como quiera que el Plan de Expansión se refiere exclusivamente al Sistema Interconectado Nacional, GWHBLQ y GWHOTR solamente deben incluir demandas a ser incorporadas al SIN en el horizonte de análisis del Plan como ocurre, por ejemplo, con la demanda de Changuinola. Favor aclarar, pues esto tiene impacto en las proyecciones de demanda incluidas en las páginas 48 a 53.
5. Revisar el cuadro de la página 55, Demanda Máxima de Generación por Participante Consumidor y por Barra, considerando las observaciones del punto 3 de esta nota. Notar, además, que el cuadro no incluye los dos últimos años del periodo de análisis de esta revisión del Plan de Expansión.
6. No se incluye ningún documento oficial de la Secretaría de Energía que establezca los criterios y políticas en los cuales deba basarse el Plan de Expansión, tal como lo disponen el artículo 19 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y el artículo 4 de la Ley 52 de 30 de julio de 2008; este último asigna a la Secretaría de Energía las funciones que por mandato de ley, decretos, reglamentos y resoluciones correspondían a la Comisión de Política Energética.
7. En el primer párrafo de la página 64 dice lo siguiente:

Con respecto al EENS el Art. 96 del mencionado reglamento, se establece que "El valor del Costo de la Energía No Servida (CENS) a los efectos de la determinación del costo del valor esperado de la energía no servida será de $CENS = 1.85$ B./kWh", de acuerdo con la Resolución AN No. 2152-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

Al respecto del texto citado, debemos aclarar que la Resolución AN No. 2152-Elec es clara al afirmar que es de aplicación en el Servicio Público de Operación Integrada que realiza el Centro Nacional de

Despacho y, por lo tanto, no puede aplicarse a las labores que realiza ninguna otra dependencia de ETESA. En consecuencia el valor a utilizar para el costo de la energía no servida debe ser de 592 B./MWh, tal como establece el artículo 96 del Reglamento de Transmisión vigente.

8. En la página 64, literal D se indica lo siguiente:

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,850 \$/MWh, que corresponde al CENS.

Por las razones expuestas en el punto anterior, el valor de CENS debe modificarse a 592 B./MWh.

9. En la página 79, en la sección Protecciones, se establece:

"Cada línea tiene dos protecciones una primaria y una secundaria completamente independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos del mismo CT (Transformadores de Corriente) y PT (Transformador de voltaje)".

Con respecto a este planteamiento tenemos a bien indicar que por el solo hecho de que las protecciones dependan de un mismo dispositivo primario (CT o PT), no existe la independencia citada. En este sentido, queremos comentar que en aquellos sitios donde ambas protecciones dependan de PT (distancia y direccional de sobrecorriente), una mejora significativa sería reemplazar una de ellas por otra que no dependa de dicho dispositivo. Tal es el caso de la protección diferencial de corriente de línea. Aunque el depender de un mismo CT no se mejora, sí se mejora el no depender de un mismo PT.

10. En la página 91, en el Cuadro No. 4-1: Líneas de Transmisión de ETESA, se ha omitido el circuito sencillo 115-37 entre las Subestaciones Panamá y Cáceres. Esto también debe corregirse en el unifilar simplificado de la página 95. En la página 92 no se menciona a la subestación Centro Bancario como una de las subestaciones alimentadas desde las subestaciones de ETESA.

11. En la página 97, Cuadro Resumen No. 4.3, pareciera que para el escenario de Demanda Máxima de verano, bien vale la pena hacer el mismo ejercicio, suponiendo que la generación del plantel hidroeléctrico no es tan optimista como se muestra. Lo que proponemos es hacer el mismo estudio pero desplazando generación hidroeléctrica (en Fortuna y Bayano por ejemplo) y reemplazarla por generación del Ciclo Combinado. Estas serían condiciones más parecidas a lo ocurrido cuando alcanzamos los primeros records de demanda pico en abril de 2008.

12. En la página 99, bajo Operación en Contingencia, solamente se verifica el cumplimiento del criterio $n-1$ para los circuitos de 230 kV. Sugerimos que el alcance de la verificación sea extendido a los autotransformadores de las Subestaciones Panamá y Panamá II.

13. En la página 109 se indica:

"La duración de la falla en 230 kV es de 4 ciclos, que es el tiempo de apertura del interruptor, aproximadamente 2 ciclos, más el tiempo de operación de las protecciones, que es de aproximadamente otros dos ciclos. Para las fallas en 115 kV el tiempo de operación es un poco más lento, siendo el tiempo de apertura del interruptor igualmente de dos ciclos, más el tiempo de operación de las protecciones, que es de aproximadamente 4 ciclos, para un total de 6 ciclos".

Con relación a lo expresado, tenemos duda con relación a este planteamiento, porque no se indica cuál es la razón por la cual las protecciones tendrían que ser más lentas en 115 kV que en 230 kV. De lo que conocemos, en ambos casos se utiliza relevadores micro-procesados de similares características y los esquemas son básicamente equivalentes para las protecciones en uno y otro voltaje.

15. En el Anexo 7, Análisis de Cortocircuito 2009-2012, deben incluirse las barras de los terciarios de los autotransformadores que alimentan los servicios auxiliares de las Subestaciones Panamá y Panamá II, de forma tal que se pueda comprobar que la capacidad interruptiva de los interruptores mostrados en el Cuadro 4.15 de la página 110 es adecuada.

Atentamente,

Javier Pariente
Vicepresidente Ejecutivo

Dirección Ejec. de Operación Integrada	
Recibido:	<i>[Firma]</i>
Fecha:	23/12/08
Hora:	9:34 a.m.