



Tomo II
Anexo 11

Comentarios De La ASEP y de los Agentes



ING. D. PEREIRA
PSA.

D.R.
10/6/11

Ing. Peroball
firmado
10/6/11
[Signature]

Panamá, 8 de junio de 2011
Nota No. DSAN-1397-2011
Ref.: 70271

Ingeniero
FERNANDO A. MARCISCANO R.
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Ciudad

Ingeniero Marciscano:

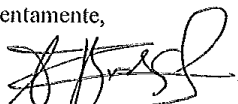
Hacemos referencia a su nota ETE-DEOI-PLAN-068-2011 de 11 de abril de 2011 mediante la cual remite a esta Autoridad, para nuestra consideración, el Plan Indicativo de Generación, correspondiente al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) del 2011.

Después del análisis del mismo, se le está adjuntando a la presente el documento titulado "COMENTARIOS AL PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2011 (PESIN 2011), PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. (ETESA)" que contiene nuestras observaciones para que sean incorporadas en dicho Informe.

Los ajustes solicitados deberán ser considerados en la versión definitiva del PESIN 2011 a entregarse a más tardar el treinta (30) de junio del presente año.

Sin otro particular

Atentamente,


RODRIGO RODRÍGUEZ J.
Director Nacional de Electricidad, Agua Potable
Alcantarillado Sanitario.



Dirección Ejec. de Operación Integrada

Recibido:	<i>[Signature]</i>
Fecha:	<i>10/6/11</i>
Hora:	<i>4:06 p.m.</i>

D. Perera
10-6-11



COMENTARIOS AL PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2011, PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. (ETESA)

Luego de realizar un análisis del documento del Plan Indicativo de Generación del PESIN 2011, presentado por ETESA, tenemos los siguientes comentarios que se deben atender y corregir en la presentación del siguiente informe:

- ⑤ En general el informe ha mejorado con respecto a informes anteriores. Se presenta en una redacción más clara y concisa que ayuda a su lectura y comprensión. Como comentario de forma, le solicitamos revisar la redacción y ortografía por algunos errores encontrados.
- ⑤ En la página No. 5 se hace referencia al “*Annual Energy Outlook*” de diciembre de 2011 de la EIA/DOE. Revisar la fecha de esta referencia, debería ser del 2010.
- ⑤ En la página No. 6 se indica que la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del SIN 2011 emitidos por la Secretaría Nacional de Energía fue entregado a ETESA en diciembre de 2011. Se debe corregir la referencia de la fecha.
- ⑤ Se debe indicar que el proyecto de reconversión de la caldera de carbón de BLM no “reemplaza” las unidades de vapor que consumían bunker, ya que lo que se reemplazan son las calderas de bunker. Las unidades de vapor siguen siendo las mismas.
- ⑤ En la página No. 10 se hace referencia a la plantas con capacidad instalada menor a 1 MW listadas en el cuadro 3.5. Se debe corregir ya que el cuadro correcto es el 3.6.
- ⑤ Se debe corregir el Cuadro 3.4 para que se incluya en la capacidad instalada los 120 MW de las unidades de vapor de BLM con la caldera de carbón. Se debe eliminar de la referencia que el combustible que consumen es búnker.
- ⑤ Corregir la redacción del primer párrafo de la segunda columna ya que no se entiende. Dice que “*Los dicho del estudio se obtuvieron...*”. Al parecer le falta una palabra.
- ⑤ El cuadro 4.1 no se aprecia con claridad, mejorar la resolución para que se aprecie mejor.
- ⑤ En la página No. 15 se sugiere la posibilidad de generar en base a carbón extraído de la mina de Cerrejón, en La Guajira, Colombia. Se debe corregir la redacción ya que en estos

momentos se encuentra generando electricidad con una caldera de carbón. Cambiar la redacción para que se diga que se debe “aumentar” la generación a base de carbón.

- ⑤ El cuadro 5.1 “Parámetros de las Corridas SDDP”, no se aprecia bien. Se debe mejorar la resolución para que se pueda apreciar la información. No se está incluyendo el sistema eléctrico colombiano en las corridas del SDDP, se debe incluir.
- ⑤ Se debe mejorar la resolución del cuadro 6.1 “Plan de Expansión de Corto Plazo” para que se pueda apreciar mejor la información.
- ⑤ En la página No. 22 se indica que para el año 2013 se tiene previsto que entrarán al sistema 150 MW de potencia instalada eólica. Le solicitamos revisar esta potencia en función de lo indicado en la nueva Ley sobre generación eólica y las consideraciones de ETESA sobre la capacidad eólica que puede soportar el SIN. Se debe reformular de manera que se refleje un escenario realista.
- ⑤ Se observa en el largo plazo Costos Marginales del Sistema (CMS) llegan a ser muy bajos (38.6 \$/MWh en el año 2017). ETESA como planificador debe sustentar estos costos marginales bajos que no guardan relación con los costos variables de las plantas térmicas previstas, para no crear distorsiones en el desarrollo de proyectos de inversión en generación.
- ⑤ Corregir el pie de página del capítulo 8 sobre Análisis de Riesgo, en donde se refieren al PEST, como *Plan Indicativo de Generación*, cuando en el Reglamento de Transmisión se define como *PEST: Plan de Expansión del Sistema de Transmisión*.
- ⑤ En el mismo capítulo, se indica que de acuerdo a las señales económicas que se planteen, son los generadores quienes deciden cómo se va a cubrir la demanda en el futuro. Corregir esta redacción indicando que de acuerdo a estas señales, los agentes productores deciden cómo invierten. Se debe aclarar que a través de los actos de concurrencia y de la estrategia de compra que se plantee, es que se da la señal de precio para la instalación de nueva generación en el país, tomando los lineamientos las políticas de expansión de la matriz energética.
- ⑤ Corregir la resolución del cuadro de la Matriz de Riesgos de la página No. 49, no se aprecia con claridad la información listada.
- ⑤ En la página No. 52 se debe corregir la referencia de la nota de pie de página No. 9, ya que no se entiende la idea, debido a un error de escritura (hacen falta palabras para terminar la idea).
- ⑤ Revisar la generación estimada de los proyectos hidroeléctricos, pues en algunos casos, como los dos proyectos CHAN, es muy alta.
- ⑤ La mayoría de los proyectos hidros y térmicos no presentan autosuficiencia financiera, por lo tanto, no son rentables. Esto es preocupante pues incluye a algunos proyectos

que ya se están desarrollando en el país. Sobre este punto solicitamos aclarar las variables que se utilizaron para realizar las evaluaciones financieras y económicas:

- Si los precios de potencia y energía que se están utilizando para calcular los ingresos, son precios de contrato o precios del mercado ocasional.
 - Sobre los precios promedio de contratos que se presentan en el cuadro 8.1, si son precios promedios ponderados, de acuerdo a la capacidad y energía asociada contratada actualmente.
 - Si se consideró la indexación en los precios de los contratos térmicos (carbón y otros) para la estimación de los ingresos de los proyectos térmicos.
 - Se debe aclarar si se está tomando igual horizonte o período para el análisis de todos los proyectos.
 - Presentar en un cuadro el monto de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento por tipo de proyectos que se tomaron en consideración para los estudios.
- § Para efectos de presentación y mejor comprensión de los planes analizados, le solicitamos presentar un cuadro resumen con cada tipo de plan, su descripción, cantidad de MW por tipo y los montos de Inversión, Costo Operación, Costo de Déficit y Costo Total.

ENSO

Atención al Cliente Tel. 323-7100
Sede: Panamá, Costa del Este
Business Park, Torre Oeste, Piso 3
www.ensa.com.pa

DI-ADM-018-2011
25 de abril de 2011

Ingeniero
Fernando Marciscano
Gerente General
EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.
(ETESA)
Presente

Estimado ingeniero Marciscano:

En atención a su nota ETE-DEOI-PLAN-2011 tenemos a bien remitirle nuestros comentarios al plan de Expansión de Generación del Sistema Interconectado Nacional.

En primer lugar, no pareciera estar claro en el análisis y estudios efectuados cuáles de los proyectos mencionados tienen ya una muy alta probabilidad de ser ejecutados, ya sea porque hay evidencias físicas de que dichos proyectos están avanzados en construcción, o porque existe algún compromiso manifiesto de parte del promotor o desarrollador de que dicho proyecto será construido.

En el análisis de los riesgos de cada uno de los proyectos, únicamente se analiza el escenario de un atraso en el proyecto, pero no se analiza el caso más grave el cual sería que el proyecto no se llegue a concretar.

De los mencionados proyectos el que más nos preocupa es CHAN II ya que, siendo un proyecto de casi el 17% de la capacidad instalada de generación del SIN al día de hoy, bien podría su promotor decidir que no construirá dados los recientes sucesos de oposición manifiesta de algunos sectores al desarrollo de proyectos tipo embalse.

Por otro lado, el estudio es categórico en señalar que en Panamá habrá facilidades para utilizar GNL como combustible. No obstante, al día de hoy, se desconoce cuál será la garantía de que un proyecto de tal envergadura se concrete y más aún que para los proyectos que cuentan con turbina de gas, efectivamente sus dueños deseen migrar a este tipo de combustible, lo cual, es sumamente costoso. Si este fuera el caso, no está claro en el estudio si se consideró el período durante el cual el plantel estaría indispuerto dados los trabajos de reconversión.

*INC. D. PEREIRA
P.S.A.
D.R.
27/4/11 Oscar Rendón
Ingr. Moisés Henríquez
PSI
No me parece que se
mencione lo sumado
firmo Moisés Henríquez
M. Henríquez*

RA
/ /

Marciscano 27/4/11
Discret 10-6-11

Uno de los riesgos que debería analizarse es la indisposición de unidades hidroeléctricas cuando haya caudales peligrosos que incluso puedan indisponer todas las unidades o proyectos que tiene un mismo río. Vimos apenas el año pasado cómo las lluvias inesperadas afectaron la Central Bayano que estuvo indispuesta por algunas semanas. Si bien dos semanas no son suficientes para afectar los precios promedio anuales de la generación, lo cierto es que a nivel regional se está presentando con frecuencia inusual fenómenos que podrían ocasionar la parada de una unidad importante por un período considerable. Este tipo de riesgos debería ser analizado.

En este mismo sentido, no está claro en el estudio cómo ha afectado la indisponibilidad de Estí el análisis efectuado.

Nos llama la atención también que el caso de la interconexión con Colombia se haya dejado para el final del estudio y su análisis aparezca un tanto aislado del resto de los escenarios. Según se muestra, una de las principales consecuencias de la interconexión será la reducción del CMS, con lo cual suponemos, la rentabilidad de varios de los proyectos verán seriamente afectada su rentabilidad. Esto es particularmente importante en aquellos proyectos cuyo flujo de caja está en gran parte garantizado por los precios del mercado ocasional tal como los mencionados proyectos eólicos o los proyectos hidroeléctricos de filo de agua y baja potencia firme.

Finalmente, con relación al pronóstico de demanda, nos parecen algo optimistas los escenarios planteados, y tal vez el estudio debería incluir análisis de sensibilidades en función de escenarios de crecimiento de demanda menos optimistas.

Sin más por el momento.

Atentamente,

Por 

Javier Pariente
Vicepresidente Ejecutivo y Gerente General

Dirección Ejec. de Operación Integrada	
Recibido:	<i>Pariente</i>
Fecha:	<i>26/4/11</i>
Hora:	<i>11:26 h.m.</i>