



ASEP

Autoridad Nacional de
los Servicios Públicos

Panamá, 2 de octubre de 2007
Nota No. DSAN 3177-07

Ingeniero

Isaac A. Castillo R.

Gerente General

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S. A.

E. S. D.

Ingeniero Castillo:

Con motivo de la presentación realizada por ETESA del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) revisión 2007, remitido a esta Autoridad mediante nota ETE-DEOI-138-2007 con fecha 29 de junio de 2007, hemos revisado dicho documento y procedemos a remitirle, adjunto a esta nota, nuestros comentarios al respecto. Los mismos se encuentran estructurados en tres secciones:

- Comentarios Específicos: Referentes a Proyectos específicos.
- Comentarios Mayores: Se refieren a puntos importantes del planteamiento de los escenarios y del Plan en su conjunto.
- Comentarios Menores: Corresponden a detalles en cuanto al formato del documento.

Estos comentarios y los vertidos por los Agentes durante la Consulta Pública realizada del 26 de julio al 16 de agosto, deben ser considerados para la presentación definitiva del PESIN 2007, la cual debe realizarse a más tardar el 15 de octubre de 2007.

Para finalizar, es importante señalar que ETESA debe procurar que la Expansión de la Transmisión siga adecuadamente el crecimiento, tanto de la Demanda como de la Generación, para lo cual es necesario que los proyectos de transmisión sean planificados y ejecutados oportunamente. Es decir, el Sistema de Transmisión debe, en todo momento coadyuvar al desarrollo armonioso del Sistema de Generación y el crecimiento de la Demanda.

Atentamente,


VICTOR CARLOS URRUTIA G.
Administrador General

Adjunto: Comentarios al PESIN 2007



**Comentarios Específicos a los Proyectos
ETESA**

Comentarios Específicos a los Proyectos

- o Existen proyectos que han sido sometidos en el Plan de Expansión con fecha de entrada en operación previa a la aprobación e inclusive la presentación del Plan que nos ocupa. Como ejemplo de tales proyectos se tiene el reemplazo del Banco de Baterías en el Plan del Sistema de Comunicaciones, reemplazo y adquisición de protecciones para algunas subestaciones en el Plan de Reposición de Corto Plazo y la instalación de Pararrayos en las líneas 115-15 y 115-16 del Plan de Planta General. No es aceptable que se propongan proyectos en un Plan de Expansión que ya han sido construidos o ejecutados, ya que el objetivo de tal Plan no es otro que el de evaluar las adiciones futuras y determinar si en el esquema integral del Sistema de Transmisión dichos proyectos son beneficiosos.

Además, el Plan de Expansión es el instrumento mediante el cual se comprometen proyectos y que los mismos sean remunerados en forma adecuada. Los proyectos mencionados anteriormente no deben formar parte del PESIN2007.

- o Un proyecto característico de este Plan de Expansión es el Edificio de ETESA, por el orden de B/. 10,113,000.00, monto que no incluye los Intereses Durante Construcción, y con fecha de entrada en operación en el 2011. Cabe anotar que dicho monto es la propuesta seleccionada por ETESA dentro de un abanico de posibilidades que incluyen las que se señalan a continuación (en montos a valor presente):
 - a. Reparar edificio Albrook: costo de remodelación de B/.3,900,248.
 - b. Continuar alquilando: B/. 5,044,795.
 - c. Construcción del nuevo edificio: B/.3,463,291.

Los horizontes de análisis no fueron presentados, por lo que se dificulta analizar cómo se llegaron a estos niveles de Valor Presente y determinar, por ejemplo, cómo el costo de una reparación (edificio de Albrook) es igual a la construcción de un edificio nuevo.

Asumiendo, lo anterior como correcto, ETESA está recomendando la tercera opción; de las cifras aportadas por la propia empresa se puede resaltar lo siguiente:

- ETESA calcula un área de construcción de 7,175 m²; diseñado para 326 empleados en el 2007 a 420 empleados en el 2017, la relación entre el total de metros y los empleados es de 17 m² por empleado, lo cual en primera instancia podría parecer excesivo. Mas aún, las cifras de empleados comprenden a los del Centro de Despacho sin tomar en cuenta que el CND tiene su edificio propio.
- No se presentan planos ni diseños y el valor se basa en un costo promedio de construcción de B/. 898.00/m² y un 24% por imprevistos que pudieran llegar a costos de B/. 2,500.00/m² sin la debida justificación para ninguno de los dos valores. Sin embargo, sí se señala que se instalarán sistemas especiales que comprenden: aire acondicionado, informática, planta eléctrica y elevadores inteligentes, por un total de B/. 2,000,000.00.- Adicionalmente, se indica que se construirá en las

instalaciones propias de ETESA en Tumba Muerto, así que no incluye el valor del terreno, aún cuando el costo de oportunidad asociado a este activo tiene un gran peso en la valoración global de este proyecto.

ETESA no debe incluir esta obra en el PESIN 2007 y la misma debe considerarse en la próxima revisión del mismo, con información adicional que permita analizar más a fondo las alternativas, específicamente la de la construcción del edificio para determinar si las dimensiones y montos propuestos son adecuados.

Otros comentarios a Proyectos del Plan de Expansión son los siguientes:

- Con respecto a la adición de un Autotransformador de 350 MVA de repuesto en la subestación Panamá, por razones de confiabilidad, debe uniformarse ya que en otras secciones del documento se da a entender que no se trata de comprar un equipo de repuesto sino de la adición de un nuevo Autotransformador y la reconfiguración del patio de 230 KV de la subestación Panamá, tal como se señala en el Plan Seleccionado.
- Con respecto al punto anterior, debe hacerse una recomendación única y exhaustiva al respecto, ya que de acuerdo al crecimiento de la demanda en la zona metropolitana y además por razones de confiabilidad de la SE Panamá esta obra debe tomarse en cuenta. Sin embargo, hay aspectos que pueden presentar dudas y están relacionados con los futuros escenarios de generación que puedan darse. En el caso de los escenarios para los cuales ingresa nueva generación en el occidente del país que inyectan en 230 kV se justificaría la propuesta de ETESA. En el caso que los futuros escenarios de generación como algunos proyectos térmicos que inyecten directamente en 115 kV se retrasaría la necesidad de la ampliación de la capacidad de la SE Panamá.
- Dado que cambió la fecha de entrada en operación de Chan I de 223 MW se recomienda se estudie un poco más la ampliación de la capacidad en la SE Panamá, con lo que podría ser abordada en la nueva revisión del Plan. ETESA debe evaluar si eventualmente y por razones de confiabilidad se podría comprar el autotransformador de 350 MVA, que pueda servir de repuesto en caso que falle el actual y postergar la reconfiguración del patio de 230 para un momento posterior, donde los requerimientos de demanda hagan necesarios los cuatro Autotransformadores.
- Con respecto al Plan de Largo Plazo, los proyectos Refuerzo del sistema mediante la línea Changuinola75 - Guasquitas y Compensación capacitiva de 60 MVAR en Panamá II (en dos etapas), tanto para su análisis individual como conjunto deben ser analizados en posteriores revisiones, ya que inclusive en esta última que presenta beneficios que justifican su construcción, se depende a su vez de la construcción de nuevos proyectos hidroeléctricos, de los cuales el más seguro, Changuinola I ya postergó en un año su fecha de inicio de suministro.
- El Plan de Expansión de la Generación debe tomar en cuenta un escenario de generación que considere los proyectos que se instalen como resultado de la última licitación realizada por las empresas distribuidoras y que le fue informado mediante nota No. DSAN-2552-2007 del 25 de julio del presente. Adicionalmente, se debe considerar el impacto de estos proyectos en el Sistema de Transmisión y los requerimientos de nuevas obras de transmisión

**Comentarios Mayores a los Proyectos
ETESA**

COMENTARIOS MAYORES

Sobre el Tomo I. Estudios Básicos, esta Autoridad señala lo siguiente:

- En cuanto al Capítulo 1, Pronósticos de Demanda 2006-2020; aún no se ha concretado la selección y adquisición de un modelo de proyección que permita considerar mayor cantidad de variables explicativas, según fue solicitado por la ASEP y los Agentes en relación con el PESIN 2006.
- Sobre el Capítulo 2, Definición de Políticas y Criterios, se señala lo siguiente:
 - Respecto del punto (B. Mínimo Costo), ETESA ha elaborado escenarios utilizando combustibles, tecnologías y módulos de generación cónsonos con un importante mercado regional con tecnologías que seguramente utilizaran los futuros inversionistas pensando no solo en el mercado nacional sino también regional, sin embargo los mismos no han sido considerados en las evaluaciones económicas, ni en los estudios de las redes.
 - Respecto de la reserva mínima de 100 MW de potencia firme, dentro de los criterios de seguridad y confiabilidad, cabe anotar que este valor no se encuentra fundamentado, más aún porque se expresa como un valor absoluto y no como porcentaje o como relación con otros parámetros como el de costo de energía no suministrada, etc. Debe fundamentarse este valor.
 - Debería considerarse un escenario en el corto plazo con mayor participación de generación térmica.
 - En general ETESA, si bien ha considerado un espectro razonable de escenarios básicos de acuerdo a las indicaciones de la COPE, los mismos no han sido adecuadamente ajustados a la realidad del mercado panameño y regional.
 - Es necesario que se incluya en futuros planes, los eventuales intercambios de energía que se pueden dar con Colombia, en consecuencia de la futura interconexión Colombia – Panamá.
- Sobre el Capítulo 3, Estándares Tecnológicos y Costos de los Componentes de Transmisión, todavía existe 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 sugerir que se haga un estudio que fundamente la adopción de esta configuración de subestaciones (esquemas de barras).

Sobre el Tomo II. Plan Indicativo de Generación, esta Autoridad señala lo siguiente:

- En cuanto al Capítulo 1, Resumen Ejecutivo se señala lo siguiente:
 - Ni en las evaluaciones económicas, ni en las evaluaciones técnicas se ha considerado el impacto de los posibles intercambios regionales, solo se analizan los intercambios desde el punto de vista del impacto sobre el costo marginal del sistema de Panamá; pero no por ejemplo, en la determinación de la rentabilidad de los proyectos individuales desde el punto de vista del inversor privado.

- Cuando se realice un análisis de sensibilidad, sería de utilidad señalar cómo incide el mismo en la toma de decisión.
- En cuanto al Capítulo 9, Descripción de Planes de Expansión analizados, en referencia específica a la Pág. 139, tercer párrafo se hace referencia al uso del modelo SUPER OLADE, sobre el cual se señala lo siguiente:
 - El modelo presenta limitaciones metodológicas importantes dado que su concepción allá por los años 90 no estaba preparado para mercados competitivos sino para mercados verticalmente integrados.
 - ETESA no ha descrito los datos de entrada utilizados, los criterios aplicados y la forma de utilizar el modelo.
 - Se recomienda que ETESA abandone el uso de este modelo o en su defecto lo adecue a mercados competitivos. Es preferible elaborar escenarios de generación en forma directa utilizando criterios adecuados al mercado panameño y no adoptar los resultados del modelo cuando el mismo no está adaptado adecuadamente.
- En otros comentarios referentes al mismo capítulo, puede mencionarse lo siguiente:
 - Sobre los escenarios específicos modelados, se comenta que no se considera la posibilidad de intercambio con la región, en lo que a evaluación de rentabilidad privada se refiere.
 - No se ha incluido un escenario de fuerte participación de generación térmica, importante dado la actual situación de estrechez en el margen generación vs demanda del mercado.
 - Los análisis de sensibilidad sólo muestran el impacto sobre los costos marginales del sistema pero no sobre la rentabilidad de los distintos escenarios ni sobre la red de transmisión. No se cuenta con estudios ni evaluaciones para estas sensibilidades.
 - Los análisis de intercambios solo muestran el impacto sobre los costos marginales del sistema y sobre los potenciales intercambios pero no sobre la rentabilidad de los distintos escenarios ni sobre la red de transmisión.
 - Por lo expuesto se consideran que las evaluaciones económicas de la rentabilidad de las alternativa no son completas y los estudios sobre la red tampoco son completos dado que no se ha estudiado el impacto de los intercambios sobre el diseño de la red de transmisión.
- En otros comentarios referentes a las alternativas básicas puede mencionarse lo siguiente:
 - Hay que considerar el atraso de Changuinola I como un caso real y no como una simple sensibilidad, ya que al día de hoy se conoce su situación. Si bien es cierto que en este momento es difícil enmendar esta situación en todos los escenarios, este tipo de errores se corregiría en el futuro con un adecuado manejo de la incertidumbre.

- Es necesario que se describa, para cada uno de los escenarios habilitados en qué parte de la red de transporte inyectaría cada central termoeléctrica, a nivel del Plan de Expansión de Generación. Este comentario surge dado que durante el análisis Beneficio/Costo se observa que el impacto sobre la red de los escenarios 3 y 4, ambos termoeléctricos y basados en GNC (uno a través de barcazas y el otro vía gasoducto) son diferentes, de donde se infiere que inyectan en puntos distintos de la red. Este aspecto impactaría en el caso que ambos escenarios inyecten potencia en distintos niveles de tensión lo cual impactaría de diferente manera sobre el Sistema Principal de Transmisión.
- Tal como se ha señalado en informes previos los escenarios suponen como óptimos centrales con módulos térmicos de hasta 250 MW de CC o carbón en un contexto de uso sólo a nivel nacional. Si bien ETESA ha respondido que en este informe se incluiría análisis adicionales para considerar el contexto regional, esto ha sido sólo para analizar el impacto sobre el costo marginal y los posibles volúmenes de importación y exportación, pero no se ha considerado en las evaluaciones económicas de los inversores ni tampoco su impacto sobre el funcionamiento eléctrico de la red ni sobre las futuras obras de transmisión.
- Respecto del caso MHTCB7, desde el año 2012 al 2016 los costos marginales sin exportaciones de Panamá al resto de la región son notablemente mayores que cuando se exporta volúmenes muy significativos. Si los planes utilizados en ambas situaciones son iguales este resultado es poco probable.
- Sobre el mismo caso, no se ha incluido un análisis donde se observe que con los intercambios regionales aumentan notablemente los factores de planta de las centrales nuevas y existentes.
- Respecto del caso MHTGBC7 (GNC mediante barcazas), los precios marginales que resultan del orden de 40 USD/MWh parecen ser muy bajos, lo cual probablemente no incentivaría la participación de nuevos inversionistas.
- Los costos marginales promedios se aumentan sensiblemente a partir del 2011 coincidente con las exportaciones, lo cual mejorará sensiblemente la rentabilidad de los inversores. Este aspecto no ha sido evaluado ni tampoco el impacto que tendrá sobre la red de transmisión.
- Respecto del caso MHTGDC7 (GNC mediante gasoducto), se hacen las mismas consideraciones que para el caso MHTGBC7 (GNC mediante barcazas).
- Respecto del caso MHTTLA7 (Eólico, Turba y GNC), los precios marginales que resultan hasta de 32 USD/MWh son extremadamente bajos y no guardan relación con las características del mercado. Por otra parte, el intercambio regional impactará positivamente, aumentando significativamente los precios marginales lo cual redundará en cierto atractivo para los inversores, ya que de otro modo sería totalmente inviable el caso.

- En relación a las sensibilidades, sólo se analiza el efecto sobre el costo marginal del sistema, sin embargo, este dato no se utiliza para otras evaluaciones, por ejemplo para analizar como serían las rentabilidades de los inversores, lo que permitiría conocer si el plan es sustentable desde el punto de vista privado.
- En cuanto al Capítulo 10, Análisis Regional cabe destacar que el atraso de Changuinola I impactará los montos de energía para importación y exportación. Se observa que el escenario de intercambio regional es muy importante y con volúmenes de exportación muy altos, sin embargo los costos marginales resultantes se consideran que no son correctos dado que en muchas situaciones los mismos bajan en lugar de subir significativamente cuando se exporta de Panamá a Centroamérica. No se evalúa la viabilidad económica de estos escenarios desde el punto de vista privado, y tampoco se evalúan las posibilidades técnicas dado que no se realizan análisis de funcionamiento eléctrico de la red de transmisión.
- En cuanto al Capítulo 11, Escenario de Demanda Alta, los costos marginales que resultan son un poco mayores o del mismo orden que los correspondientes de los casos originales de demanda media; se debe aclarar esta situación.
- En cuanto al Capítulo 12, Análisis de Riesgo, si bien ETESA considera las incertidumbres de las variables independientes mas importantes, no tiene en cuenta el nivel de tales incertidumbres, sólo considera si se da una determinada situación de incertidumbre o no. Por lo tanto, el riesgo que intenta determinar ETESA es del tipo determinístico o sea como un análisis simple de parametrización.
- La mayor crítica se centra en que con todos estos resultados no se establecen conclusiones que puedan utilizarse en relación con el plan de expansión de la transmisión. En otras palabras, se realizó el análisis correspondiente pero solo se hacen comentarios en relación con las implicaciones sobre los costos marginales pero no en relación a la viabilidad de los planes desde el punto de vista privado ni desde el punto de vista de la red y sus nueva obras. Se recomienda utilizar métodos que permitan evaluar de una forma más conceptual los planes de expansión como es el caso de los “*Números Fuzzy*” y las Opciones Reales de Inversión u otros que al menos ponderen de alguna forma la posibilidad de ocurrencia.
- En cuanto al Capítulo 13, Evaluación Económica y Financiera de los proyectos de generación considerados en los casos analizados, no se cuenta con evaluaciones económicas considerando los casos de parametrización (sensibilidades) realizados por ETESA ni la parametrización cuando existen intercambios regionales.
- En el caso 4 (MHTGDC7) GNC gasoducto y carbón, llama la atención si se compara con el caso 3 (MHTGBC7) GNC barcaza y carbón, dado que por un lado los proyectos hidroeléctricos mejoran su rentabilidad en general sin embargo los térmicos empeoran mucho la misma. Como se interpreta o explica esta situación.
- No se han considerado aspectos tales como capacidad, calidad y condiciones de reserva, de forma que el sistema permita exportar una determinada cantidad de energía la cual, al parecer, está sobredimensionada toda vez que los módulos térmicos propuestos corresponden a un contexto regional y no a los escenarios de importación y exportación señalados en los escenarios básicos propuestos.

Sobre el Tomo III, Plan de Expansión de Transmisión, esta Autoridad señala lo siguiente:

- En cuanto al Capítulo 6, Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo, referente al análisis de contingencia, se indica que se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) para distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Se debe explicar por qué las contingencias de estos circuitos son consideradas las más críticas o hacer referencia al estudio donde se llega a esta conclusión.
- En cuanto al Capítulo 9, Resultados de la Evaluación Técnica Económica y Selección del Plan de Largo Plazo, se señala lo siguiente respecto de las evaluaciones Beneficio/Costo no se ha corregido la situación de que Changuinola I cambió su entrada en servicio del 2010 al 2011, lo que puede cambiar el resultado de algunas evaluaciones provocando el retraso de algunas obras en al menos un año. Por ejemplo el refuerzo de Changuinola – Fortuna 230 kV, el banco de capacitores de 60 MVA previsto para el 2010, etc.

En el sentido indicado se debería analizar el impacto de la demora de Changuinola en un año al menos, suponiendo que ingresa en el 2012. De producirse esta demora podrían llegar a reformularse los proyectos mencionados.

- Finalmente, con respecto al capítulo 11, Niveles de Confiabilidad, se tiene lo siguiente:
 - Considerar solamente estados de falla simple agregando sólo las fallas dobles de causa común es insuficiente. Esto conduce a una subestimación considerable, y por lo tanto inaceptable, de las probabilidades de falla del sistema. Aunque se considere que el valor de Energía No Suministrada es bajo debido a que la probabilidad de fallas de la combinación de elementos o de modo común con otro elemento es muy baja, debe tenerse presente que son muchos estados y que la suma de toda esa gran cantidad de pequeñas energías no suministradas puede constituir un porcentaje no despreciable.
 - Se reitera una observación ya realizada en ocasiones anteriores. La consideración de los componentes en forma conjunta debería tomar todos los datos como integrantes de una única muestra y a partir de ella calcular los parámetros buscados y no calcular parámetros para cada componente y luego promediar los valores obtenidos. Esto se hace necesario debido a que no se cuenta con suficientes años de datos para considerar la muestra como estabilizada. Se insiste a ETESA que considere todos los datos como integrantes de una sola muestra y vuelva a calcular las tasas de fallas.

**Comentarios Menores a los Proyectos
ETESA**

COMENTARIOS MENORES

Sobre el Tomo I. Estudios Básicos, esta Autoridad señala lo siguiente:

- Capítulo I, Pronósticos de Demanda 2006-2020, se observa aún varios errores de escritura, por lo cual se recomienda una cuidadosa lectura. Igualmente se observa que el informe está incompleto dado que por ejemplo faltan las referencias del punto 1.9.
- En la Pág. 9, con respecto a la Demanda de Potencia Eléctrica, si bien se muestra su evolución en una gráfica no se ha resumido sus valores en el texto del informe. No se han incluido las proyecciones de potencia, esto debe hacerse para que el informe sea autosuficiente.
- En la Pág. 10, sección 1.3, primer párrafo: donde dice "...y de los precios son factores" debería aclararse que los precios son de la energía eléctrica.
- En las Págs. 9 y 15, así como en otras existen gráficos y tablas que no han sido convenientemente numerados.
- En la Pág. 15, en el cuadro sin número: La unidades de cada ítem no se encuentran adecuadamente ubicadas, sino que hizo en forma general. No se sabe cuales son GWh y MW. Además existe un error en la palabra "ESCENARIO".

Sobre el Tomo II. Plan Indicativo de Generación, esta Autoridad señala lo siguiente:

- En cuanto al Capítulo 1, Resumen Ejecutivo:
 - En la Pág. 94, último párrafo: los valores de demanda no coinciden con los informados en el mismo informe Pág. 9 y Pág. 45. Corregir la falta de consistencia.
 - En la Pág. 98, Cuadro 1.6, los costos de construcción de los MMV de 50 y 100 MW están cruzados.
 - En la Pág. 97, Cuadro 1.4: el total de 1003 debe cambiarse por 1022.
 - En la Pág. 106, primer párrafo: Se cita un memorando de entendimiento entre el Estado y el sector privado de incorporar una central basada en carbón de 250 MW. Hubiese sido deseable que se presentara el tratamiento que se dio a este memorando para determinar su implicación sobre el PESIN 2007.
- En cuanto al Capítulo 4, Pronóstico de Demandas, específicamente en la Pág. 117, último párrafo: los valores de proyecciones de demanda no coinciden con los informados en este mismo informe Págs. 9 y 45.
- En cuanto al Capítulo 9, Descripción de Planes de Expansión analizados, en referencia específica a la Pág. 139, primer párrafo: los valores de proyecciones de demanda no coinciden con los informados en este mismo informe Págs. 9 y 45.
- En cuanto al Capítulo 13, Evaluación Económica y Financiera de los proyectos de generación considerados en los casos analizados, previamente se había indicado

algunos errores en los cuadros de las evaluaciones económicas, pero se observa aun persisten algunos.

- En cuanto al Capítulo 13, Evaluación Económica y Financiera de los proyectos de generación considerados en los casos analizados, en el Anexo 9, Pág. 9 corregir la potencia de El Alto, pues figura con 30 MW y debería ser 60 MW.
- En la Pág. 247 Cuadro No 13.15 el costo de inversión del Proyecto Eólico Panam Green Power figura con USD 118.430, no se indica de dónde surge este valor.

Sobre el Tomo III. Plan de Expansión de Transmisión, esta Autoridad señala lo siguiente:

- En cuanto al Capítulo 5, Metodología referente a la Fig. 5.4, el cuadro referido a “Modelo de Expansión de Largo Plazo”. El primer ítem incluye al segundo, o sea es Minimización conjunta de costos de inversión más operación más minimizar el racionamiento. No corresponde considerar minimización por separado del racionamiento.
- En cuanto al Capítulo 6, Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo, referente a la operación normal se tiene que:
 - En la Pág. 314 punto 6.3.1 donde dice 2008 debe decir 2009.
 - En la Pág. 314 punto 6.3.2.1 corresponde aparentemente a los escenarios MHT7, MHTCB7, MHTGDC7 y MHTTLA7, y el punto 6.3.4 corresponde al escenario MHTGBC7, sin embargo, en el punto 6.3.2.1 no se hace referencia a qué escenarios pertenece.
 - En la Pág. 318, AÑO 2010, punto 6.4.2.1 corresponde aparentemente a los escenarios MHT7, MHTCB7, MHTGDC7 y MHTTLA7, y el punto 6.4.4 corresponde al escenario MHTGBC7, sin embargo, en el punto 6.4.2.1 no se hace referencia a qué escenarios pertenece.
- En cuanto al Capítulo 8, Análisis del Sistema de Transmisión de Largo Plazo, se comenta lo siguiente:
 - En este capítulo se presentan las salidas de flujos de potencia para los escenarios citados, que muestran los valores de tensión de las barras de 115 y 230 kV. Estas salidas también están incluidas en el Anexo 23, por lo que podrían eliminarse del cuerpo principal del Plan de Expansión del SIN 2007.
 - Para el año 2013 en el punto 8.1.3 “ESCENARIO MHTGDC7” se considera que entran en operación los proyectos hidroeléctricos Bonyic (30 MW), Gualaca (27 MW), Bajo de Mina (52 MW) y el proyecto térmico Pana Power (85 MW) 2da etapa pero no se menciona el proyecto CCGD BLM (158 MW) incluido en el Cuadro N° 1.7 (Planes de Expansión con Demanda Media) de la Pág. 100.
 - En el punto 8.1.4 “ESCENARIO MHTTLA7” se considera que entran en operación los mismos proyectos que en el escenario del punto 8.1.3 más un proyecto eólico de 80 MW, pero tampoco se menciona el proyecto CCGD BLM (158 MW) incluido en el Cuadro N° 1.7.

- Para el año 2016, Pág. 346, en el punto 8.2.4 “ESCENARIO MHTGDC7” se considera que entran en operación el proyecto hidroeléctrico El Alto (60 MW) y un proyecto térmico de turba de 250 MW. Sin embargo, en el Cuadro N° 1.7 (Planes de Expansión con Demanda Media) de la Pág. 100, se hace referencia al proyecto CCGD 250-1, también de 250 MW, pero que se alimentaría a gas.
 - Respecto del Anexo 23, el mismo incluye las salidas de flujos de potencia para estado estable con y sin contingencias para todos los escenarios analizados. Principalmente, se incluye para cada escenario un diagrama unifilar, un listado de los nodos cuyas tensiones son mayores y menores a 1 p.u. y un resumen de datos de las máquinas generadoras. Se sugiere que en las salidas de flujos de potencia se incluya un listado con las líneas y transformadores sobrecargados.
 - Respecto de los Anexos en general, se considera que por tratarse de un documento de 692 páginas y dada la cantidad de escenarios analizados, se debe incluir un índice de contenido con los números de página para los anexos.
- En cuanto al Capítulo 9, Resultados de la Evaluación Técnica Económica y Selección del Plan de Largo Plazo, se señala lo siguiente:
 - En la Pág. 359, respecto del proyecto P1, se debe agregar la fecha y cambiarle el nombre al proyecto, dado que según se entiende no es la compra de un repuesto del actual autotransformador como se dice aquí, sino la ampliación de la capacidad de la SE Panamá por razones de aumento de la demanda y del criterio N-1.
 - En la Pág. 362, Figura 9-5, en el título de la figura se usa la palabra “Probabilidad”, debería cambiarse pues podría confundir dado que no se trabaja con probabilidades y por lo tanto el resultado no es una probabilidad. En realidad se entiende que lo mejor sería utilizar “Frecuencia”. Si todos los escenarios fueran igualmente probables sí sería correcto, pero esto no se ha definido de esta forma. Esto debe revisarse en todo el informe.
 - En cuanto al Capítulo 19, Conclusiones, debe mejorarse su presentación, no dicen mucho, son muy generales, no diferencian entre Corto y Largo Plazo, etc.



Ppower 160807-045
Panamá, 16 de agosto de 2007.

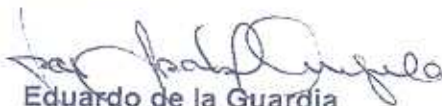
Doctor
Víctor C. Urrutia
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
E. S. D.

Estimado Dr. Urrutia:

En atención a la Resolución AN No.1030-Elec del 23 de Julio de 2007, mediante la cual Por la cual se somete a Consulta Pública la Propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2007, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. tenemos a bien indicar los siguientes comentarios:

- 1- A corto plazo este plan esta desfasado con la realidad. Esto en relación a que no se considera el desarrollo de los proyectos adjudicados en el concurso EDEMET - ELEKTRA 02-07.
- 2- Considerando lo planteado en el primer punto, se requiere un nuevo análisis relacionado a expansionen en el sistema de transmisión.
- 3- En relación al formato del documento, se debe corregir y/o arreglar la colocación de los gráficos 11.2 y 11.3.
- 4- La evaluación del análisis de rentabilidad de la operación de los actuales generadores quizás deba considerar si estos tienen o no contratos a futuro, de forma que se refleje lo mas real posible la condición de los mismos, ya que el supuesto utilizado es que las centrales generadoras están contratadas por la potencia disponible.

Atentamente,


Eduardo de la Guardia
Gerente General
Pedregal Power Co.



Oficinas Administrativas:
Ave. Samuel Lewis, Torre ADR, Piso 12
Tels.: (507) 263-0397 / 98 - Fax: 263-3943

Planta Termoelectrica, Carretera Interamericana
a 800 metros después del Río Pacora
Tels.: (507) 296-1159 - Fax: 296-0858

Elektra Noreste S. A.

16 de agosto de 2007

En atención a la Resolución AN No.1030-Elec del 23 de julio de 2007, remitimos a continuación los comentarios a la Propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional:

Comentarios

1. Tomo II, Plan Indicativo de Generación

1.1 Proyectos Hidroeléctricos Candidatos.

El plan de expansión considera como candidatos únicamente proyectos con estudios de reconocimiento, prefactibilidad o factibilidad que tienen emitida y vigente la respectiva resolución de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), entidad que certifica la obtención definitiva de la concesión para la explotación y operación y/o tenga al menos la autorización de conducencia de la Autoridad Nacional del Medio Ambiente (ANAM) para tramitar la respectiva Concesión de Aguas, pero en el cuadro 1.5 de la página 98, el Proyecto Bajo de Mina aparece como promotor La Mina Hidro Power y no CICSA Panamá, S.A. la cual es la nueva promotora del proyecto (Resolución AN No. 812-Elec del 10 de mayo de 2007). Además esta misma empresa está desarrollando el proyecto BAITUN (Resolución AN No. 813-Elec del 10 de mayo de 2007) y no aparece como un proyecto hidroeléctrico candidato. Solicitamos que este proyecto sea incluido como proyecto hidroeléctrico candidato del cuadro 1.5. Para estos dos proyectos la empresa CICSA Panamá, S.A. ofertó \$31,780,000.00.

El proyecto Bajo Frío no aparece como proyecto hidroeléctrico candidato para este plan y está siendo desarrollado por la empresa FOUNTAIN INTERTRADE CORP. (Resolución AN No. 825-Elec del 11 de mayo de 2007). Solicitamos que este proyecto sea incluido como proyecto hidroeléctrico candidato del cuadro 1.5. Para este proyecto la empresa desarrolladora ofertó \$1,500,126.00.

El proyecto Barro Blanco no aparece como proyecto hidroeléctrico candidato para este plan y está siendo desarrollado por la empresa Generadora del Istmo

(Resolución AN No. 823-Elec del 11 de mayo de 2007). Solicitamos que este proyecto sea incluido como proyecto hidroeléctrico candidato del cuadro 1.5. Para este proyecto la empresa desarrolladora ofertó \$750,000.00.

1.2 Proyectos Térmicos.

Recientemente EDEMET Y Elektra Noreste, S.A. firmaron contratos de potencia firme y energía asociada con las siguientes empresas:

Empresa	MW Contratado	MW Instalado	Inicio de Suministro
Inversiones y Desarrollos Balboas	41.5 62.25	41.5 83	01/08/2008 01/01/2009
Generadora del Atlántico S.A.	75	100	01/06/2009
Térmica del Caribe	7.125	49	01/03/2009

Estos proyectos no aparecen como Proyectos Térmicos Candidatos de la Tabla 1.6 de la página 98, por lo cual solicitamos que estos proyectos sean incluidos en los escenarios de este plan de expansión.

1.3 Gráfica No, 1.6, Intercambio entre Panamá y Costa Rica.

Las estadísticas de exportaciones en GWh de 1999 a Junio 2007 son las siguientes:

Años	Exportaciones
1999	96.7
2000	14.8
2001	118.0
2002	48.6
2003	180.2
2004	206.6
2005	106.3
2006	83.2
Junio '06	75.6

Para el corto plazo 2007 y 2008, se está proyectando exportar 158.39 y 178.56 GWh respectivamente. Conociendo que actualmente el CND ya ha tenido la necesidad de suspender las exportaciones ya que se han presentado problemas con los principales embalses de las generadoras Hidros del Sistema, consideramos esta proyección excesiva para las condiciones actuales del sistema nacional y las estadísticas de exportación de los últimos años.

Además, las exportaciones proyectadas para el largo plazo, no están lo suficientemente sustentadas, por lo cual solicitamos una aclaración del por qué estas exportaciones están fuera del rango de lo históricamente exportado.

Observación: las exportaciones son un consumo más del sistema, según las reglas comerciales, por lo cual no está claro si están modeladas dentro de la demanda para las corridas de mediano y largo plazo.

- 1.4 En el Cuadro No. 1.5, Proyectos Hidroeléctricos Candidatos en la página 98, el Costo de Contracción de \$320.0 por KW del proyecto CHAN I, del promotor Hidro Teribe, S. A. (AES) no es el mismo que aparece en el cuadro No. 7.1 de la página 136, el cual es de \$1,435.0 por KW. Solicitamos se ajuste esta inconsistencia.

Además, este proyecto aparece que entrará en operaciones en el año 2010 y ETESA informó a Elektra mediante nota ETE-DEOI-PLAN-137-2007 que este proyecto entrará en operaciones en enero de 2011, como lo informó AES Changuinola mediante Nota N0. AES-CHAN-48-07 del 27 de junio de 2007. Por tal motivo, solicitamos una aclaración del por qué se modela esta planta a partir del año 2010 en los escenarios presentados en este Plan de Expansión o en su defecto, realizar la modificación correspondiente.

- 1.5 Tomo I Estudios Básicos, Capítulo 1; Proyección de Demanda.
El artículo 63 del Reglamento de Transmisión, en referencia al Pronóstico de Demanda (punto ii), establece lo siguiente:

(ii) El pronóstico de demanda de energía y potencia a nivel del Sistema Principal de Transmisión deberán basarse en modelos apropiados, sobre la base de la información suministrada por las Empresas Distribuidoras debidamente ajustada en forma centralizada.

La proyección de demanda presentada para este plan de expansión no muestra cómo se utilizaron los datos enviados por Elektra Noreste, S.A. para la confección del pronóstico de demanda, como lo indica el Artículo 63 del Reglamento de Transmisión.

La demanda proyectada por ETESA para este Plan, es una demanda calculada en su totalidad por ETESA, lo que es contrario a lo establecido en el mencionado artículo. Por lo

tanto, solicitamos utilizar la proyección enviada por las distribuidoras.

- 1.6 Reiteramos nuestro comentario con referencia al costo por la construcción del Nuevo Edificio de ETESA por un monto de \$10.113 Millones de dólares es exagerado. Se debe tener presente que una inversión de \$10.113 millones de dólares en planta general tiene un impacto significativo sobre la tarifa de Transmisión en la medida que genera un incremento en el valor de los activos netos actuales como en el valor de los activos de propiedad y plantas.

Nuevamente recalcamos que no nos oponemos al hecho de que ETESA construya un edificio sede, en la medida que se demuestre que es más eficiente de construirlo que alquilarlo, por lo que solicitamos una revisión de las expectativas en el diseño del nuevo edificio con la finalidad de minimizar el impacto en la Tarifa de Transmisión.