



**RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES DE LA ASEP
AL PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN
NOTA No. DSAN-1332-07**

Criterios y Parámetros

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

- En relación al criterio de mínimo costo, se debe indicar explícitamente que los planes de mínimo costos totales que se obtienen incluyen el costo de la energía no servida.

Esto es un aspecto de forma, ya que en el desarrollo de los estudios se observa que el costo de déficit, ha sido calculado y se supone ha sido considerado en las evaluaciones económicas. Se observa además, que los valores de energía no servida son los asociados con los cálculos realizados por el modelo SDDP. Sin embargo, sería conveniente que en la medida de lo posible en los resultados resumidos de los despachos del modelo SDDP, estos valores de energía no servida se mostraran desagregados.

RESP: El costo de energía no servida es calculado por el modelo SDDP y está considerado en el costo operativo. De acuerdo a lo solicitado, esto se incluirá en el informe final.

- Debe verificarse con la COPE y fundamentarse el uso de 100 MW de potencia, como criterio de reserva de confiabilidad, ya que esto puede conducir a planes de expansión más caros que lo necesario.

RESP: Este es el Criterio de Seguridad y Confiabilidad de Potencia establecido por la COPE en el documento "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2007", el cual fue aprobado por la Junta Directiva de la COPE, mediante la Resolución No. 07001 del 31 de enero de 2007.

Sistema de generación existente

- En la página 29 del informe, en referencia a la re-potenciación de las unidades de las plantas La Estrella y Los Valles, debe aclararse que ya la primera etapa finalizó.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- En el cuadro No. 5.2, la suma de la capacidad efectiva debe ser 1022 MW y no 1003 MW.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

Sistema de generación futuro

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

- En el penúltimo párrafo de la página 36, la unidad utilizada del costo unitario de la generación cólica debería decir US\$/kW y no US\$/kWh.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- En el Cuadro No. 6.3 de la página 41, sobre proyectos de generación termoeléctrica, deben verificarse los datos asociados a los MMV de 100 MW, respecto de los MMV de 50 MW, ya que no parece coherente que sea más barato en \$/kW el costo de los MMV de 50 MW, que el costo de los MMV de 100 MW, algo similar sucede con los rendimientos.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- Debe verificarse la capacidad instalada de El Alto, la cual figura con 30 MW y debe ser de 60 MW.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- Se debe verificar la fecha de entrada en operación de los proyectos Mendre, Síndigo, Pedregalito y Chan I, las cuales parecen estar un poco adelantadas. Adicionalmente, Chan I, corresponde al proyecto Chan 75, por lo tanto debe utilizarse esta identificación para el proyecto.

RESP: Las fechas de entrada en operación de estos proyectos hidroeléctricos fue acordada con la ASEP, en la reunión sostenida el día 1 de febrero de 2007, en la cual participaron por la ASEP, los ingenieros Fernando Vargas, Rodrigo Rodríguez y Moisés Cano. Se corregirá el nombre del proyecto Chan 75 en el informe.

- Debe considerarse la posible entrada en operación de una planta termoeléctrica a carbón para el 2014 con una capacidad instalada de 250 MW. En la actualidad existen indicios de que ésto puede materializarse, ya que el Estado tiene un Memorando de

Entendimiento con una empresa privada, en donde se ha otorgado un área en Colón para materializar este proyecto.

RESP: Este escenario será incluido en el documento final como una sensibilidad del escenario MHTCB7, el cual incluye plantas de carbón.

Proyectos hidroeléctricos en trámite de adquisición de concesión

Se deben verificar los costos de construcción de algunos proyectos señalados en el Cuadro No. 7.1 de la página 42, ya que los mismos son muy pequeños. Este es el caso de los proyectos Gualaca, Lorena, Prudencia y Bonyic que tienen costos de construcción en \$/kW de 40.5, 57.9, 91 y 53, respectivamente.

RESP: Los costos de estos proyectos en el Cuadro No. 7.1, corresponden a su costo de inversión en Millones de B/. y no en \$/KW. En el documento final se corregirá este error, mostrando para todos los proyectos, sus costos en \$/KW.

Descripción de los Planes de Expansión

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

- En el Cuadro No. 9.1. de la página 46, no se incluye el año de incorporación de la generación futura. Esto debe corregirse indicando la fecha prevista de entrada en operación de los proyectos.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- Los módulos considerados de la generación termoeléctrica TG y CC con GN/GNC, TV Carbón de 250 MW, son un poco grandes en relación al abastecimiento del mercado panameño. Se deben fundamentar los escenarios elegidos asumiendo una estrategia de exportación hacia el futuro, sin que esto implique necesariamente una modelación regional. No se puede pensar en el desarrollo de un escenario de generación termoeléctrica en base al GN, GNC o carbón si no se complementa con el desarrollo de las exportaciones.

RESP: En el informe final del documento se incluirán los análisis con exportación regional para los escenarios que contemplen estos proyectos.

- En los resultados del despacho de los casos 3 al 5 y en menor medida el 2, se observa que los mismos no son realistas, dado que los tiempos de utilización de la generación termoeléctrica existente no es compatible con la rentabilidad esperada y los CMG resultantes son significativamente bajos.

RESP: El modelo SDDP realiza las simulaciones del despacho buscando el mínimo costo utilizando las centrales más eficientes, que combinado con las fuentes más económicas, resulta en el desplazamiento de centrales más caras, consecuentemente, costos marginales bajos. Las centrales más caras se mantienen para garantizar la demanda de potencia incluyendo la reserva.

- Los escenarios basados en generación termoeléctrica en cualquiera de los casos pero especialmente en el caso de la generación en base a GNC, GN y en menor medida carbón, se formulan en base a módulos de centrales grandes en varios casos de 250 MW. No hay un estudio que oriente sobre estos criterios y necesariamente esto debe complementarse con hipótesis de exportación al mercado centroamericano. De otro modo pareciera que las hipótesis son poco realistas para este mercado, donde el módulo óptimo de generación posiblemente son más bajos que los considerados.

RESP: En todos los escenarios analizados se consideraron como plantas candidatas motores de media velocidad de 50 y 100 MW, plantas de carbón de 150 y 250 MW, ciclos combinados de gas natural de 150 y 250 MW y turbinas de gas natural de 100 MW, tal como se presenta en el cuadro No. 6.3 del Plan. El hecho de que los distintos escenarios tengan plantas de carbón o ciclos combinados de 250 MW se debe a que el modelo SUPER determina el plan de mínimo costo a valor presente, el cual incluye el costo de inversión, operación y energía no servida y el modelo determinó que este plan de mínimo costo es en base a plantas de 250 MW. En el informe final del documento se incluirán los análisis con exportación regional para los escenarios que contemplen estos proyectos.

- Los cinco escenarios básicos se han formulado para el caso de demanda media y luego se realiza la sensibilidad para el caso de demanda alta, sin embargo no está claro cómo se utilizará esta información. Esto debe quedar claro en el informe.

RESP: Los escenarios mostrados en el Capítulo 11 del Plan, con título "Sensibilidades de Demanda Alta", no son realmente sensibilidades a la demanda, sino escenarios de expansión para el caso de demanda alta. Esto será aclarado en el documento final.

- Dado la volatilidad que han presentado los planes de expansión en el Corto Plazo de acuerdo al análisis de los últimos PESIN, ETESA debe formular más escenarios o realizar sensibilidades, considerando mayor participación del parque termoeléctrico tal como ya se ha observado en el PESIN 2006. Esta apreciación se basa en que la historia de los últimos años ha mostrado que los aprovechamientos hidroeléctricos normalmente se retrasan y ante situaciones de coyuntura como la actual, el parque termoeléctrico es quien normalmente permite sobrellevar el problema.

RESP: Se incluirá en el documento final otra sensibilidad adicional, adelantando proyectos térmicos y atrasando los proyectos hidroeléctricos, de acuerdo a esta observación de la ASEP.

- Debe establecerse un escenario que considere la posibilidad de interconexión eléctrica con Colombia, ya que es conocido que existen avances en este sentido.

RESP: Este escenario no se ha incluido en el Plan ya que no es uno de los escenarios establecidos por la COPE, en la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2007". En el Plan de Transmisión se incorporará un capítulo sobre los avances en los estudios de esta interconexión.

- Debe simularse un escenario que considera la instalación de una planta termoeléctrica a carbón en el área de Isla Telfers en Colón, con una capacidad instalada de 250 MW y fecha de entrada en operación de 2014.

RESP: Este escenario se incluirá en el documento final, como se señaló anteriormente.

- Debe simularse un escenario considerando la turba local, ya que la turba fue una alternativa que la COPE solicitó se incluyera en los escenarios de generación. Si no se tiene información, se deberán hacer algunas asunciones.

RESP: En el documento final se incluirá, en el escenario MHTLA7, una planta con turba.

- Se informan los costos totales de inversión y los costos de operación, pero no los costos por energía no servida como prevé el RT. En el Anexo 2, se observa el déficit esperado, pero no se ha incluido en las tablas de costos o no se ha desagregado. Si dichos costos ya están incluidos en el costo de operación, los mismos se deben desagregar.

RESP: Esto se incluirá en el documento final.

- No se menciona la inclusión en los costos totales de los correspondientes a las posibles ampliaciones de la red de transmisión y los costos de conexión de las plantas al sistema de transmisión. Cabe destacar que el RT dice explícitamente que cuando una ampliación se proponga se deben considerar estos costos, aunque sea en forma simplificada.

RESP: Los costos de los proyectos de generación considerados como candidatos en el análisis del plan de generación incluyen un costo aproximado de la transmisión

necesaria para su conexión al sistema. Los costos de las ampliaciones de la red de transmisión, no están incluidos en este análisis del Plan Indicativo de Generación, ya que éste corresponde al análisis del Plan de Transmisión. El RT establece que “cada plan indicativo de generación seleccionado deberá dar origen al menos a una alternativa del plan de expansión del Sistema Principal de Transmisión, el cual deberá desarrollarse y evaluarse técnicamente desde el punto de vista de calidad de servicio”. En este plan de expansión de transmisión también se evalúan los costos de las obras de expansión de transmisión.

- En referencia al modelo de cálculo utilizado “SUPER”, se debe incluir la descripción de su formulación matemática y modelo de solución utilizado. Se debe indicar qué función objetivo utiliza, cuáles son las restricciones consideradas, si considera la modelación de la red de transporte, en qué medida se simula la competencia del mercado de generación, cómo se evalúan los costos de operación y todo otro detalle que permita entender el modelo. Esto ya ha sido comentado anteriormente.

RESP: En el documento final, se incluirá un Anexo con toda la información del modelo SUPER.

Análisis regional

- Los escenarios donde se formulan alternativas tecnológicas como el caso del GNC (barcazas) o el GN (gasoducto) o carbón con módulos de generación grandes (para nuestro mercado), deberían acompañarse de ciertas hipótesis de exportación de energía. Estas potenciales exportaciones deberían considerarse en alguna medida en las evaluaciones económicas, al menos como una sensibilidad dada la importancia que pueden llegar a tener.

RESP: Esto se incluirá en el documento final, considerando las exportaciones en base a un análisis regional, lo cual será también tomado en cuenta para las evaluaciones económicas.

- En el análisis regional se observa que para los mismos escenarios, los costos marginales cuando se exporta a Centroamérica son más bajos en varios años, que respecto de la situación que no se exporta. Si es un error el mismo debe corregirse, en caso contrario debe aclararse la interpretación que corresponde.

RESP: Esto se aclarará en el informe final del documento.

Sensibilidad de demanda alta

- Se debe justificar por qué para el plan con demanda alta, se utilizan módulos de MMV de 50 MW y para el de demanda media, se utilizan módulos de MMV de 100 MW. Incluso para un mismo año, en lugar de proponer un módulo de MMV de 100 MW se proponen dos MMV de 50 MW.

RESP: Este resultado se obtiene del modelo SUPER, el cual toma en cuenta todas las posibles plantas candidatas y en base a ellas da como resultado un plan de mínimo costo a valor presente, considerando el costo de inversión, operación y energía no servida. El hecho de que en un caso tome plantas de MMV de 50 MW y en otro caso plantas de MMV de 100 MW, es en base al análisis propio del modelo para obtener así el plan de mínimo costo.

- Se debe revisar en el primer párrafo de la página 99, donde se citan las cantidades de unidades de MMV de 50 y de 100 MW, para el escenario de demanda media, ya que el mismo no coincide con lo indicado en otras partes del informe.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

Análisis de riesgo

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

- Un análisis de riesgo debe considerar incertidumbres asociadas a las distintas variables tales como: precios de combustible, costos de obras de generación, demanda, fecha de terminación de obras principalmente los proyectos hidroeléctricos, etc.

RESP: En el análisis realizado se consideraron incertidumbres sobre las fechas de terminación de obras de proyectos, ya que se realizaron varios escenarios considerando el atraso de la entrada en operación de proyectos de generación de importancia, tales como Chan 75 y Panapower. En cuanto a la demanda, se realizaron los análisis de demanda alta. En el documento final se incluirá un análisis con respecto al aumento de los precios de combustibles, de acuerdo a lo solicitado.

- En este sentido, el análisis de riesgo presentado en este informe no cumple con esto, ya que sólo consideró incertidumbres determinísticas (descartando una alternativa utilizando un criterio cualquiera o directamente asociándolo a un valor económico) respecto de la demanda, de la disponibilidad y del precio del GNC.

RESP: Las combinaciones de variables inciertas en este análisis son numerosas, por lo que el examen de todas ellas confundiría más que facilitar el proceso de la toma

de decisiones. Lo razonable es elegir analizar sólo los cambios en las variables con más posibilidad de ocurrencia y con un mayor impacto. Como mencionamos anteriormente, los casos estudiados del Plan Indicativo de Generación son más sensibles a cambios en dos o tres variables, para los cuales se realizaron los análisis de sensibilidad correspondientes.

- Es necesario que se implemente una metodología adecuada que considere los aspectos señalados en cuanto a los análisis de riesgo pero que considere en forma aproximada el nivel de incertidumbre, de otro modo no se estaría cumpliendo con los literales b y g del artículo 74 del Reglamento de Transmisión.

RESP: La implementación de una metodología que contemple ampliamente los diversos riesgos en las variables que tienen los casos analizados, considerando niveles de incertidumbre con énfasis probabilísticos, deben ser valorados de manera que el esfuerzo de estudio adicional que se requiere no sea mayor a los posibles ahorros que se detectarían, a un estudio a nivel de Plan Indicativo.

Evaluación económica y financiera del plan recomendado

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

- Los cuadros con las evaluaciones económicas y financieras deben contar con una mayor cantidad de datos de sus componentes a los efectos de hacer un seguimiento de cada evaluación. Por ejemplo, no se cuenta con los costos de operación variables, ni con los costos de déficit, ni los costos de O&M fijos y variables, ni los costos en inversiones en transmisión de refuerzo, etc.

RESP: Para las diferentes opciones del Plan Indicativo de Generación, se elaborará un cuadro resumen con las diferentes características de cada caso. Con respecto a los proyectos de expansión que componen cada plan el detalle de la información utilizada se encuentra en el Anexo N° 2.

- Es necesario que se verifiquen aproximadamente y bajo condiciones estándares la rentabilidad de la generación existente o en su defecto que se justifique de alguna forma que dicha generación, efectivamente estará disponible en todos los años donde se observa un tiempo de utilización muy bajo, de tal manera que no ponga en riesgo el escenario por falta de potencia firme o reserva.

RESP: Se realizó un análisis de rentabilidad de la generación existente, con los mismos supuestos, metodología y criterios de evaluación utilizados con los proyectos de expansión. Las señales que emanan de los resultados, no permiten inferir adelantos en el retiro de las centrales de generación.

- Los escenarios de Demanda Media Hidrotérmica con Gas Natural Comprimido transportado por Barcaza a partir del 2009 y Carbón, y el de Demanda Media Hidrotérmica abastecido por Gasoducto a partir de 2012 y Carbón, no son totalmente adecuados. Esta opinión se fundamenta en que si se incurre en una estrategia de incorporar en la matriz energética GNC o GN además del carbón, utilizando módulos de unidades de generación grandes para lo que es el mercado panameño, sin complementarlo con una estrategia de exportación, los escenarios no son consistentes. Estos escenarios deben estar acompañados de una decisión de exportación en volúmenes importantes, de otro modo no parecen viables desde el punto de vista del inversionista privado.

RESP: Basado en el lineamiento de competitividad y en ausencia de restricción para módulos de generación de 250 MW, el modelo SUPER optimiza con las unidades de generación al considerar fuentes alternativas baratas como es el gas en GNC y GN abastecido por gasoducto, al igual que con el carbón. Esta optimización considera las diferencias marginales en costos, favorables a los módulos de mayor tamaño. El factor de carga de estas centrales es cerca de 1.0, desplazando centrales que operan en un nivel más costoso, las cuales son las llamadas a despachar, a efecto de exportaciones del sistema. Los despachos regionales incluidos en los Anexos 3 al 7 validan esta última afirmación.

- Como ya se mencionó antes, no se cuenta con una metodología de análisis de riesgo en ninguna de las instancias del plan indicativo de generación, aspecto importante para adoptar decisiones y analizar económicamente la viabilidad de un plan indicativo de generación.

RESP: La respuesta a esta interrogante fueron comentadas en la sección de Análisis de Riesgo.

- En la metodología utilizada por ETESA en el PESIN 2006, se tiene que para evaluar la viabilidad de una ampliación del SIN, se hace un cálculo estadístico de la frecuencia con que es requerido un determinado vínculo de transmisión según planes indicativos básicos estudiados y aceptados. En base a esta estadística se decide la conveniencia de un determinado vínculo. Cabe indicar, que si la estadística se basa en escenarios de planes de expansión de la generación no apropiados, este procedimiento no es correcto, dado que en este caso podrían estarse utilizando escenarios que no están debidamente ajustados. Es decir, cualquier escenario se considera con igual posibilidad de ocurrencia, aspecto que no es aceptable ni adecuado. De ahí la importancia de calcular la posibilidad de cada escenario de tal manera de poder ponderar su nivel de certidumbre.

RESP: En estos momentos, es imposible asignar una probabilidad de ocurrencia para cada uno de los escenarios de generación analizados, ya que no se cuenta con una certeza de la llegada de gas natural a Panamá, ya sea por medio de barcazas (GNC) o por gasoducto, de carbón o turba. De allí, el hecho de que el Plan de Expansión de Transmisión, se realice para cada uno de los escenarios evaluados en el Plan Indicativo de Generación.

- Las evaluaciones económicas de las distintas unidades de negocio se realizan con valores promedios de los precios marginales para todos los casos. Esto en algunos casos causaría ciertos errores, y favorecería la evaluación económica de las centrales que generan más en la base y perjudicaría a las que generan más en el pico. Se debe evaluar el impacto de esta hipótesis. Lo que correspondería es considerar para cada planta de generación el costo marginal asociado con cada bloque del diagrama de demanda.

RESP: La evaluación económica de las centrales de generación define como beneficio principal, el retorno resultante del producto de la generación por el costo marginal. El retorno de la inversión utilizada es la sumatoria de los retornos de los tres bloques: Base, Media y Punta. O en otras palabras, la suma de la generación de la central por bloque por su respectivo costo marginal. El promedio de los costos marginales de cada año, valora este beneficio como la suma de los productos de los tres bloques, para cada central. Por consiguiente, el análisis no discrimina por centrales caracterizadas como Base o de Punta.

- En relación con el Cuadro 13.1 de la página 107 se observan los siguientes errores:
 - o La cantidad de unidades de MMV no concuerdan con los presentados en la página 46 del Cuadro 9.1.
 - o Los costos de inversión de los MMV de inversión con los datos originales. Los MMV de 50 MW, figuran con un costo de \$40000 y deberían ser \$50000, tomando en consideración que lo presentado en el Cuadro No. 6.3 de la pág. 41 parece tener invertidos los datos de los MMV de 100 MW, con los correspondientes MMV de 50 MW. Este error se repite en varios cuadros y también en los correspondientes al Anexo 2.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- En la página 115, Cuadros No. 13.7, No. 13.8, y No. 13.9 en la columna "Inversión Directa" los costos de las plantas de CCGN 250-1 y 250-2, aparece con un monto de \$150000 y debería ser \$ 162500, considerando el costo de construcción señalado en el Cuadro No. 1.6 de la página 8. Esta situación se repite para otros cuadros y también en el Anexo 2.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- En la página 12 del Anexo 2, Cuadro A2.3, las unidades de los costos unitarios debe ser en \$/kWh y no en \$/kWh.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- En la página 12 del Anexo 2, penúltimo párrafo debe decir 3489 dólares y no 3418 dólares.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

Estudios eléctricos y de confiabilidad

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

A. Estudios de flujo de potencia:

- Se considera sólo el escenario hidrotérmico convencional MHT7 y el hidrotérmico convencional que contempla alternativas de expansión a base de carbón MHTCB7, que son idénticos hasta el año 2015. Para los casos MHTGBC7, MHTGDC7 y MHTTLA7, no se han realizado estudios de flujo de potencia. Con esta cantidad reducida de estudios de flujos no es posible conocer con precisión si alguno de los planes propuestos son inviables desde el punto de vista del funcionamiento del sistema o si se requerirían inversiones en el sistema de transporte. Es necesario corregir esto o aclarar la situación.

RESP: En el documento sólo se incluyeron los análisis de estos dos escenarios, MHT7 y MHTCB7 ya que son idénticos hasta el año 2015. En el Plan de Expansión de Transmisión que se entregará a la ASEP a fines del mes de mayo, el cual se realiza en base a los resultados del Plan Indicativo de Generación, se incluirán todos los análisis eléctricos de los cinco (5) escenarios. Es en este Plan de Transmisión que se determinarán los refuerzos e inversiones necesarias en la red de transmisión, para cada uno de los escenarios del Plan de Generación.

- Se debe incluir en el informe, algunos detalles sobre la forma de modelar el sistema. Por ejemplo, se debe indicar en el informe si en la modelación se incluye la curva P-Q de los generadores o si se trabaja directamente con valores máximos y mínimos de potencia activa y reactiva. En caso que se trabaje directamente con valores máximos y mínimos, debería verificarse que el reactivo generado no supere el valor admitido de acuerdo con el valor de potencia activa entregada.

RESP: Esto se aclarará en el documento final.

- El Anexo 8 de "Resultados de flujo de potencia" debe contener un listado de los casos incluidos en dicho anexo.

RESP: Esto se incluirá en este Anexo en el documento final.

- En el Anexo 8 debe verificarse el título de los casos, ya que todos se denominan "PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2007".

RESP: El título en el Anexo 8 es correcto, ya que todos estos escenarios tienen como título principal "Plan de Expansión del SIN con Centroamérica Junio de 2007", ya que corresponde al Plan del año 2007 que se entrega con fecha de 30 de junio de 2007 a la ASEP. Además, después de este título se incluye otro que especifica para qué año se realiza el análisis y en qué condiciones, ejemplo: "Año 2007 Demanda Máxima de Inverno" y finalmente otro título que indica el caso, ejemplo: "Caso MHT7".

B. Estudios de estabilidad:

- El informe debe contener la información acerca de la fuente de los datos, modelos empleados, parámetros y acciones de control pos fallas existentes y consideradas.

RESP: Esto se incluirá en el documento final como Anexo 11. Los esquemas de control de emergencia, tales como esquemas de desligue de carga por baja frecuencia y bajo voltaje se incluyeron en el documento "Estudios Básicos" entregado a la ASEP el 31 de enero de 2007.

- En las págs. 21 y 22 del Capítulo "3: Criterios y Parámetros" se presentan los criterios tenidos en consideración en el estudio, no obstante se observa que no se han incluidos los criterios Dinámicos o Criterios de Estabilidad considerados, a los cuales se hace referencia en la página 41 del apartado "3. Proyectos Termoeléctricos". Esto debe corregirse.

RESP: Esto se incluirá en el documento final.

- No se observa en el apartado "14.3 Análisis de Estabilidad" Pág. 130 del informe ni en el Anexo 9, que se haga referencia a cuál o cuáles son las alternativas analizadas desde el punto de vista de la respuesta dinámica. Por ello, no se puede afirmar fehacientemente que las fallas seleccionadas son adecuadas y suficientes para determinar la influencia que tienen las nuevas incorporaciones previstas en la respuesta dinámica del sistema eléctrico en estudio. Es necesario que esto se corrija o aclare.

RESP: Esto se explicará en el documento final. Nuevamente, indicamos que estos análisis se incluirán en el Plan de Expansión de Transmisión, que se realiza en base a los escenarios obtenidos del Plan de Generación.

- Se debe hacer referencia a la alternativa analizada en los casos simulados y debe verificarse que las simulaciones representan el comportamiento dinámico del sistema, frente a la ocurrencia de fallas trifásicas simples próximas a las ampliaciones programadas en los años 2007 y 2010.

RESP: Esto se corregirá en el documento final.



EL N.º 1000
CORRESPONDENCIA Y ARCHIVO
2007 MAY -2 AN 8:40

2007 MAY -2 AN 8:40
CORRESPONDENCIA Y ARCHIVO

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.

ETE-DEOI-PLAN-104-2007
27 de abril de 2007

Licenciado
Javier Pariente
Vicepresidente Ejecutivo
ELEKTRA NORESTE, S.A.
E. S. D.

Estimado licenciado Pariente:

Hacemos referencia su Nota No. DDI-ADM-011-2007, con fecha de 16 de abril de 2007, mediante la cual nos envía sus observaciones al Plan Indicativo de Generación. A continuación nuestra respuesta a sus observaciones:

1. El documento "Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2007" de la COPE, fue incluido como Capítulo 2 del documento "Estudios Básicos", el cual le fue enviado el pasado 3 de enero mediante nuestra Nota ETE-DEOI-PLAN-003-2007.
2. La empresa Panapower S.A., solicitó a ETESA su interconexión al SIN y entregó los estudios eléctricos y la información establecida en el Reglamento de Operación y el Reglamento de Transmisión mediante su Nota LT-08-JUN-06-ETESA con fecha de 8 de noviembre de 2007. Esta solicitud fue evaluada y dado que cumplió con todos los requisitos exigidos en estos reglamentos y el estudio eléctrico determinó que no existía una afectación adversa al SIN, por la interconexión de esta central, se le otorgó la viabilidad de Conexión mediante nuestra Nota No. ETE-DEOI-PLAN-052-2007, con fecha de 16 de enero de 2007.

Esta central ha informado a ETESA, que entrará en operación en dos etapas, la primera de ellas en el 2009 con la instalación de 2 motores de media velocidad de 17.07 MW y posteriormente la adición de 5 motores más, para un total de 119 MW. Es por este motivo que aparece en todos los escenarios evaluados.

Atentamente,



ISAAC A. CASTILLO R.
Gerente General

O. R. var.
OR/DAP/mer

ELEKTRA NORESTE, S.A.
GERENCIA GENERAL

02 MAY 2007

Recibido por: *Leticia Della*
11:48 a.m.