



No. 0639

Panamá, 22 de junio de 2007
Nota No. DSAN-2128-07
Ref. 038082

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

Ingeniero Castillo:

En referencia a su nota No. ETE-DEOI-PLAN-111-2007, con la cual adjunta el informe correspondiente al Plan de Expansión de Transmisión en la actualización del PESIN 2007 y en cumplimiento de lo señalado en el punto (ii) del literal c) del Artículo 75 del Reglamento de Transmisión, le estamos enviando las observaciones a dicho informe, no sin antes indicarle, que en términos generales el informe está bien, sin embargo, se observa que principalmente persisten algunos puntos tal como el referido a los Estudios de Confiabilidad, que siguen siendo deficitarios tal como más adelante detallaremos.

A continuación presentamos los comentarios generales al Plan de Expansión de Transmisión y en el Anexo de la presente nota se detallarán los comentarios específicos a cada una de las secciones de dicho Plan, siendo algunos comentarios sólo de forma, en tanto que otros obedecen al fondo del documento.

En términos generales se cumple en buena medida con los requerimientos del RT. El informe debería mejorarse en cuanto su revisión formal (criterios, hipótesis realizadas, data utilizada, seguimiento y verificación de los resultados finales e intermedios). En este sentido se encuentran en principio varios errores que se suponen son de escritura que de no ser así pudieran haber provocado errores en los resultados.

Como ya se mencionó en el Informe 2 (Plan Indicativo de Generación), los cinco escenarios básicos formulados se consideran apropiados en cuanto a los potenciales desarrollos que podrían presentarse en Panamá y obedecen en buena medida a las indicaciones establecidas por la COPE. Sin embargo, no se considera totalmente apropiado la forma en que se han desarrollado y no se ha completado su formulación ni ajustados a la realidad del problema.

En general la metodología utilizada por ETESA en relación con el Plan de Expansión de Transmisión se considera un avance importante en la selección económica de la alternativa óptima, sin embargo se observa un déficit importante en el tratamiento de las incertidumbres de los principales parámetros del problema (p. ej. La fecha de entrada en servicio de las centrales hidroeléctricas). Tampoco se han incluido análisis de

Ing. Ruedell.
Ing. Arellano.

Reunión para
discutir estos
comentarios

26/6/07

22 de junio de 2007
Nota No. DSAN-2128-07
Ref. 38082
Página 2

parametrización suficientes como para salvar el tratamiento de las incertidumbres. La única incertidumbre considerada es el comportamiento aleatorio de los recursos hídricos.

Los estudios eléctricos realizados se consideran razonables para esta instancia del PESIN a pesar de que no se han realizado para todos los años (faltó 2011 y 2012).

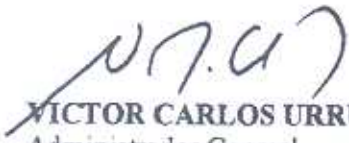
Los estudios de confiabilidad presentan deficiencias que deberían ser corregidos.

No se evalúa el nivel de riesgo de los planes de expansión propuestos por ETESA, asociados a las diversas incertidumbres. Debería hacerse un esfuerzo en este sentido por las implicaciones que tiene (al menos debería contemplarse la incertidumbre en la demanda y la fecha de entrada en servicio de las centrales hidroeléctricas de los distintos escenarios). Cabe acotar que las ampliaciones mayores que resultan de los planes de expansión de la transmisión resultan de las hipótesis de la generación hidroeléctrica en el occidente de Panamá. La observación del PESIN de los últimos 4 años evidencia que las centrales hidroeléctricas presentan retraso en la entrada en operación o cambios en los parámetros de diseño muy significativos. Vale la pena mencionar los estudios realizados por el GTPIR – CEAC en su estudio publicado en abril del 2007, donde se comenta explícitamente la gran incertidumbre respecto de la fecha de entrada en servicio de las centrales hidroeléctricas y en tal sentido formulan escenarios que reducen drásticamente el porcentaje de generación hidroeléctrica como uno de los escenarios.

Adicionalmente, como se mencionó al inicio de esta nota, en el Anexo se presentan los comentarios específicos a las diferentes secciones del Plan de Expansión de Transmisión.

Le solicitamos que considere todos los comentarios vertidos y que los mismos sean incorporados en la elaboración final del PESIN.

Atentamente,


VICTOR CARLOS URRUTIA G.
Administrador General



ETESA
GERENCIA DE PLANEAMIENTO
Recibido por [Handwritten Signature]
Fecha: 25/6/07
Hora: 2:22 p.m.

ANEXO

COMENTARIOS ESPECÍFICOS AL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN COMO
PARTE DE LA ACTUALIZACIÓN DEL PESIN 2007

1. CAPÍTULO 1: RESUMEN EJECUTIVO.

Comentario General:

Se recomienda una revisión de su redacción dado que se observan indefiniciones, imprecisiones, errores de escritura. Se debe brindar algunos elementos adicionales a favor de las obras propuestas, conclusiones y recomendaciones, etc.

Comentarios Específicos:

- [Forma]: Pág. 11, primer párrafo, donde dice “.plan de expansión 2006 0 2015...”, debe corregirse por “.plan de expansión 2007 0 2016...”. En general se observan otros pequeños errores de escritura para lo cual conviene realizar una detenida lectura del documento.
- [Fondo]: En el cuadro de la pág. 12 y respecto del “Plan de Transmisión de Largo Plazo”, se incluye en este ítem el Banco de Capacitores Panamá II 115 kV 60 MVAR. Dado que su fecha de entrada en operación es en el 2010 debería figurar dentro del Plan de Corto Plazo, ya que este último incluye el 2010.

2. CAPÍTULO 2: INTRODUCCIÓN.

Se recomiendan las siguientes mejoras:

- [Forma]: Pág. 18, Tabla 2.3, las potencias de la centrales hidroeléctricas deben ser coincidentes en todos los lugares donde se presentan. Por ejemplo en la C. F. Mendre y Pana Power debería incluirse el primer decimal como es el caso de la Tabla 2.5 de la pág. 19.
- [Fondo]: Se reiteran los comentarios anteriormente realizados al Plan Indicativo de Generación.
 - Se recomienda fuertemente que se suponga que un porcentaje importante de la generación hidroeléctrica ubicada en el occidente del país se demore en el tiempo, de tal manera de determinar el impacto sobre el plan de expansión de largo plazo.
- [Forma]: En el Anexo 2 del Informe, (Proyectos Candidatos), se observan posible errores, por ejemplo: No se detalla la sección de los conductores de las líneas, algunos costos unitarios de líneas no coinciden con los informados en el Informe 1 “Estudios Básicos”, pág. 77. Algunas líneas aparecen con costos unitarios de MUSD/km de 30.3, muy bajos. Se recomienda revisar nuevamente esta tabla. En la pág. siguiente aparece un costo de MUSD/km 1571.8 para la línea candidata Panamá – Cáceres, que parece muy alto aun siendo subterránea.
- [Forma]: Pág. 21, último párrafo donde dice Anexo 11, debería decir Anexo 12.
- [Forma]: Pág. 21, último párrafo se menciona que en el Anexo 12 se incluye la descripción del modelo SUPER, pero en realidad no está incluido. Sobre este punto, se puede superar redireccionando la referencia al Anexo correspondiente al Plan Indicativo de Generación.

3. CAPÍTULO 3: DESCRIPCION DEL SISTEMA DE TRANSMISION.

No se realizan observaciones.

4. CAPÍTULO 4: CRITERIOS TECNICOS.

No se realizan observaciones.

5. CAPÍTULO 5: METODOLOGIA.

Comentario General:

La base metodológica utilizada se considera adecuada sin embargo se recomienda mejorarla considerando distintas posibilidades o nivel de certidumbre para los diferentes escenarios utilizados.

Comentarios Específicos:

- [Fondo]: En la fig. 5.4, pág. 38, "Identificación de Planes", en el cuadro de "modelo de Expansión de Largo Plazo" se habla de minimización de costos de inversión y racionamiento. En realidad se minimiza la suma de los tres costos involucrado: inversión, racionamiento y operación. Se recomienda mejorar o aclarar la redacción.
- [Forma]: En la fig. 5.4, pág. 38, donde dice Red del Año 2004 debería decir del 2006.
- [Forma]: Pág. 38, último párrafo se menciona el Anexo "Herramientas de cálculo" donde supuestamente se describe el modelo de expansión de largo plazo, pero revisando el anexo correspondiente no se encontró. Sería conveniente contar con mayores detalles del mismo dado que solo se cuenta con una idea general del mismo.
- [Fondo]: El único parámetro en que se considera su comportamiento probabilístico es la hidráulicidad del sistema. Sería muy importante considerar también la incertidumbre de la demanda y la fecha de entrada en servicio de los aprovechamientos hidroeléctricos. Principalmente esta última se la considera de altísima incertidumbre. Ver informe 2007 GTPIR-CEAC.

6. CAPÍTULO 6: DIAGNOSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO.

- [Forma]: Pág. 51, 54 y demás, Tabla 6.1, 6.2 y demás debe agregarse las unidades de demanda.
- [Forma]: Pág. 60, sección 6.4.1 la primera oración del primer debería decir 2010 en lugar de 2009, para el primero de los dos 2009 del párrafo.
- [Forma]: En Relación a los estudios de Análisis de Estabilidad Transitoria, específicamente, en las curvas que muestran la evolución temporal de las tensiones y frecuencias se observa la presencia de oscilaciones no amortiguadas de baja amplitud y frecuencia, las cuales pueden ser atribuidas a los modelos empleados para la representación de los reguladores de velocidad y tensión de las nuevas unidades generadoras nuevas, incorporadas en cada alternativa. Se recomienda incluirlos en el informe, especificando, las características del modelo y los parámetros empleados.
- [Forma]: Se observa que en el informe falta información acerca de la fuente de los datos en general y en particular, desde el punto de vista de la Estabilidad Transitoria, falta el detalle de los modelos dinámicos empleados y sus parámetros. Se recomienda incluir en el informe esta información, lo mas detallada posible.

7. CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSION DE CORTO PLAZO.

- [Forma]: Pag. 66, punto 7.1, Ampliaciones mayores, Respecto de la Ampliación línea Fortuna – Changuinola Frontera 230 y SE Changuinola, si bien se plantea como parte

- del Plan de Expansión de Corto Plazo, en realidad es una obra en construcción ya aprobada previamente por la ASEP y que sufrió algunos cambios en años recientes.
- [Forma]: Pag. 67, punto 7.1, Ampliaciones mayores. Respecto de la Ampliación de la línea Panamá – Cáceres 115 kV y ampliaciones de las SE's Panamá y Cáceres. Si bien se plantea como parte del Plan de Expansión de Corto Plazo, en realidad es una obra ya aprobada y en construcción.
 - [Forma]: Pag. 70, punto 7.1, Ampliaciones mayores. Respecto de la Ampliación de SE Caldera propuesta por ETESA para entrar en servicio en julio del 2008. El argumento principal para instalar esta SE esta dado por una serie de aprovechamientos hidroeléctricos de pequeño tamaño ubicados en un radio de 12 kms de la SE Caldera. Los primeros de los aprovechamientos mencionados esta previsto por ETESA su entrada en servicio para comienzos del año 2009. Al respecto se hacen los siguientes comentarios:
 - Se ha cambiado la potencia de del autotransformador reduciéndolo de 70 a 50 MVA o 60 MVA.
 - En el primer párrafo de la pág. 69 dice 60 MVA en la tabla con el detalle de los proyectos dice 50 MVA. Corregir.
 - [Forma]: Pag. 70, punto 7.1, Ampliaciones mayores. Respecto de la construcción de la SE Concepción 230/34.5 kV y una línea en 230 kV de 10 kms propuesta por ETESA para entrar en servicio en octubre del 2009. Esta nueva obra está motivada por la futura construcción en la zona de un conjunto muy grande de pequeños aprovechamiento hidroeléctricos, respecto de este proyecto se realizan los siguientes comentarios:
 - ETESA ha fijado que la nueva fecha de entrada en servicio es octubre del 2009 y en el PESIN 2006 fue enero del 2009, o sea una postergación de 9 meses.
 - Las evaluaciones económicas de este proyecto ya fueron discutidas y observadas oportunamente durante el desarrollo del PESIN 2006.
 - [Forma]: Pag. 73, punto 7.1, Ampliaciones mayores. Respecto de la construcción Banco de Capacitores SE Panamá II, se puede comentar que estaba prevista en el PESIN 2006 como un banco de 120 MVAR y que ahora se ha reducido a una primera etapa de 60 MVAR para el 2010. Ahora la entrada en servicio de la Central a Carbón de Bahía de las Minas redujo ese requerimiento. Incluso se considera que ese requerimiento podría reducirse más si no se concretan las centrales hidroeléctricas previstas por ETESA en los primeros años del plan de expansión de transmisión. Como esto depende de la concreción de las centrales hidroeléctricas en el occidente del país entre ellas Chan I, se debería demorar esta obra para no decidir una obra de transmisión por causas de centrales hidroeléctricas que aun no comenzaron a concretarse.
 - [Fondo]: Ligado a este punto, ETESA debe señalar en el Plan de Expansión de Transmisión el tratamiento que se le dará y cómo quedará finalmente dispuesta la compensación reactiva que Panamá debería aportar como parte de los Refuerzos Nacionales del Proyecto SIEPAC y que se encuentra detallada en el Estudio de los Refuerzos Nacionales realizados por los consultores del referido proyecto.

8. CAPÍTULO 8: ANALISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE LARGO PLAZO.

- [Fondo]: Los estudios no incluyen los años 2011 y 2012 a pesar que en los mismos se incorporan las centrales hidroeléctricas Bonyic y Gualaca (2011) y en el 2012 se

- incorpora la central térmica Pana Power. Se sugiere completar los estudios para estos años, dado que son los dos primeros del plan de largo plazo.
- [Forma]: Pág. 75 punto 8.1.1, debería decir "Gualaca" en lugar de "Guanaca". Además debería especificarse la potencia de las centrales al menos con un decimal como en otras partes del informe.
 - [Forma]: Pág. 77, en la sección "Estabilidad Transitoria", al final de párrafo debería decir Anexo 5 en lugar de Anexo 6.
 - [Forma]: Pág. 84, punto 8.2.1, debería decir 2016 en lugar de 2013 y revisar todo el párrafo dado que los bancos de capacitores para este año se refieren a Llano de Sánchez y no a Panamá II.
 - [Forma]: Pág. 86, punto 8.2.2, debería decir 2016 en lugar de 2013 y revisar todo el párrafo dado que los bancos de capacitores para este año se refieren a Llano de Sánchez y no a Panamá II.
 - [Forma]: Pág. 88, punto 8.2.3, debería decir Llano de Sánchez y no Panamá II.
 - [Forma]: Pág. 90, punto 8.2.4, debería decir Llano de Sánchez y no Panamá II.
 - [Fondo]: Con respecto de los estudios de los estudios de Estabilidad Transitoria, valen las consideraciones realizadas en relación con el plan de expansión de corto plazo.

9. CAPÍTULO 9: EVALUACION FINANCIERA Y SELECCIÓN DEL PLAN DE LARGO PLAZO.

- [Forma]: Pág. 98, en lugar de "Restricciones Físicas" se sugiere reemplazar por "Proyectos Candidatos".
- [Fondo]: Pág. 99, Tabla 9-1, la línea CHA75-230 y GUA-230 se muestra con un costo de MUSD 5,70 y en la pág. 102 al final en el proyecto P2, se habla de MUSD 8.38. Aclarar la diferencia.
- [Fondo]: Pág. 101, último párrafo se plantea como necesario por razones de confiabilidad un autotransformador de 230/115 kV de 350 MVA en la SE Panamá, donde actualmente se dispone de dos autofrtransformadores de 175 MVA y uno de 350 MVA. Al pie de página en la llamada (9), se afirma que....." en las condiciones actuales, el diseño, contratación y montaje de un repuesto para este autotransformador no se lograría en menos de 3 años". Se observa que el tiempo de años es muy largo de acuerdo a las características básicas del autotransformador en cuestión. Por ejemplo se recuerda un caso reciente de Argentina para un autotransformador de 500/132 kV de 800 MVA el plazo comprometido de entrega es de 9 meses aproximadamente. En el caso del autotransformador de referencia de menor nivel de tensión y potencia se estima podría ser construido en 6-8 meses. En Brasil hay varias firmas que podrían hacerlo: AREVA, ABB, TOSHIBA, WEG.
 - Aclarar de donde surgen los 3 años supuestos como necesarios.
 - Porque el análisis se realiza a partir del 2008 si el autotransformador no podría estar para esa oportunidad en función de los 3 años argumentados por ETESA. Sería más conveniente realizar la evaluación económica a partir de un año donde efectivamente pueda hacerse la comparación con plan respecto de la situación sin plan. Cabe acotar que tomar los 3 años a partir del 2008 el beneficio calculado es mayor dado que son los que presentan mayores costos de operación decreciendo sustancialmente a partir de entnces.

- Porque no se ha recomendado como una obra a ejecutar en el capítulo 19.
- Que fecha tendría la entrada en operación.
- Se solicita aclarar la serie de dudas planteadas.
- [Forma]: Pág. 102, tercer párrafo debería decir 2009 en lugar de 2008.
- [Forma]: Pág. 102, respecto del proyecto P3, no se incluye las fechas propuestas para la reconfiguración de los circuitos.
- [Fondo]: Los proyectos P2 y P3 son analizados en el informe en forma individual en primer lugar llegando a la conclusión de que su viabilidad deberá revisarse mas hacia delante en futuros PESIN. Sin embargo también se incluye un análisis de la viabilidad conjunta de los mismos con los cuales los resultados cambian significativamente según lo expresado por ETESA. Los beneficios de los proyectos P2+P3 están supeditados a un importante número de nuevos proyectos de centrales hidroeléctricas ubicados en el occidente del país que supuestamente entrarían en servicio entre el 2009 y el 2015.

En virtud de que el Plan de Transmisión de Expansión no puede estar condicionado por proyectos futuros dado que el riesgo que revisten los mismo es bastante alto como es conocido y aceptado, no se recomienda se instrumente estos proyectos hasta tanto no se tenga cierta certeza de una potencia de centrales hidroeléctricas medianamente razonable.

10. CAPÍTULO 10: PLAN DE EXPANSION DE LARGO PLAZO.

- [Forma]: Pág. 118, primer párrafo corregirlo, dado que habla de corto plazo y en lugar de 2006 – 2009 debería decir 2011 - 2021.
- [Forma]: Pág. 118, el texto ubicado bajo el título “Proyectos identificados en el largo plazo”, debe actualizarse dado que corresponde al informe correspondiente del año 2006 no al 2007.
- [Forma]: Pág. 118, en relación al banco de capacitores de la SE Panamá II que se propone para el 2010 en realidad debería incluirse en el plan de corto plazo según el año de incorporación.

11. CAPÍTULO 11: NIVELES DE CONFIABILIDAD.

- [Fondo]: Se realiza una discusión de la modelación utilizando la distribución de Weibull para los tiempos de residencia en los distintos estados de los componentes en comparación con el empleo de la distribución exponencial. Esta discusión no es necesaria, dado que los valores promedio de largo plazo que se pretende obtener son función de los valores medios e independientes de las distribuciones de probabilidad de los tiempos de residencia. Por otra parte, con la modelación de la carga que se emplea, no pueden realizarse análisis de corto plazo, que es en los que las distribuciones tienen importancia, dependiendo del problema tratado.
- [Fondo]: No existe claridad acerca del empleo del método de simulación de Monte Carlo, ya que se afirma que es utilizado, pero por otra parte se dice que se realiza enumeración de fallas simples agregando fallas de causa común. Parece que este es el caso en el estudio objeto de estos comentarios (ver pág. 130-131).

- [Fondo]: Claramente 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.
- [Fondo]: 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.
- [Forma]: Los valores numéricos de las tablas 11-2, 11-3 y 11-4 son inconsistentes con los datos del anexo 3 y con las afirmaciones del texto contenido en las páginas 136 y 137 del informe. En efecto, la cantidad de fallas correspondiente a cada componente muestra diferencias entre las tablas indicadas y lo que se indica en el anexo 3. Tampoco coinciden las cifras que se mencionan en los textos de las páginas mencionadas con las tablas indicadas.
- [Forma]: En las conclusiones de la página 142 se dice que el valor esperado de racionamiento de energía se encuentra cercano al límite superior recomendado en referencias internacionales. Sería necesario citar las referencias internacionales para poder tenerlas en cuenta en el análisis.

12. CAPÍTULO 12: PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES.

No se hacen comentarios.

13. CAPÍTULO 13: PLAN DE REPOSICION DE CORTO PLAZO (DEL SISTEMA DE PROTECCIONES).

Los sistemas de protección implementados actualmente en las líneas de transmisión de 115 y 230 KV de la red de ETESA están compuestos por relés de distancia de tecnologías electromecánica, analógica e híbrida, aplicadas hasta los años 80. Si bien estos relés han demostrado tener confiabilidad aceptable, tienen claras desventajas respecto a los relés numéricos con microprocesadores de última generación. Desde este punto de vista, resultan justificados los cambios de sistemas de protección propuestos por ETESA, enumerados en los anexos.

14. CAPÍTULO 14 PLAN DE REPOSICION DE LARGO PLAZO (DEL SISTEMA DE PROTECCIONES).

Valen los comentarios realizados en relación con el capítulo 14.

15. CAPÍTULO 15: PLAN DE PLANTA GENERAL.

No se hacen comentarios.

16. CAPÍTULO 15: PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXION.

No se hacen comentarios.

17. PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION ESTRATEGICO.

No se hacen comentarios.

18. CAPÍTULO 16: CONCLUSIONES.

Vistas las conclusiones de ETESA, cabe anotar lo siguiente:

- Se comparte el concepto general de que para reforzar el sistema principal de transmisión occidente – oriente debe darse solo si se concretan en cantidad-potencia los aprovechamientos hidroeléctricos utilizados como candidatos en los escenarios formulados. A este concepto, las ampliaciones deben ser en tiempo y forma y evitar sobremanera la anticipación de obras de transmisión a compromisos de construir centrales hidroeléctricas. Estas últimas son de alto riesgo como bien lo expone el CEAC – GTPIR (estudio de abril del 2007).
- El costo marginal de largo plazo previsto por ETESA en un extremo de 40 USD/MWh no se considera aceptable y debería ser mayor. No se está de acuerdo con la posibilidad de que se den estos valores en el futuro. Esta aseveración se fundamenta en que los escenarios la parte térmica formulada no guarda relación con el contexto supuesto. Se considera se han incluido módulos de generación térmica muy grandes y para la evaluación de la viabilidad del escenario no se consideró la posibilidad de exportación. En oportunidad del plan indicativo de generación las sensibilidades que se realizaron luego suponiendo exportación no se pudieron evaluar dado que incluso los costos marginales se movían en sentido contrario al esperado y además no se evaluó la implicación sobre el sistema de transmisión. El otro extremo de 70 USD/MWh se considera razonable pero podría resultar un poco bajo. Como referencia y en sistema de libre mercado de generación, los costos marginales de deberían considerarse para el largo plazo bastante mayores. Esta opinión se basa en experiencias internacionales, como el caso de Argentina, donde existen en la actualidad contratos de mediano – largo plazo a 48 USD/MWh (basado en el programa de energía plus), y este es un país de mediana envergadura y con gas a través de gasoducto a costo significativamente mas barato que el precio internacional al cual podría eventualmente conseguirlo Panamá.
- [Forma]: En la pág. 166 debe corregirse donde dice “periodo 2006-2016” por “periodo 2007-2016”.

19. CAPÍTULO 17: RECOMENDACIONES.

- Con respecto a la construcción del segundo circuito de la línea Changuinola – Fortuna en 230 kV, se recomienda ser cuidadosos con el tratamiento de esta obra, ya que existe la probabilidad de que la Central Changuinola 75 (223 MW) no entre en operación en la fecha señalada, dado que aun no se encuentra en construcción y por su envergadura podría llevarle un retraso de 1 a 2 años al menos respecto de las previsiones de ETESA. El caso de Bonyic de 30 MW ya ha sufrido varios retrasos según puede apreciarse de estudios PESIN anteriores y por si sola no justificaría el proyecto.
- No se menciona entre las recomendaciones el transformador de repuesto para la SE Panamá de 230/115 kV y 350 MVA. Este punto debe ser revisado.
- [Forma]: En la pág. 168 debe corregirse el titulo de la Tabla 16-1, donde dice 2005 – 2015 por 2007 – 2016.

EDECHI
Nº. 0607

Ing. Isaac Castillo
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Panamá

Ing. Pereira

26 15/6/07

PE-491-07
12 de Junio de 2007

Ing. Castillo:

En atención a su nota ETE-DEOI-PLAN-112-2007 del 5 de junio de 2007, con la cual nos remiten el Plan de Expansión del SIN del año 2007, tenemos a bien realizar los siguientes comentarios con respecto al mismo:

- En la página 68 del Plan se menciona la sobrecarga de la línea 115-12 ante condiciones de operación normal para el año 2007, solicitamos se nos indique cuáles son los parámetros utilizados para llegar a esta aseveración debido a que con los estudios realizados por nuestra empresa no se llega a la situación de sobrecarga bajo la condición de explotación actual de la red AT de Capital.
- En el Plan a Corto Plazo (2007-2010), se plantea la construcción de la SE Concepción 230/34,5 kV. Consideramos que ETESA debería replantear la viabilidad de que esta SE entre en servicio para finales del año 2008 o principios del año 2009 debido a que en el sector se está evaluando el desarrollo de muchos proyectos de generación hidráulica que no tienen cabida en la red de Distribución de EDECHI.
- Igualmente, solicitamos a ETESA que nos envíe el estudio realizado en donde se evalúa las repercusiones que podría tener la entrada de bancos de condensadores de 60 MVAR en la red de 115 kV, en el año 2010 en Panamá II y en el año 2013 en Panamá I, para las empresas distribuidoras a quienes se les penaliza por factor de potencia.
- En el Plan de Expansión se debe aclarar la capacidad de transformación real de los actuales transformadores de ETESA en SE Chorrera ya que se menciona en este documento que la capacidad es de 30/40/50/56 MVA y entendemos que los mismos no son iguales.

Atentamente,



Ricardo A. Barranco Pérez

cc: Dr. Víctor Urrutia - Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
Ing. Oscar Rendoll - Director Ejecutivo de Operación Integrada

ETESA
GERENCIA DE PLANEAMIENTO
Recibido por [Signature]
Fecha: 15/6/07
Hora: 10:36 a.m.

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

Eda. 14/6/07 1:54 pm

Nº. 0623



GG-072-07
18 de junio del 2007

Ing. Rendell
19/6/07

ING. D. PEREIRA

PSI
O.R.
20/6/07

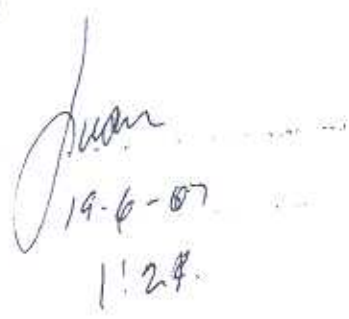
Ingeniero
Isaac A. Castillo R.
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Edificio Hatillo

Estimado ingeniero Castillo:

En respuesta a su nota ETE-DEOI-PLAN-116-2007, le indicamos que no tenemos comentarios a la documentación suministrada del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional del año 2007.

Atentamente,


Philippe Delmotte
Gerente General


19-6-07
1:28

Ejec. de Operación Integrada
do: Viana
20-6-07
10:43 a.m.

ETESA
GERENCIA DE PLANEAMIENTO
Recibido por Juan
Fecha: 20/6/07
Hora: 4:08 p.m.

energía con sentido de vida



19 de junio de 2007
DME-165-07

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

Ingeniero Castillo:

Tenemos a bien referirnos a su nota ETE-DEOI-PLAN-113-2997 de 5 de junio de 2007, a través de la cual envía para nuestra revisión el Plan de Transmisión correspondiente al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional en su versión 2007.

A continuación nuestros comentarios:

1. El Plan propuesto no considera los proyectos que Elektra Noreste informó a ETESA mediante la nota DME-477-06 de 16 de noviembre de 2006, entre los cuales se incluyen *Salidas Adicionales en la Subestación Panamá y Línea de Transmisión Subestación Santa María - Subestación Cáceres*, que califican para su inclusión en este Plan, el primero de ellos como parte del Sistema Principal de Transmisión y el segundo como parte del Sistema de Conexión. A nuestro juicio, no existe disposición alguna en el Reglamento de Transmisión que justifique esta exclusión en la etapa en que se encuentra el Plan de Expansión, pues la documentación adicional debe presentarse posteriormente, a partir del momento en que solicitemos el acceso.
2. En el cuadro de la página 12, Proyectos de Expansión del Sistema de Transmisión, bajo el Plan del Sistema de Transmisión de Largo Plazo encontramos las siguientes situaciones:
 - a. Se indican 2 proyectos para instalar bancos de capacitores en Panamá II, cada uno por 60 MVAR y para un total de B/.4,120,000. En el Plan vigente hay un proyecto para instalar un banco de 120 MVAR por B/.2,716,000, entendemos que ambos grupos de proyectos son alternativas de solución a una misma situación, sin embargo no se incluyen las evaluaciones económicas que demuestren que el proyecto de mayor costo es el más beneficioso para el sistema.
 - b. El proyecto *BANCO DE CAPACITORES PANAMA 115 KV 60 MVAR* se ha desplazado un año en la programación del Plan de Expansión

Nº. 0627

Ing. Rendoll

Ing. Rendoll
Atender

20/6/07

*20/6/07
10:55 am*

Vigente y sus costos estimados han pasado de B/.1,358,000 a B/.2,060,000. Este incremento sustancial no parece guardar proporción con la posposición y debiera explicarse mejor.

- c. El grupo de proyectos denominado REFUERZO VELADERO - LLANO SÁNCHEZ, está en el Plan de Expansión Vigente bajo el nombre de REFUERZO GUASQUITAS - VELADERO - LLANO SÁNCHEZ. La eliminación del tramo Guasquitas - Veladero, ocasionó una disminución en costos de B/.11,334,000, lo cual resulta razonable. Sin embargo, falta mayor explicación del aumento en las obras de Subestación Veladero, que debieron disminuir por el tramo de línea eliminado, para el cual no se requieren obras en esta subestación.
3. En el cuadro de la página 13 el grupo de proyectos agrupados bajo PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES incluye dos proyectos que no están en el Plan de Expansión Vigente (REEMPLAZO DE BANCO DE BATERÍAS y ENLACE DE FIBRA ÓPTICA T. MUERTO Y S/E CÁCERES), el primero de ellos registra costos en el 2006 y el segundo en el 2007, lo cual es extraño si no han sido aprobados. Igual situación ocurre con varios proyectos agrupados bajo PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO - PROTECCIONES y PLAN DE PLANTA GENERAL.
4. En el cuadro de la página 14, todos los proyectos del grupo REFUERZO CHORRERA - PANAMÁ tienen indicado cambio de fecha en la columna observación y registran una nueva fecha que es igual a la aprobada. Bajo el grupo PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES hay dos proyectos con nueva fecha igual a la aprobada.
5. En la página 15 se registran errores de forma similares a los indicados en la nota anterior.
6. Capítulo 2. Introducción, numeral 2.1.1 Demanda.

No estamos de acuerdo con que el Plan de Expansión propuesto sea elaborado con base en una proyección de demanda elaborada por ETESA tal como fue presentado, y no en base a la información presentada para la elaboración del Informe Indicativo de Demanda aprobado por la ASEP, en cuya confección participan de manera activa todos los agentes consumidores del mercado. En la proyección de demanda solicitada por ETESA para la elaboración del plan de expansión, Elektra presentó su proyección de demanda mediante nota DME-477-06 de 16 de noviembre de 2006 en base al Informe Indicativo de Demanda vigente a la fecha. En ese sentido, recomendamos que el programa de inversiones sea revisado con base en la proyección de demanda y energía del Informe Indicativo de Demanda aprobado por Resolución de la ASEP.

Es importante que el Plan de Expansión sea corregido atendiendo a esta recomendación, ya que existen fuertes desviaciones entre la

proyección de demanda hecha por ETESA y la proyección del Informe Indicativo de Demanda aprobado, el cual ya incluye la reserva por confiabilidad. En la siguiente tabla se presenta una comparación entre ambas proyecciones.

Tabla #1
Proyección de demanda (MW)
Informe Indicativo de Demanda vs. Proyección ETESA

Año	Informe Indicativo De Demanda Con Ampliación del Canal	ETESA		Variación	
		Medio	Alto	Medio	Alto
2008	1,031.01	1,050.30		19.29	
2009	1,078.49	1,115.50		37.01	
2010	1,139.29	1,173.60		34.31	
2011	1,187.46	1,232.70	1,244.00	45.24	56.54
2012	1,243.68	1,292.90	1,307.40	49.22	63.72
2013	1,292.15	1,354.60	1,372.80	62.45	80.65
2014	1,341.47	1,417.70	1,440.20	76.23	98.73
2015	1,393.17	1,485.00	1,513.00	91.83	119.83
2016	1,442.59	1,555.90	1,590.20	113.31	147.61

Con esta medida ETESA estaría sobrecargando no solamente el plan de expansión de generación, sino también el plan de expansión de transmisión.

7. Capítulo 2. Introducción, numeral 2.1.2 Generación.

En su proyección ETESA considera la entrada en operación de una serie de plantas de generación nuevas, bajo el criterio subjetivo de que estos proyectos tienen "algún grado de certeza" en su ejecución. Consideramos que para que los proyectos de generación sean considerados en el Plan de Expansión deben tener mucho más que "algún grado de certeza", deben haber completado algún hito de su cronograma de ejecución, sobre todo los proyectos que se espera que entren en operación en el corto plazo.

Recomendamos que antes de ser considerado en el Plan de Expansión ETESA verifique su grado de avance:

- En el caso particular de los proyectos hidroeléctricos se debe verificar el avance en cronograma de conducencia o del contrato de concesión. ETESA debe verificar la documentación entregada por el promotor y asignar un grado de certeza a cada proyecto.
- En el caso de plantas térmicas no convencionales con tecnologías no probadas, recomendamos que no sean incluidas en las

proyecciones, por ejemplo: generación a partir de desechos sólidos.

- En torno a plantas de carbón, recomendamos se incluyan conforme a un cronograma entregado por los promotores. Aquellos que se espera que entren en operación en el corto plazo, deben haber completado algún hito de su cronograma de ejecución.
- Recomendamos que se evalúe el grado de avance de los trámites de la solicitud y viabilidad del contrato de acceso al sistema principal de transmisión por parte de las nuevas plantas a instalar.

La consideración de proyectos con baja probabilidad de ejecución no solo afecta el Plan de Expansiones de Transmisión, si no que también envía una señal de precios equivocada a posibles inversionistas interesados en participar en la generación dentro del país, ya que por más que el objetivo de el Plan de Expansión no es proyectar precios, para posibles inversionistas esta proyección del precio del marginal es tomada como un indicativo para evaluar proyectos. Al incluir proyectos con "algún grado de certeza" se está enviando una señal de precios distorsionada que podría desincentivar la inversión en el país.

8. Capítulo 2. Introducción, Sección 2.1 Información Utilizada.

En la propuesta no se indica cuales fueron los supuestos de precios de los combustibles (bunker C, diesel liviano, diesel marino, carbón, gas natural, etc.) utilizados en los proyectos candidatos de generación para el corto, mediano y largo plazo. Estos valores son necesarios para poder evaluar los cálculos hechos en la propuesta y poder hacer nuestros comentarios con referencia a los dos planes de generación presentados en este informe. Solicitamos que estos datos sean presentados.

9. Capítulo 2. Introducción, Sección 2.1 Información Utilizada.

No se muestra cuales fueron los valores del Poder Calorífico de los combustibles (bunker C, diesel liviano, diesel marino, carbón, gas natural, etc.) utilizados para los proyectos candidatos para el corto, mediano y largo plazo. Estos valores son necesarios para poder evaluar los cálculos hechos en la propuesta y poder hacer nuestros comentarios con referencia a los dos planes de generación presentados en este informe. Solicitamos que estos datos sean presentados.

10. Por ejemplo, en la Tabla 2.3, *Proyectos de Generación de 2007-2010*, se asume que la Central Hidroeléctrica Changuinola 75 (223 MW) estará en operación el 30 de junio de 2010, lo cual consideramos

demasiado optimista. La fecha de entrada en operación para esta central hidroeléctrica debería ser 2012, dándole así un tiempo de 4 años para la construcción.

11. En el numeral 6.1.3 de la página 53 se indica que una de las contingencias analizadas para el año 2007 corresponde al circuito Panapower - Panamá II, sin embargo ese circuito no estará en servicio en este año. En el numeral 6.2.3 de la página 56 se indica nuevamente que se consideró dicha contingencia para el año 2008, mientras que en esa misma página en el numeral 6.3.1 se dice que se espera la entrada de la planta para el año 2009.
12. En la página 70 en la descripción de la Subestación Concepción 230/34.5 kV se indica que ella seccionará la Línea Mata de Nance Progreso y que el proyecto incluye la construcción de 10 km de un circuito sencillo en 230 kV. Entendemos que el tramo de línea debe ser de doble circuito, pues de lo contrario la subestación tendría que conectarse como una derivación de la línea principal. Recomendamos que en ediciones futuras del Plan de Expansión se incluyan diagramas unifilares de las subestaciones, de forma tal que la revisión que hagamos los agentes del mercado pueda ser más efectiva.
13. Capítulo 9. Resultados de la Evaluación Técnica - Económica Selección del Plan de Largo Plazo, numeral 9.3 Proyección del Costo Operativo sin Plan.

En la página 97 y 98 de esta sección, no se presentan los datos utilizados para construir la gráfica con los costos marginales resultantes de los escenarios considerados en el plan. Solicitamos que la data mensual utilizada en la gráfica sea presentada.

14. En la página 150, correspondiente al Plan de Ampliaciones de Conexión, se incluye el proyecto SIEPAC. A nuestro juicio las obras de este proyecto no califican como obras de conexión puesto que la Empresa Propietaria de la Red no será una usuaria del Sistema de Transmisión de acuerdo con la definición del Reglamento de Transmisión, sino otra empresa de transmisión. Su inclusión en el Plan de Expansión solamente puede ser a título informativo; calificarla como conexión dejaría entrever que está sujeta a nuestra consideración, lo cual no es cierto.
15. Una situación parecida a la mencionada para el SIEPAC en el punto anterior, ocurre con el Proyecto de Interconexión Eléctrica Panamá - Colombia, incluido en las páginas 152 a 157.
16. En la página 5 del Anexo 8, Plan de Reposición de Corto Plazo se indica lo siguiente: *El enlace uno, integrará las subestaciones Chillbre (CHI), Cemento Panamá (CEPSA) y PDS para un total de 17.9 Km. de*

OPGW, y el mismo estará incluido dentro del plan de reposición de corto plazo. ¿Cuál es la Subestación PDS?

17. En los Planes de Reposición de Corto Plazo y de Largo Plazo se incluye la instalación de enlaces OPGW entre Subestaciones. ¿Ha sido considerada la posibilidad de que dichos enlaces sean reemplazados por canales en el sistema de microondas? La pregunta surge debido a que el reemplazo de hilos de guarda por OPGW demanda más mano de obra, toma más tiempo y afecta la disponibilidad de las líneas sobre las cuales se hacen los trabajos.
18. En el Anexo 10, correspondiente al Plan de Expansión de Comunicaciones, bajo el Proyecto de Migración del Sistema de Microondas, se incluye el enlace Cerro Peñón - Hatillo. Sugerimos su eliminación, no sólo porque ETESA ya no tiene oficinas en el Edificio Hatillo, sino porque el servicio que de él se obtendría puede ser obtenido de empresas locales de comunicaciones. Igualmente pensamos que hay un sobredimensionamiento de este enlace al especificarlo 4E1 (120 canales).
19. Anexo 11. Plan de Planta General.

En este anexo, ETESA propone la construcción de un edificio sede para la empresa en los terrenos del complejo deportivo, fundamentando su análisis en los posibles ahorros operativos (transporte, tiempo de sus empleados y servicios generales) y en el hecho de que la inversión pasará a tarifas.

No nos oponemos al hecho de que ETESA construya un edificio sede en la medida que se demuestre que es más eficiente construirlo que alquilarlo, sin embargo, consideramos que \$10.7 millones de dólares para construir un nuevo edificio es exagerado, más cuando el terreno es de su propiedad y se supone que no debe estar incluido en este monto, ya que, primero, no es un costo relevante, y segundo, ya formaba parte de la base de capital inicial de ETESA en el período tarifario actual (ETESA debe confirmar que es así).

Debemos tener presente que una inversión de \$10.7 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 actual de 9.1% y en el valor de los activos de propiedad y planta de 84.9%. Esta inversión representa un IMP de \$6.0 MM de dólares, o bien, 3.9% sobre el IMP del período actual.

Recomendamos que ETESA revise sus expectativas en el diseño del nuevo edificio a fin de minimizar el impacto que el mismo tendría en las tarifas. Es importante determinar la relación óptima del valor neto de la planta general al valor neto del total de activos.Cuál es la

relación en las empresas eficientes (comparadoras). Una relación muy alta significa una alta relación de activos indirectos no asociados a la productividad de la empresa.

20. No se ubicaron elementos que permitan concluir que se ha cumplido con el literal k del artículo 74, referente a los lineamientos metodológicos del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, que establece que *Las obras resultantes deberán evaluarse desde el punto de vista del impacto tarifario sobre los agentes del mercado y deberá efectuarse una estimación de la afectación a los usuarios.*

Atentamente,


Jaime Lammie
Director de Mercado Eléctrico

ETESA
GERENCIA DE PLANEAMIENTO
Recibido por 
Fecha: 20 / 6 / 06
Hora: 1:53 p.m.



16 de noviembre de 2006
DME-477-06

Ingeniero
Isaac A. Castillo R.
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica
Ciudad

Estimado Ing. Castillo:

En referencia a la Nota ETE-DEOI-PLAN-135-2006, donde se nos solicita información sobre los planes de expansión y demanda histórica y pronosticada por punto de interconexión de Elektra Noreste, S.A. como lo establece el reglamento de operaciones, tenemos a bien remitirle la información solicitada.

La información de curvas de carga, demandas históricas y proyectadas, se adjunta en el CD debido al volumen de información generada. La información del CD está distribuida de la siguiente manera:

1. Hoja #1: Curvas de Cargas de Elektra Noreste - Noviembre 2005 a Octubre 2006.
2. Hoja #2: Demanda Máxima y Mínima Histórica - Noviembre 2005 a Octubre 2006.
3. Hoja #3: Pronóstico Mensual. Demanda Máxima y Mínima por Punto de Interconexión. 2007 - 2026.
4. Hoja #4: Pronóstico Anual. Demanda Máxima y Mínima por Punto de Interconexión. 2007 - 2026.
5. Hoja #5: Pronóstico Mensual. Demanda Máxima y Mínima por Subestación. 2007 - 2026.
6. Hoja #6: Pronóstico Anual. Demanda Máxima y Mínima por Subestación. 2007 - 2026.
7. Gráfica #1: Curva de Carga. Punto de Interconexión: Colón.
8. Gráfica #2: Curva de Carga. Punto de Interconexión: Panamá.
9. Gráfica #3: Curva de Carga. Punto de Interconexión: Cañitas/Aserradero.
10. Gráfica #4: Curva de Carga. Punto de Interconexión: Total Coincidente.

1. EXPANSIÓN DE LA SUBESTACIÓN TOCÚMEN.

Descripción: El Este de la provincia de Panamá ha presentado un incremento demográfico notable durante los últimos años y se estima que esta tendencia se mantendrá por un tiempo considerable.

Actualmente, la S/E Tocúmen cuenta con un transformador de 30/40/50 MVA que es alimentado por las líneas 115-32 y 115-33 desde la S/E Panamá II.

La introducción de carga adicional al sistema, con la entrada de nuevos proyectos de urbanización al área, compromete a Elektra Noreste, S.A. a expandir la capacidad de la S/E Tocúmen. Esta expansión contempla la adición de un nuevo TX de 42 MVA, y la creación de nuevos circuitos para suplir parte de la demanda ya existente en el área, cumpliendo así con las normas y regulaciones de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Información General

Capacidad: 42 MVA
Transformador: 25/33/42 MVA Y- Δ -Y.
115/13.8 KV
Cantidad de Circuitos: 4.

Información Técnica

Impedancia del transformador: 9% @ 25 MVA

Entrada en Operación Estimada: junio de 2008.

Inversión: \$ 2,850,000

2. REEMPLAZO DE TRANSFORMADOR 115/44 KV FRANCE FIELD

La demanda de 44kV corresponde a las subestaciones Colón y Monte Esperanza, donde existe una interconexión con el sistema de distribución de la Autoridad del Canal de Panamá.

Este sistema es alimentado desde Subestación France Field por un transformador de potencia reductor de 115kV a 44 kV y cuenta con un transformador de respaldo desde Subestación Bahía las Minas.

A través de los resultados de pruebas de mantenimiento del transformador TX-3 de France Field se diagnosticó el fin de la vida útil de este equipo. El transformador contaba con 23 años desde su fabricación.

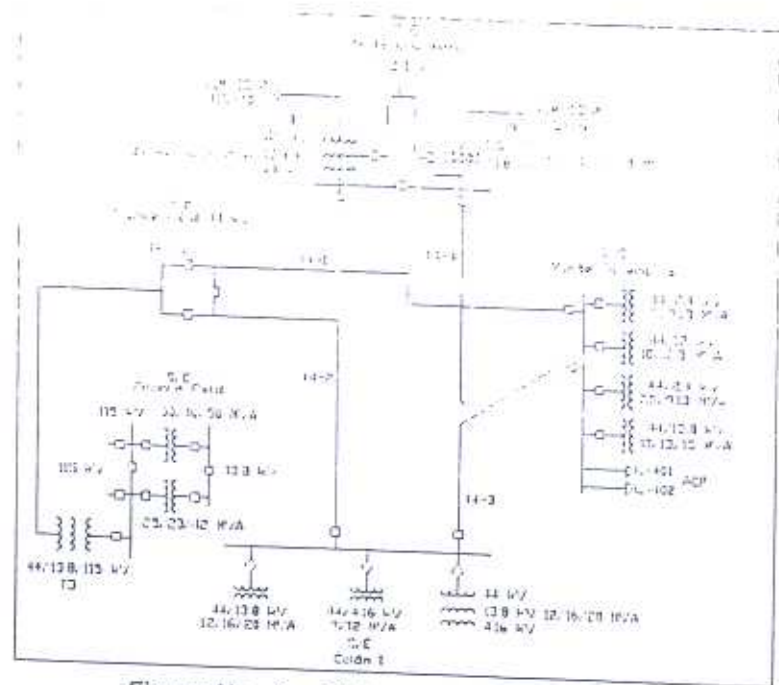


Figura No. 1. Sistema de Subtransmisión 44kV

Este proyecto considera la adquisición e instalación de un nuevo transformador de potencia en el patio de la subestación, así como la coordinación de sus protecciones y su puesta en servicio.

Inversión: \$ 800,000
Puesta en Servicio: 2007

3. REEMPLAZO DE TRANSFORMADOR 115/13.8 KV EN LA SUBESTACIÓN CERRO VIENTO

La Subestación Cerro Viento entró en servicio a finales de los setenta, con un área de cobertura que incluía las cargas alimentadas hoy en día por las Subestaciones Cerro Viento, Monte Oscuro, Tocúmen y Geehan.

Los años de operación, tipo de operación y mantenimiento al que se somete un equipo definen su ciclo de vida. En este caso el T-2 de Cerro Viento alcanza el fin de su vida útil luego de 30 años de servicio sirviendo a grandes cargas.



Figura No.2. Diagrama Unifilar Subestación Cerro Viento

En este proyecto se considera la adquisición e instalación de un nuevo transformador de potencia en el patio de la subestación, así como la coordinación de sus protecciones y su puesta en servicio.

Inversión: \$ 800,000
Puesta en Servicio: 2007

5. SUBESTACIÓN COCO SOLO (INTERCONEXIÓN GENERADOR FRANCE FIELD)

A partir del año 2007, se espera el desarrollo de una planta de generación térmica, por parte de una compañía de capital privado, en el área de Coco Solo, Cristóbal, en la provincia de Colón. Esta empresa aportaría una generación de 132 MW. Para entregar esta energía al sistema, se requeriría que Elektra Noreste adecue parte de su sistema de subtransmisión. Las adecuaciones ofrecerían la infraestructura necesaria para la interconexión.

Adicionalmente, se espera un crecimiento significativo en la demanda de esta zona por la ampliación de los

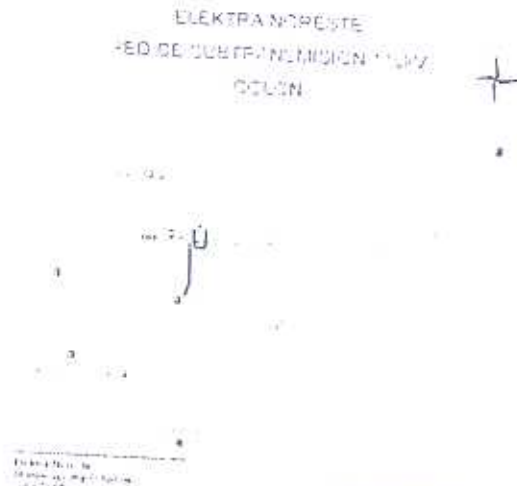


Figura No.3 Diagrama de Localización Generadora Coco Solo

puertos de contenedores Manzanillo International Terminal (MIT) y Colon Container Terminal (CCT). Este desarrollo representaría una demanda adicional estimada en 45MVA cargados al sistema. De esta carga, 22 MVA han sido solicitados en Media Tensión-13.8kV. Por otro lado, no se descarta que estos grandes clientes puedan migrar al servicio en alta tensión. Con los arreglos propuestos el sistema de Elektra Noreste se ampliaría, optimizando su capacidad para asumir estos posibles cambios.

Este proyecto consiste en la construcción del patio de 115kV en la subestación de la empresa generadora, para la conexión de dos líneas de transmisión. También se considera la extensión de estas líneas entre Subestación France Field y la generadora. Estas líneas llevarían la energía producida hasta Bahía las Minas y France Field. Adicionalmente, se adquiriría un nuevo transformador de potencia, reductor de 115/13.8kV y se construiría un patio en 13.8kV para atender la demanda requerida.

Inversión: \$ 3,155,147

Inicio: 2007

Entrada en Operación Estimada: 2008

4. EXPANSIÓN DE LA SUBESTACIÓN TINAJITAS.

Descripción: Esta segunda etapa, contempla asumir el resto de la carga de los circuitos de Santa María antes aliviados, llevándola hacia un nuevo TX2 de 25 MVA en la S/E

Tinajitas. Esta nueva configuración reducirá las pérdidas y mejorará la confiabilidad del sistema reduciendo las distancias para alimentar las cargas.

Adicionalmente permitirá incrementar la capacidad de la subestación Santa María para afrontar los incrementos vegetativos y el ocasionado por los nuevos proyectos comerciales previstos.

Información General

Capacidad:	42 MVA
Transformador:	25/33/42 MVA Y-Δ-Y, 115/13.8 KV
Cantidad de Circuitos:	8.
Bancos de Capacitores:	7.2 MVAR

Información Técnica

Impedancia del transformador: 9% @ 25 MVA

Entrada en Operación Estimada: Diciembre de 2009
Inversión: \$ 2,496,000

5. SALIDAS ADICIONALES EN LA SUBESTACIÓN PANAMÁ.

Descripción: Con la entrada de la segunda etapa de la Subestación Tinajitas, se incrementa la capacidad de manejo de potencia de esta subestación, por lo cual se hace necesario habilitar una salida adicional de la Subestación Panamá, para una segunda línea de transmisión de 2.82 km hacia Tinajitas. Aunado a esto se requiere habilitar otra salida en la Subestación Panamá, para la línea 115-9 de Subestación Monte Oscuro, ha ser empleada como parte de la alimentación de la primera etapa de la Subestación Tinajitas. De esta manera las Subestaciones de Monte Oscuro y Tinajitas quedarán servidas a través de dos líneas de transmisión.

Elektra Noreste requerirá de ETESA la habilitación de las dos salidas para diciembre de 2009.

7. LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBESTACIÓN SANTA MARÍA - SUBESTACIÓN CÁCERES.

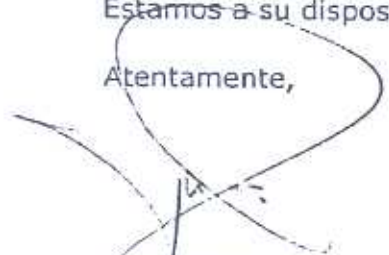
Descripción: Dado que la Subestación Santa María presenta actualmente una potencia máxima de aproximadamente 80 MVA (demanda más alta respecto al resto de las subestaciones de Elektra Noreste S.A.) y que su alimentación es radial (línea 115-7, desde la Subestación Panamá), se plantea alimentar esta subestación desde dos circuitos de subtransmisión, provenientes de la Subestación Cáceres.

Para ello será necesario que Elektra Noreste S.A. ceda la línea de transmisión 115-7 a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA). De forma tal que ésta última la reemplace por una alimentación desde la Subestación Cáceres y que adicionalmente permita la construcción de una nueva línea a través de la habilitación de una nave en esta subestación.

Este proyecto forma parte del anterior y por ello Elektra Noreste requerirá de ETESA la habilitación de las dos líneas de transmisión para diciembre de 2009.

~~Estamos a su disposición a cualquiera consulta que tengan a bien realizar.~~

Atentamente,


Javier Pariente
Gerente General

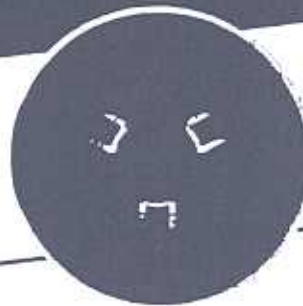
Copia: Ing. Oscar Rendoll-Director Ejecutivo de Operación Integrada-ETESA 

Adjunto: Lo indicado

Elektra Noreste, S.A.

Pronostico de Demanda para el Plan de Expansi3n de
ETESA, 2007 - 2026.
Respuesta a la Nota ETE-DEOI-PLAN-135-2006.
Nota DME-477-06

16 DE
Noviembre de
de 2006
I Entrega



"Todo cambia cuando hay LUZ"

www.elektra.com.pa



Javier Pariente

13 de noviembre de 2006
DME-470-06

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

Estimado Ing. Castillo:

En referencia a la nota ETE-DEOI-PLAN-135-2006 en la que solicita información sobre el plan de expansión de los agentes del mercado a más tardar el 15 del corriente, al respecto queremos solicitar una prórroga hasta el lunes 20 de noviembre.

Agradecemos su comprensión al respecto.

Atentamente,


Javier Pariente
Gerente General

Adjunto: Lo indicado



ETESPA

DUE-477-06

DUE-477-06

ETE-DEOI-PLAN-135-2006
16 de octubre de 2006

Licenciado
Javier Pariente
Gerente General
ELEKTRA NORESTE, S.A.
E. S. D.

[Handwritten signatures and notes]
Ing. E. L. Rodríguez
Ing. E. Rodríguez
Ing. E. Rodríguez
Ing. E. Rodríguez
Ing. E. Rodríguez
Sald.

Estimado licenciado Pariente:

La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA), tiene dentro de sus funciones por Ley, la elaboración anual del Plan de Expansión de Transmisión. Para tal efecto, debe recopilar de los Agentes del Mercado toda la información necesaria para la evaluación de las diferentes alternativas y escoger la mejor para el desarrollo del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El Reglamento de Transmisión, en su Art. 62, establece que "Las empresas de generación, cogeneración y autogeneración y distribución deben suministrar a ETESA, la información necesaria requerida para la elaboración de los planes de expansión del sistema de transmisión de acuerdo a lo establecido en la norma vigente y específicamente en el Reglamento de Operación".

Con el fin de contar con la información más actualizada de parte de su empresa, le solicitamos que nos haga llegar a más tardar el 15 de noviembre de 2006, la información sobre sus planes de expansión, incluyendo nuevas líneas, subestaciones o ampliaciones en instalaciones existentes. Además, tal como lo establece el Reglamento de Operación en el literal NES.2.6 del Capítulo II, "Procedimientos e Información General Requerida para el Planeamiento", del Tomo V, "Normas para la Expansión del Sistema", solicitamos lo siguiente:

- Datos de demanda (potencia activa y reactiva) y energía activa.
- Datos de demanda (potencia activa) diaria.
- Pronóstico de carga para los próximos 20 años.

En adición a lo anterior y en base a lo señalado en el literal NES.2.9 del Reglamento de Operación que establece que ETESA podrá solicitar información adicional de pronóstico de demanda en cualquier periodo del año a los Agentes del Mercado, le solicitamos que la información de pronóstico de carga para los próximos 20 años nos la proporcione de la siguiente forma:

- Pronóstico de Demanda Máxima Coincidente (MW) con el sistema por subestación.
- Pronóstico de Demanda Máxima No Coincidente (MW) por subestación.
- Pronóstico de Demanda Mínima Coincidente (MW) con el sistema por subestación.
- Pronóstico de Demanda Mínima No Coincidente (MW) por subestación.

Las subestaciones a las que nos referimos en el punto anterior son: S/E Tocumen, S/E Cerro Viento, S/E Santa María, S/E Monte Oscuro, S/E Tinajitas, S/E Geehan, S/E Chilibre, S/E Calzada Larga, S/E France Field, S/E Las Minas 44 KV, S/E Las Minas 13.8 KV y cualquier otra nueva subestación que tenga su empresa contemplada en sus planes de expansión para los próximos 20 años.

Atentamente,



ISAAC A. CASTILLO R.
Gerente General

ETESA
GERENCIA DE PLANEAMIENTO

Recibido por: 

Fecha: _____

Hora: _____

ELEKTRA NORESTE, S.A.
MERCADO ELÉCTRICO

19 OCT

Recibido por: 

ELEKTRA NORESTE, S.A.

225 p.m.