



ASEP

Autoridad Nacional de
los Servicios Públicos

4 de junio de 2008
Nota No. DSAN-1562-08
Ref.: 44949

Ingeniero
Isaac A. Castillo R.
Gerente General
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
E. S. D.

Ingeniero Castillo:

En referencia a su nota No. ETE-DEOI-PLAN-051-2008, con la cual adjunta el informe correspondiente al Plan Indicativo de Generación, correspondiente al Plan de Expansión del 2008, en cumplimiento de lo señalado en el punto (ii) del literal c) del Artículo 75 del Reglamento de Transmisión, le estamos enviando las principales observaciones que afectan al fondo del documento, tal como a continuación detallamos.

Observaciones de Fondo

Las principales observaciones son las siguientes:

- Capítulo 1. Resumen Ejecutivo: Los costos de déficit son exactamente iguales en varios casos, esto según puede apreciarse en el Cuadro 1.9 de la Pág. 11. Los costos de déficit deberían ser distintos debido a las diferencias notables de los parques de generación, principalmente en la segunda mitad del período analizado, lo que hace pensar que han sido calculados utilizando metodologías o hipótesis simplificadas inadecuadas.
 - o Lo anterior afecta al Capítulo 9. Descripción de los planes de expansión analizados (con respecto a las sensibilidades), cuando en la Pág. 68, caso REGMHTCB8A con atraso de 1 año en Chan I, ya que resulta llamativo que el costo de déficit para este caso el cual contempla el atraso de un año en el inicio de operaciones del proyecto hidroeléctrico Chan I es igual al costo de déficit del mismo caso sin el atraso de Chan I. En este caso no se hace referencia a que resultaría violado el criterio de confiabilidad de potencia en el año 2011, ya que la potencia firme anual resultaría inferior a la demanda más la reserva.



de

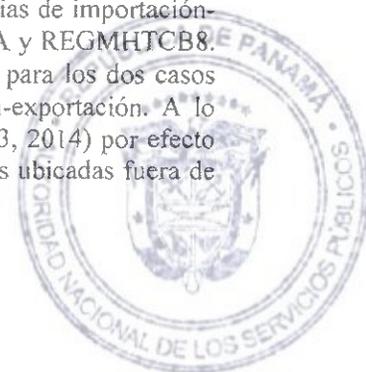
- Pág. 72, Caso REGMHTCB8C con retraso en planta de Carbón con 250 MW: ídem comentario.
- Capítulo 9. Descripción de los planes de expansión analizados (con respecto a las sensibilidades): En la Pág. 70, Caso REGMHTCB8B que contempla el retraso en la entrada de los proyectos hidroeléctricos Gualaca, Bonyic y Bajo de Mina: el costo de déficit es menor que el mismo caso que no contempla el retraso de los proyectos hidroeléctricos. Esto resulta llamativo porque, si bien en algunos años existen menos componentes en el sistema susceptibles de fallar (generadores hidráulicos), se cuenta con menos potencia disponible y la generación de las nuevas centrales hidráulicas tiene que ser reemplazada por centrales térmicas que normalmente tienen tasas de falla más altas que las hidráulicas.
- Capítulo 9. Descripción de los planes de expansión analizados (con respecto a las sensibilidades): Sobre el Caso REGMHTCB8D con retraso en el ingreso de Termo Colón (130 MW): ídem comentario. En este caso no se hace referencia a que resultaría violado el criterio de confiabilidad de potencia en el año 2009 ya que la potencia firme anual resultaría inferior a la demanda más la reserva.
- Capítulo 9. Descripción de los planes de expansión analizados (con respecto a las sensibilidades): Sobre el Caso REGMHTCB8E de la Pág. 76, que contempla la ausencia de la planta de carbón de 250 MW del año 2012. En este caso no se hace referencia a que resultaría violado el criterio de confiabilidad de potencia a partir del año 2016 hasta la finalización del periodo de estudio ya que la potencia firme anual resultaría inferior a la demanda más la reserva. Incluso en algunos años la potencia firme anual sería inferior a la demanda.
- Capítulo 9. Descripción de los planes de expansión analizados (con respecto a las sensibilidades): Sobre el Caso REGAMHTCB8A de la Pág. 78, que contempla el escenario de demanda alta: el costo de déficit con demanda alta nunca puede ser inferior que el costo de déficit del mismo escenario con demanda media. Antes de explicar los resultados de esta sensibilidad convendría haberla presentado conjuntamente con las sensibilidades propuestas a analizar en el apartado 9.2 SENSIBILIDADES de la página 68. No se hace referencia a la posible violación del criterio de confiabilidad de potencia.
- Capítulo 6. Sistema de Generación Futuro: Al parecer hay un error en los datos asociados a los MMV 100 MW respecto de los MMV 50 MW, según se aprecia en el Cuadro 6.3 Proyectos Térmicos de Expansión, en la Pág. 37. No puede ser mas barato en \$/kW el de 50 MW que el de 100 MW, algo similar sucede con los rendimientos, etc.
- Capítulo 7. Proyectos hidroeléctricos con proceso de adquisición de concesión en trámite: Es necesario adecuar el análisis de incertidumbre que se realizó, en referencia a la entrada de proyectos de generación. No se observa una clasificación/priorización de los distintos proyectos hidroeléctricos, ni consideraciones que permitan priorizar a los mismos, ni agregar elementos de juicio acerca de su certeza de realización. Se observa una gran volatilidad en los planes de generación, incluso en el corto plazo, motivo por el cual se hace necesario considerar los aspectos metodológicos relacionados con la



de

incertidumbre de los distintos proyectos así como los escenarios que incluyen la línea SIEPAC y la Interconexión con Colombia.

- El análisis de incertidumbre también cobra relevancia al analizar el Capítulo 9. Descripción de los planes de expansión analizados, en concreto con referencia a que no se considera el nivel de incertidumbre respecto de los planes de expansión de la generación de los países vecinos, por lo tanto los beneficios calculados en relación con los planes indicativos de generación son cuestionables. En el mismo sentido debería considerarse la incertidumbre de la interconexión con Colombia, dado que la COPE ha considerado como viable este importante escenario y que tiene implicancias no solo desde el punto de vista de los planes del sistema de transmisión sino también de generación.
- Capítulo 8. Pronóstico de precios de los combustibles: En la pág. 54 del Informe de “Estudios Básicos” la COPE establece que los precios altos a considerar de los combustibles serán un 10 % mayor que los considerados como valores esperados. Sin embargo, el análisis de sensibilidad se realizó para un 5%.
- Capítulo 9. Descripción de los planes de expansión analizados: Según se aprecia en el Gráfico N° 9.5 de la Pág. 51, a partir del 2010 existen varios generadores con factor de planta cercano a 0 (cero). No se observa si se ha realizado algún estudio para evaluar el impacto de que esta generación se retire si la permanencia de esos generadores no les permite continuar en el mercado. En caso que algunos se retiren del mercado podría violarse el criterio de confiabilidad de potencia ya que la potencia firme podría ser inferior a la demanda más la reserva, principalmente en el año 2020 (Ver Gráfico N° 9.3 de la Pág. 49). Aunque no se evalúe la rentabilidad individual de las plantas existentes al menos debe considerarse la incertidumbre de disponer de las plantas existentes asignándole una determinada posibilidad de su retiro (Incorporar en el análisis de incertidumbre, al menos como una sensibilidad).
- Capítulo 9. Descripción de los planes de expansión analizados: Según se aprecia en el Gráfico N° 9.14 de la Pág. 66, la generación Eólica aporta a partir del año 2013 valores anuales de energía entre 1716.5 GWh y 1725.4 GWh. La potencia instalada en generadores eólicos es de 201 MW (81 MW de Santa Fe y 120 MW de Toabré). Funcionado ambos a potencia máxima todo el año producirían una energía de 1760.8 GWh. Los valores indicados en el Gráfico N° 9.14 significarían que las plantas eólicos generarían entre 97% y 98% de su potencia máxima durante los 365 días del año. Estas condiciones de viento constante son difíciles de obtener, por lo que el caso REGAHTTLA8 debería ser recalculado en base a datos más realistas. Por algún dato aportado en este informe el denominado factor de capacidad no supera el 50 %. Este es en principio un error muy importante que debería ser corregido.
- Capítulo 9. Descripción de los planes de expansión analizados (con respecto a las sensibilidades): En el Gráfico N° 9.17 de la Pág. 70, existen diferencias de importación-exportación en el período 2013-2018 entre los casos REGMHTCB8A y REGMHTCB8. Si el parque de generación y los costos marginales son los mismos para los dos casos durante ese periodo, no deberían existir diferencias de importación-exportación. A lo sumo podrían haber pequeñas diferencias en los primeros años (2013, 2014) por efecto de diferencias en el movimiento de agua de los embalses de centrales ubicadas fuera de



de

Panamá (en las hidroeléctricas de Panamá este efecto no tiene incidencia porque los costos marginales son iguales según el Gráfico N° 9.16).

- Pág. 72, Gráfico N° 9.19: ídem comentario.
- Pág. 74: Gráfico N° 9.21: ídem comentario.
- Pág. 76, Gráfico N° 9.23: ídem comentario.
- Capítulo 9. Descripción de los planes de expansión analizados (con respecto a las sensibilidades): Se señala en la Pág. 74, sobre el Caso REGMHTCB8D con retraso en el ingreso de Termo Colón (130 MW), el costo operativo resultante es inferior al obtenido con el caso REGMHTCB8. Es necesario analizar con más detalle si el costo operativo con el retraso del ingreso de un generador resulta inferior al caso sin el retraso, ya que de ser correcta esta afirmación, el despacho original planteado puede no haber sido el más óptimo. Una posible fuente del error es la modelación de la importación/exportación en el modelo de programación de la operación. Debe controlarse también que al final del periodo de estudio (año 2022), el nivel de los embalses sea el mismo para los dos casos, porque si existen diferencias los casos no son comparables. Esta observación también es válida para todos los casos analizados en el Capítulo 9.2.
- Capítulo 10. Escenario de Demanda Alta: En la Pág. 97, referente al Caso REGAHTTLA8 se indica que el costo total de inversión del caso REGAHTTLA8 es Mill.\$ 94.95 más caro que el mismo caso con demanda media. Sin embargo, solo el valor presente de las nuevas plantas (Pando, Barro Blanco, Monte Lirio, El Alto y TGN-100-B) supera ampliamente los 100 millones. Debe revisarse el cálculo de los costos de inversión o en su defecto explicarse como se realizó el cálculo, tanto para este caso como para los dos casos anteriores.
- Capítulo 11. Análisis de Riesgos Asociados: La metodología de análisis de riesgo utilizada en el informe se basa simplemente en analizar el impacto del retraso de 1 año de una serie de proyectos de generación de aquellos cuyas fechas de entrada se encuentran entre el 2008-2011. El impacto es evaluado desde el punto de vista de la forma en que se modifican las principales variables económicas como el costo marginal anual y promedio del sistema, rentabilidad y tiempo de recupero de los proyectos de generación. Sin embargo con estos resultados diferenciales allí termina el proceso de análisis.
 - Se reitera la inconsistencia de lo señalado respecto al Caso REGMHTCB8D: Atraso de un año en el inicio de operaciones de Termo Colón. Para dicho proyecto no puede ser beneficioso el atraso de un año ya que pierde un año en el que es operada con un factor de planta alto con precios marginales altos (año 2009), siendo que en los años siguientes es despachada con un factor de planta más bajo y los precios marginales también son más bajos. Por otro lado, para los proyectos El Giral y Térmica Cativá el atraso sí debería ser favorable, porque principalmente en el año 2009 serían remuneradas con precios más altos y posiblemente sean despachadas con un factor de planta más alto. Con respecto a Panapower es obvio que no advierta mayor impacto favorable ya que el año de mayor impacto es el 2009 y Panapower entra en operación en el 2010.



de

- Con respecto al Caso REGMHTCB8M. Aumento de Costos en los Combustibles, de la Pág. 110: Los proyectos hidroeléctricos deberían ser los más beneficiados con el aumento de precio de los combustibles, lo cual es contrario a lo que se concluye. Esto debe revisarse. Se reitera que la COPE en el Informe I “Estudios Básicos” propuso una sensibilidad de aumento en el costo del combustible del 10% siendo que se adoptó solo el 5%
- Como comentarios Generales, anotamos lo siguiente:
 - Debe incluirse en el costo del proyecto de generación, el costo estimado de nuevas líneas para conectarse al sistema existente o de refuerzos de red significativos. En el informe se hace mención a los “costos de inversión” para cada proyecto, pero no especifica si son solo de las plantas de generación o si también incluye los costos de los refuerzos de transmisión.
 - Se considera que existen escenarios, adicionales a los tres escenarios básicos formulados, que deberían considerarse como el caso de la interconexión con Colombia como lo establece la COPE en los estudios básicos y que no han sido evaluados. De igual manera deberían incrementarse los análisis de sensibilidad realizados.
 - Respecto del corto plazo (2008-2011) se ha formulado un único escenario, sin embargo considerando los posibles atrasos de proyectos importantes (análisis de sensibilidad) se podrían considerar como variantes del plan indicativo de generación.
 - Se observan algunos puntos que producen duda en la aplicación de aspectos conceptuales como por ejemplo:
 - En el cálculo del déficit de energía se observa cualquiera sea el escenario valores iguales o muy similares, aspectos que no parecen razonables.
 - La forma en que se realizan las evaluaciones económica a valor presente no resultan claras dado que en determinados escenarios se obtienen conclusiones contrarias a lo que se menciona en el informe.
 - En el caso 3, escenario que utiliza generación eólica se observa que la misma tiene un altísimo factor de planta inédito. Esto hace que este escenario resulte el más conveniente económicamente.
 - No existe metodológicamente un tratamiento apropiado respecto del análisis de riesgo en ninguna de las etapas del estudio. Este aspecto se considera fundamental dado el altísimo nivel de incertidumbre que presenta el plan indicativo de generación. Si bien se ha incorporado un capítulo específico el mismo se considera no reúne minimamente los alcances y conceptos que deberían considerarse en este tema. De hecho no se considera la incertidumbre de los principales parámetros, solo se limita a realizar algunas hipótesis en forma determinística basada en el método de los escenarios que no pueden ser aceptadas como un verdadero análisis de riesgo basado en incertidumbres.



- Por su parte las incertidumbres consideradas no son suficientes dado que por ejemplo no se evalúa que sucede si la hipótesis respecto de los proyectos de generación del resto de los países que participan del proyecto SIEPAC se retrasan o en general varían. Téngase presente que el despacho económico en este informe se considera en forma coordinada con el resto de Centroamérica y por lo tanto las evaluaciones económicas están sujetas a esta importante incertidumbre. En el mismo sentido no se ha evaluado la interconexión con Colombia ni por lo tanto su incertidumbre.

Solicitamos se consideren los comentarios antes señalados en esta nota de manera que el PESIN 2008 mejore en cuanto a presentación, contenido, consistencia y cualquier otro aspecto relevante.

Adicionalmente, en archivo adjunto, remitimos observaciones de forma, cuya implementación no afecta en mayor medida el fondo del informe.

Atentamente,


VÍCTOR CARLOS URRUTIA G.
Administrador General



Adjunto. Comentarios de Forma.



COMENTARIOS DE FORMA DEL PLAN DE GENERACIÓN DE 2008.

I. ANALISIS DEL INFORME. CAPÍTULO 1: RESUMEN EJECUTIVO.

Observaciones:

- Pág. 10 y 11: señala que el plan REGMHTCB8 tiene el mayor costo total, así como los mayores costos de inversión y operación. Esto no se cumple según el Cuadro 9.4 Pág. 86.
- Pág. 12 en el gráfico 1.3 y en el texto, así como en varios lugares del informe, debe aclararse que son costos marginales anuales promedios.
- Pág. 15, se habla de que algunos atrasos en la incorporación de proyectos resultan en mejoras marginales o mejoras de los flujos de los proyectos termoeléctricos. Debería expresarse más claramente que se trata de flujos de ingresos, de egresos, de caja, etc.

1. CAPÍTULO 2: INTRODUCCIÓN.

Cita las principales normas que rigen la elaboración del PESIN.

No se hacen comentarios.

2. CAPÍTULO 3: CRITERIOS Y PARÁMETROS.

b) Criterio de mínimo Costo: El informe expresa: "Como se indicó anteriormente, los planes que se obtienen son de mínimo costos totales (costos de inversión y de operación y costos de mantenimiento fijos y variables), traídos a valor presente. Adicionalmente, estos planes deben satisfacer los criterios establecidos de confiabilidad de potencia y de energía".

Observación: El RT, artículos 70 y 74 (h) consideran que la función objetivo para la evaluación económica deberán considerarse los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento y el costo de la energía no servida.

Observación de forma

En relación al párrafo del informe citado debería decir explícitamente "Como se indicó anteriormente, los planes que se obtienen son de mínimo costos totales (costos de inversión y de operación y costos de mantenimiento fijos y variable y el costo de de la energía no servida), traídos a valor presente. Adicionalmente, estos planes deben satisfacer los criterios establecidos de confiabilidad de potencia y de energía".

Esta es una cuestión de forma dado que de la observación del desarrollo de los estudios se observa que el costo de déficit ha sido calculado y se supone ha sido considerado en las evaluaciones económicas. Los valores de energía no servida son los asociados con los cálculos realizados por el modelo SDDP.

3. CAPÍTULO 4: PRONÓSTICO DE LA DEMANDA.

Respecto del PESIN 2006 se observa que los valores de tasas de crecimiento de potencia y energía correspondientes fundamentado en las mayores expectativas de crecimiento.



de

	PESIN 2006	PESIN 2007	PESIN 2008
Energía [hipótesis moderada]	4,74 %	5,0 %	5,7 %
Potencia [hipótesis moderada]	4,6 %	5,0 %	5,7 %

Como se observa los pronósticos de demanda muestran una vez más un cambio positivo.

Observaciones de forma

- Ultimo párrafo Pág. 19 dice, “El Gráfico N° 4.1 presenta las proyecciones de **producción de energía** para el período 2008 - 2022, de los escenarios de crecimiento medio y alto. Podemos observar en esta figura que la **demand** media tiene un **porcentaje de crecimiento estimado del 2008 al 2022** de 5.7%, mientras que para la demanda alta se tiene 6.3%.”

Se puede observar que se utilizan indistintamente los términos **producción de energía** y **demand**. Esto presupone que el término **demand** hace referencia a la demanda de los consumidores más las pérdidas. Este concepto debería aclararse.

Por otro lado, se dice que “la **demand** tiene un **porcentaje de crecimiento estimado del 2008 al 2022** de 5.7%”. Esta frase tal como está escrita significa que la demanda en 2022 es un 5.7% más grande que la del 2008. Sin embargo lo que se quiere expresar es que la **tasa de crecimiento anual promedio** de la demanda es del 5.7%.

4. CAPÍTULO 5: SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE.

Básicamente el capítulo trata sobre los datos del sistema de generación existente tanto hidroeléctrico como termoeléctrico y retiro previsto de plantas térmicas declarados por los generadores.

Observaciones:

- Pág. 23 Cuadro 5.1: Capacidad Instalada Sistema Interconectado Nacional. La Capacidad Instalada asignada a EGESA debiera ser de 41,80 MW y no 42,80 MW, de acuerdo a lo especificado en el CUADRO N°.1.3: Sistema de Generación Existente sin pequeñas Centrales, en la página 7.
- Página 25 en el apartado “2. SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO”, se vuelve a mencionar en el primer párrafo a la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA), con una capacidad instalada de 41.8 MW, sin embargo en el Cuadro N° 5.2 Sistema de Generación Existente sin Pequeñas Centrales, correspondiente a la misma página, se asigna una capacidad instalada de 42,80 MW.
- Pág. 25 Cuadro N° 1.3: El rendimiento de los generadores se expresa en Gal/KWh. Sería conveniente expresarlo en otra unidad que permita comparar los rendimientos de los generadores que utilizan distintos combustibles, o al menos, indicar el tipo de combustible al que corresponde el rendimiento.

5. CAPÍTULO 6: SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURO.

Se presentan distintos tipos de generación entre la cuales se puede destacar:



de

- Generación eólica: Se listan una serie de proyectos eólicos por una capacidad total de 167,40 MW en trámite de concesión al igual que en PESIN anteriores.
- Generación con turba: Se cita un yacimiento con sus parámetros principales. No se utiliza en la formulación de alternativas de generación dado que se argumenta se desconocen ciertos detalles del proyecto, a pesar que la COPE indicó formular alternativas en los “Estudios Básicos” que incluya este combustible de origen nacional.
- Pág. 31 y 32, se comentan datos típicos de los aprovechamientos eólicos de uno de los dos posibles utilizados en este informe y presentados en el Cuadro 1.7 en forma incompleta. Al respecto no se interpreta a cual de los proyectos eólicos se refiere, Toabré o Santa Fe Energy. Además no se brindan los datos completos de la potencia y factor de capacidad de ambos. Se recomienda que tanto en el Cuadro 1.7 de referencia como en el capítulo 6 se incluya un cuadro completo incluido su costo de instalación en USD/kW, factor de capacidad, potencia y todo otro datos que pueda resultar de utilidad para los fines de este informe.
- Pág. 34, Cuadro N° 6.1 de Licencias de Proyectos Eólicos, dice: “Fecha de entrada comercial Primera Fase: 2009 (120 MW en Toabré y 150 MW en Mendoza). Para efectos de elaboración del PSIN08 se consideró la entrada de operación comercial de Primera Fase de Toabré en el 2012”.

No está claro el origen o la fuente de estas fechas de entrada porque también se hace referencia a que son programas de entrada “adoptados”. ¿Por qué no se considera el proyecto Mendoza para el plan de expansión (este proyecto ya tendría una fecha de entrada comercial, ver Cuadro 6.1)?

El otro proyecto considerado para el plan de expansión es Santa Fe, que es considerado en el mismo con una potencia de 81 MW (Cuadro N° 1.7) y en el Cuadro N° 6.1 figura con 80 MW.

6. CAPÍTULO 7: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CON PROCESO DE ADQUISICION DE CONCESIÓN EN TRAMITE.

No se hacen comentarios de forma.

7. CAPÍTULO 8: PRONÓSTICO DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.

- El informe respeta las pautas básicas fijadas por COPE.
- Es importante destacar que aparece como una alternativa viable la generación en base a GN a través de gasoducto habiéndose eliminado la posibilidad de utilizar GN por barcaza como en los PESIN anteriores.
- Se observa que en este estudio respecto del PESIN 2006 y 2007 en general los precios de todos los combustibles se aumentaron significativamente. El precio adoptado para GN parece razonable a la luz de los valores que adquirió este combustible en el último año y muestra sustanciales aumentos respecto de los considerados en el PESIN 2006 y 2007.



de

8. CAPÍTULO 9: DESCRIPCIÓN DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN ANALIZADOS.

Este capítulo incluye la descripción el análisis y cálculo de los parámetros resultantes de los 3 casos básicos analizados.

Aspectos Metodológicos.

Modelo de Planificación de la Generación.

Se cuenta con muy poca información de OptGen respecto de sus principales aspectos metodológicos y criterios utilizados.

Observación:

- Se sugiere que se incluya en el informe un Anexo con la metodología del modelo OptGen que permita evaluarlo.
- Un aspecto que no está claro es si en la aplicación de los modelos OptGen y SDDP se considera la red de transporte, y si se considera, ¿qué red se utiliza? ¿la actual? etc. Si además se trata de la red existente como se consideran las restricciones de la misma a futuro. Si no se consideran nuevos refuerzos de redes como se hacen los despachos económicos, ¿por ejemplo en barra única?

Metodología del Despacho Económico.

La metodología utilizada para el despacho de los posibles escenarios futuros de generación se basa en realizar un despacho coordinado que incluye además del sistema panameño la región centroamericana completa de acuerdo a lo solicitado por la COPE (Informe I Estudios Básicos). Este consiste en que se despacha por un lado cada sistema por separado y luego se determinan los intercambios entre los diferentes países.

Esta metodología para resolver el despacho económico significa un cambio significativo respecto al modelo utilizado en PESIN anteriores donde para las evaluaciones económicas solo se utilizaba un despacho a nivel nacional sin considerar los intercambios con otros países. A posteriori se realizaban despachos coordinados a nivel coordinado para determinar los posibles intercambios, sin considerar el impacto de los mismos sobre las evaluaciones económicas de los diferentes proyectos.

La hipótesis adoptada en esta ocasión es que se utilizan los planes de expansión de generación de los países extranjeros en forma determinística, los cuales presentan una importante incertidumbre.

Observaciones de forma:

- Págs. 41 y 42, el último párrafo de la Pág. 41 dice: "En este análisis operativo se contempló la utilización de los planes de expansión más recientes de los países centroamericanos analizados por el Grupo de Trabajo de Planeamiento Indicativo Regional (GTPIR) del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) para el periodo 2008 – 2017 como se presenta en el Cuadro N° 9.1". Sin embargo, en el Cuadro N° 9.1 aparecen nuevos proyectos hasta el año 2021, siendo que el estudio es hasta el 2017.
- Pág. 45, en el análisis de este caso, cuando se detalla la capacidad total de las plantas térmicas a incorporarse al sistema se menciona una potencia de 1085 MW, en lugar de 1205.0 MW, que es resulta del cuadro N°:9.1. Debido a ello, los porcentajes mencionados en correspondencia con las plantas hidráulicas y térmicas, sufrirían modificaciones respecto de los valores especificados.

Alternativas Analizadas.

Se plantean 3 Casos básicos:

- a) Caso N° 1: Demanda Media Hidrotérmico considerando Carbón (REGMHTCB8) dentro de un escenario regional.
- b) Caso N° 2: Demanda Media Hidrotérmico considerando Gas abastecido por Gasoducto a partir del 2015 y Carbón (REGMHTGDC8) dentro de un escenario regional.
- c) Caso N° 3: Demanda Media Hidrotérmico considerando Gas abastecido por Gasoducto a partir del 2015 – Carbón y Eólica (REGMHTTLA8) dentro de un escenario regional.

El Cuadro 9.1 muestra los tres escenarios señalados y su cronología de incorporación en el tiempo.

Observaciones:

- En el Cuadro 9.1 se debería incluir no solo el año de entrada en servicio sino el mes, dado que a posteriori en los análisis realizados respecto del Plan Indicativo de Generación no queda en claro que años afecta una demora de un año en algunos proyectos de generación importantes.
- Los escenarios de generación cambiaron de manera fundamental respecto de los utilizados en el PESIN 2007 y PESIN 2006. Si bien es cierto que algunos parámetros cambiaron durante el último año se cambió bastante los proyectos hidroeléctricos considerados, aspecto que muestra la alta volatilidad en el plan indicativo de generación. Respecto de los proyectos térmicos se mantienen en el corto plazo los analizados en el PESIN 2007 en la versión final del informe.
- Los tres escenarios básicos responden en términos generales a las indicaciones formuladas por la COPE informadas en el Informe I “Estudios Básicos”, excepto en la consideración de considerar la turba y algunos datos de las nuevas centrales térmicas que ya establecieron contrato durante el 2007 con las Distribuidoras. También no se ha formulado un escenario en relación con la Interconexión Panamá Colombia tal como lo indica la COPE.
- En las indicaciones de la COPE en el Informe I, establece que la central T. Caribe (se supone se trata de El Giral) de 50 MW según COPE debería entrar en servicio en el 2009, sin embargo según el Cuadro 9.1 entra en el 2008.
- En las indicaciones de COPE en el Informe I, establece que la central Termo Colón (se supone es Gen. del Atlántico) tiene 116 MW sin embargo se considera una potencia de 130 MW.
- Los tres casos básicos planteados se caracterizan por ser idénticos hasta el año 2011 inclusive, o sea para cuatro años más. O sea que el periodo de corto plazo del estudio del PESIN se caracterizaría por no presentar variantes en el plan indicativo de generación, a pesar que como se observa en el análisis de resultados, son los 4 peores años en cuanto a los CMg que debe soportar la demanda.

Si bien los escenarios formulados se consideran relativamente pocos por sus características son representativos del futuro de la generación en Panamá. Incluso se observa que ha aumentado la participación de la generación térmica en detrimento de la hidroeléctrica que ha mostrado continuas postergaciones en los sucesivos PESIN, típico de los mercados desregulados. Esta condición define las partes de la red de transmisión (objetivo final del PESIN) que con bastante probabilidad será necesario considerar en el corto plazo.

- Pág. 51, Gráfico N° 9.5, los nombres de las plantas térmicas del Gráfico N° 9.5 no coinciden con los del Cuadro N° 1.6 ni con los del Cuadro N° 1.8. Debería uniformizarse la nomenclatura.



de

- Pág. 52, en el análisis de este caso, cuando se detallan los costos totales de este plan en la página 52, se observan algunas diferencias respecto de los indicados en el Cuadro N° 1.9: Costos de Planes de Expansión. Por ejemplo, el Costo de Déficit asignado en este caso es de 2,92 Mill.\$, mientras que el correspondiente en el cuadro N° 1.9 es de 3,331 Mill.\$.
- Además, el costo total no verifica la suma de los costos parciales de inversión, operación y déficit asignados en este caso, ya que el valor obtenido de la correspondiente suma es de 3916,4 Mill.\$ y el indicado en el informe es de 3834,66 Mill.\$.
- En la misma página 53, al analizar el Gráfico N° 9.7 se menciona que para los dos años siguientes al 2008, Costa Rica importa energía al sistema nacional panameño, cuando en realidad en los años 2009 y 2010, según lo observado es este gráfico, Costa Rica actúa como exportador de energía. A partir del 2011, esta situación se invierte y se mantiene así hasta el 2022.
- Pág. 54 se menciona el Gráfico 9.7, donde se presenta la generación total de origen hidráulico y térmico, cuando el gráfico correspondiente es el 9.9. De igual manera cuando se menciona el gráfico 9.8, debiera escribirse 9.10.
- Pág. 54 último párrafo se dice “factores de potencia” en lugar de “factores de planta”.
- Pág. 59. Factores de planta: ídem comentario Pág. 51.
- Pág. 67, Factores de planta: ídem comentario Pág. 51

Sensibilidades.

- Pág. 68, la sensibilidad identificada como MHTTLA8A se debiera cambiar por REGMHTTLA8A. Además, cuando se menciona el atraso de un año en la entrada en operación de los proyectos Toabré (250 MW) y Santa Fe Energy (81 MW), habría que corregir el valor correspondiente a Toabré, debido a que en el plan de expansión figura con 120 MW.
- Pág.69: Caso REGMHTCB8A: dice, “Nótese que el atraso de Chan I no se prolonga tanto ya que para el año 2012, se tiene la entrada de la planta de Carbón de 250MW y varios proyectos hidroeléctricos que amortizan el costo de no contarse con Chan I.” Esta frase no se entiende la redacción ni el significado de la misma.
- Pág. 71 se expresa lo siguiente: “En el mismo se observa una reducción de las exportaciones y un incremento de las importaciones de Panamá durante los años 2011 y 2012, para la sensibilidad REGMHTCB8B, lo cual obedece a la ausencia de 107.1 MW (Bonyic, Gualaca y Bajo de Mina) en ese año”. Al analizar este párrafo da la impresión que hubiese una indisponibilidad simultánea de 107 MW para el año 2012, lo cual no es correcto, ya que en el año 2011 no entrarían en operación Gualaca (25,1 MW) y Bonyic (30 MW), pero si lo harían en el 2012, debido a que el retraso de estos proyectos es sólo de un año. Por lo tanto, en el año 2012 la única indisponibilidad existente sería la correspondiente al Proyecto Bajo de Mina (52,4 MW). Debido a ello, sería conveniente mejorar la redacción para evitar interpretaciones incorrectas.
- Pág. 72, analizando esta sensibilidad se observa que el Costo Total es de 3445,73M\$, el cual es inferior al correspondiente al Caso Base cuyo valor es de 3980,39M\$. La diferencia mencionada podría originar la conclusión que sería conveniente el retraso de un año en el inicio de las operaciones de la planta de carbón de 250 MW de 2012. Al respecto sería conveniente incluir algún comentario por ejemplo de la situación del Balance de Potencia Firme con respecto a la Demanda Máxima de Generación considerando la reserva.
- Pág. 81 del análisis de esta sensibilidad se expresa lo siguiente: El Gráfico N° 9.29, se presentan los intercambios del caso REGMHTTLA8 y de la sensibilidad

REGMHTTLA8A. Los intercambios de los primeros cuatro años son similares en ambos casos. Las exportaciones de la sensibilidad REGMHTTLA8A para los años 2011, 2012 y 2013. A partir de 2015, los intercambios de ambos casos son similares.

La oración remarcada en el párrafo no se puede interpretar adecuadamente. De todas maneras las exportaciones para esta sensibilidad sufren una disminución como consecuencia del retraso en el inicio de las operaciones de las centrales mencionadas sólo para los años 2012 y 2013.

- Pág. 86 se expresa, el caso REGMHTGDC8, presenta costos marginales inferiores durante este periodo, a excepción de 2009. En el plan generado por este caso se experimenta una reducción de los costos marginales de Panamá significativa durante 2012 y 2013, producto del ingreso de los proyectos eólicos Santa Fe Energy y Toabré, respectivamente.

La oración destacada se refiere al plan REGMHTTLA8 y no al caso REGMHTGDC8 mencionado previamente.

- Pág. 87 donde se menciona el gráfico 9.33 debe corregirse y poner en su lugar 9.32.
- Pág. 89, al analizar el gráfico 9.32 se menciona lo siguiente: A partir del año 2012, se observa como decae la generación térmica del plan REGMHTTLA8 con respecto a los otros planes, esto se debe a que en ese año incursiona una planta eólica (Toabré) y una hidroeléctrica (Bajo de Mina) para ese plan.

Realmente la planta eólica que inicia su operación en el 2012, según el cuadro N° 9.1, es Santa Fe Energy de 81 MW y no Toabré de 120 MW.

- Pág. 87, En la última oración de la página 87 se expresa: El plan que más generación térmica incorpora es el plan REGMHTCB8, seguido del plan REGMHTGDC8. El plan REGMHTCB8 supera al REGMHTGDC8 en tan solo un 3% para los últimos años del periodo.

Sin embargo, analizando el gráfico N° 9.32 aparentemente la situación sería al revés, por lo que sería conveniente aclarar este aspecto.

9. CAPÍTULO 10: ESCENARIO DE DEMANDA ALTA

Se realiza sensibilidad a la demanda alta. Para ello se consideran los mismos escenarios básicos considerando la demanda alta y se analiza los cambios en los planes indicativos de generación cambiando las fechas de entrada en operación o incorporando nuevos proyectos que no ingresaron en el escenario de demanda media.

Observaciones.

- Pág. 91: Caso REGAHTCB8: No se hace referencia al cumplimiento del criterio de confiabilidad de potencia.
- Pág. 91, En este caso el costo total calculado en la página 91 debieran ser 4106,20 M\$ y no 3760,44 M\$ como se ha escrito.
- Pág. 92, dice "Note que en el escenario de demanda alta (REGAHTCB8) es necesario el ingreso de otra planta de carbón de 250 MW en 2022 y, a pesar de esta adición, el costo marginal en este escenario no resulta inferior al del caso con demanda moderada (REGMHTCB8)."

Se hace la observación que la planta que entra en 2022 figura en el Cuadro N° 10.2 con una potencia de 150 MW en lugar de 250 MW.

- Pág. 94: Caso REGAHTGDC8: No se hace referencia al cumplimiento del criterio de confiabilidad de potencia.



Handwritten signature or initials.

- Pág. 97: Caso REGAHTTLA8: No se hace referencia al cumplimiento del criterio de confiabilidad de potencia.
- Pág. 97, en el párrafo que dice, “Observe que el costo marginal de la demanda alta es superior al costo marginal de la demanda con escenario medio, excepto para los años 2009, 2013 y para el periodo del 2016 al 2019 en donde la demanda media supera la alta en 2.5%, 4% y en 29% en promedio para el periodo 2016 al 2019.”

La demanda media no puede superar a la alta. Se debe referir a que los costos marginales del caso de demanda media superan a los del caso de demanda alta. De todos modos, estos valores porcentuales tampoco se refieren a los costos marginales del Gráfico N° 10.5 ya que no coinciden ni los porcentajes ni la cantidad de valores dado que hay 3 valores porcentuales (2.5%, 4% y 29%) y 4 años (2016, 2017, 2018 y 2019).

- Pág. 97, en el párrafo que dice, “Sin embargo, el periodo del 2011 al 2015, el escenario de media es el que presenta mayor cantidad de exportaciones debido a que para esos años los planes entre ambos escenarios son casi iguales, pero la diferencia en la demanda hace que el porcentaje a exportar se reduzca”.

Se debe cambiar “se reduzca” por “aumente” porque se está refiriendo al escenario de media.

10. CAPÍTULO 11: ANÁLISIS DE RIESGOS ASOCIADOS.

En este capítulo se analiza el riesgo inherente de algunos proyectos de generación asociados a su incertidumbre. El principal parámetro que se formula es la disposición a invertir ante la percepción de los riesgos asociados que afectarían los beneficios económicos y el periodo de recuperación del capital.

Considerando que las evaluaciones económicas realizadas se basan en tres tipos: Rentabilidad considerando autosuficiencia financiera, rentabilidad considerando la utilización de instrumentos financieros y beneficios económicos sociales.

La metodología de análisis de riesgo utilizada en el informe, si bien se habla de un modelo en tal sentido, se basa en simplemente analizar el impacto del retraso de 1 año de una serie de proyectos de generación de aquellos cuyas fechas de entrada se encuentran entre el 2008-2011 o sea en el corto plazo. El impacto es evaluado desde el punto de vista de la forma en que se modifican las principales variables económicas como el costo marginal anual y promedio del sistema, rentabilidad y tiempo de recupero de los proyectos de generación. Sin embargo con estos resultados diferenciales allí termina el proceso de análisis.

Observaciones generales:

- Págs. 101 y 102: “Adicionalmente, para cumplir con la demanda en el año 2018 y 2021 se requiere de dos nuevas centrales de carbón de 250 MW, CB 250b y CB 250c, que operan en la fase final del horizonte del plan a plena carga, por lo cual su estimado de rentabilidad en el periodo de evaluación de veinte años es positivo. Por consiguiente, las tres centrales de carbón presentan rentabilidades en un rango de 26 a 29 %.”

Estas rentabilidades son relativamente altas sería conveniente conocer ¿qué hipótesis se tomaron para estimar la rentabilidad fuera del período de estudio?

- Págs. 102 y 103: Existen varios proyectos térmicos con indicadores negativos (Cuadro N°. 11.1 y Cuadro N°. 11.2).



de

Aquí cabe la reflexión de que como se explica que estos proyectos o la mayoría (térmicos) firmaron contratos en el 2007 aun cuando las condiciones eran peores para dichos proyectos (mayores costos marginales promedio anuales). Evidentemente existe alguna importante diferencia en la metodología de evaluación como de los parámetros adoptados que se utilizaron. Sería de interés que se mostrara el detalle de las evaluaciones y todos los parámetros utilizados.

11. CAPITULO 12: CONCLUSIONES

- Pág. 112, donde dice "De los tres escenarios de planes de expansión de la generación analizados, los planes REGMHTCB8 y REGMHTGDC8, incorporan los mismos proyectos, por lo tanto su capacidad instalada de generación nueva porcentual debido a plantas térmicas es de 60% y 40% debido a plantas hidroeléctricas. La diferencia entre un plan y otro reside en la entrada de operación de estos proyectos y su impacto sobre los costos marginales, de inversión y de operación de los mismos."

No se menciona explícitamente que existen diferencias en el tipo de combustibles utilizados.

- Pág. 112, donde dice "En cuanto a costos, el plan REGMHTTLA es el que presenta el menor costo total, debido a que sus costos tanto de operación como de déficit son menores que los costos de los planes REGMHTCB8 y REGMHTGDC8"

Según el Cuadro N° 1.9 el costo de déficit no es menor que el del plan REGMHTGDC8.

12. OTROS ERRORES DE TIPOGRAFIA Y DE FORMA

- En el Capítulo 1: Resumen Ejecutivo, se describe el análisis y resultados obtenidos de los escenarios con Demanda Media, pero no los de Demanda Alta del Capítulo 10. Debería completarse.
- Pág. 14: "Los planes basados en la introducción del gas natural en el sistema presentan costos marginales bajos a lo largo del horizonte de estudio."
- Pág. 14: La visualización del Gráfico 1.5 no es buena. No pueden distinguirse valores iguales de valores similares. Debería cambiarse la escala del eje correspondiente al costo marginal.
- Pág.26: El texto ubicado debajo del Cuadro 5.3 que se encuentra en el capítulo "3. PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS", pero hace referencia a las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas "grandes". Este texto, así como el Gráfico 5.2 al que hace referencia, debería ubicarse en otro capítulo con otro título.
- Pág. 41 a 99: Se debería modificar la organización de los capítulos 9 y 10. A continuación se transcribe el contenido de estos capítulos y se realizan sugerencias sobre el mismo.

Capítulo 9: Descripción de los Planes de Expansión Analizados	41
9.1 ALTERNATIVAS ANALIZADAS.....	43
DESCRIPCIÓN DEL CASO.....	60
9.2 SENSIBILIDADES	68
9.3 RESUMEN.....	85



de

Observando esta tabla de contenido, no se puede ver el “Escenario de Demanda Media” pero si el “Escenario de Demanda Alta” que corresponde al Capítulo 10. El subcapítulo 9.1 (y los subsiguientes) analizan el “Escenario de Demanda Media”, que debería tener la misma jerarquía que el Capítulo 10. Es decir, el “Escenario de Demanda Media” debería figurar como tal en un capítulo aparte y no “escondido” en un subcapítulo, o de otra forma, el Capítulo 10 debería ser otro subcapítulo del Capítulo 9.

- Pág. 60: dice el informe, “En este caso se utilizaron como proyectos candidatos a los de combustibles convencionales, carbón y gas vía gasoducto, además de dos proyectos eólicos: Toabré, cuya capacidad instalada es de 120 MW y Santa Fe Energy, cuya capacidad es de 81 MW. **Este año no se considera ningún proyecto termoelectrico que utilice turba como combustible, debido a la ausencia de información técnica de este tipo de tecnología.** La expansión del parque de generación hidro-térmico de este caso contempla de igual forma las alternativas vistas en casos anteriores, tales como: ciclos combinados y turbinas de gas en base a gas natural y plantas de carbón. Igualmente, se considera el ingreso de gas natural transportado por gasoducto hasta nuestro país en 2015. Los costos totales de este plan se muestran a continuación:”

La oración subrayada y en negritas está fuera de contexto.

- Pág. 79: dice “En el Gráfico N° 9.27, se observa el comparativo de importaciones y exportaciones entre esta sensibilidad y el caso base REGMHTCB8. Nótese que a partir del año 2015, las importaciones empiezan a aumentar paulatinamente **hasta llegar a ser en el año 2022**, sin embargo, las cantidades a importarse para esos años, no son mayores a 80 GWh.

Error de redacción en la parte subrayada y en negrita.

- Pág. 95: La diferencia porcentual entre un escenario y otro, en promedio para los últimos 5 años es **13.97% de** y la diferencia porcentual en el año 2020.

Error de escritura en la parte subrayada y en negrita.

- Pág. 103: Error de división por cero en el Cuadro N°. 11.2

- Pág. 105: “En primera instancia, el atraso de Chan I ante una oferta térmica disponible tiene efecto inmediato y perceptibles en los costos marginales que el sistema deberá enfrentar durante un periodo de cuatro años inmediatos al atraso. Este incremento de los costos marginales tiene efectos contrarios ante los generadores y al consumidor en general. Por mínimos cambios dada la magnitud de la energía sustituida, en este caso por una fuente térmica. La magnitud e importancia de los cambios se refleja en la el Cuadro N° 11.4.”

La redacción de este párrafo es muy confusa. Debería modificarse. También debería revisarse en general la redacción del Capítulo 11.

13. OTROS COMENTARIOS GENERALES

- En el informe no se menciona la evolución de la red de transmisión para soportar las inversiones de generación (si es que se ha considerado).
- No se realizan sensibilidades con la tasa de descuento, factor que puede modificar mucho las evaluaciones económicas de largo plazo (15 años).



- Tampoco se hacen sensibilidades para una demanda “extra alta” que podría resultar como consecuencia de los “macroproyectos de gran impacto en el crecimiento económico” a los que se hace referencia en el Capítulo 4.

14. CONCLUSIONES FINALES

Como resultado del análisis realizado del segundo informe y en términos generales se puede resumir lo siguiente:

- Se cumple parcialmente con los requerimientos del RT. El informe debería mejorarse en cuanto a:
 - Se observan muchas inconsistencias que afectan la calidad de los resultados. Algunas de dichas inconsistencias están referidas a los resultados de los despachos económicos, cálculos del déficit de energía, evaluaciones económicas, etc.
 - Desde el punto de vista metodológico si bien se ha cambiado el modelo SUPER OLADE por el OptGen, no se brindan detalles de sus principales aspectos de la modelación y además se observan conclusiones no aceptables. El análisis de riesgo es en realizada un análisis que evalúa la postergación de algunos proyectos por un año, sin que se brinden indicadores que cuantifiquen el impacto de estos retrasos.
 - El informe es difícilmente trazable. Básicamente debería mejorarse la presentación de los criterios, hipótesis realizadas, data utilizada, seguimiento y verificación de los resultados finales e intermedios. En este sentido se encuentran varios errores que pudieran haber provocado errores en los resultados.
 - La cantidad de errores de escritura es bastante significativa.
 - La redacción del informe es confusa y en muchas ocasiones las conclusiones o comentarios son difíciles de interpretar.
 - No queda en claro si la red de transporte actual es considerada de alguna forma en la elaboración del plan indicativo de generación. Si la red es considerada, por ejemplo ¿como se considera las restricciones de red? y si la red actual no es considerada ¿como se considera hacia el futuro la incidencia de esta en los resultados del plan indicativo de generación?
- Respecto de las evaluaciones económicas se desconoce el detalle de los principales componentes utilizados para la misma. Por ejemplo cuales han sido los costos de operación considerados, los costos de déficit, además de haberse detectado errores en los distintos costos, no se conoce si han sido considerados los costos de conexión o el impacto en el SIN, etc.
- Las conclusiones y resultados obtenidos respecto de algunos escenarios se opina que deberían ser significativamente revisados y ampliados.



de



AES-GME-17-08
7 de mayo de 2008

Torre Banco Continental
Piso 25
Calle 50 y Aquilino De
La Guardia
Apartado Postal 0816-01990
Panamá, República de Panamá
tel 507 206 2600
fax 507 206 2613

Ingeniero
Isaac Castillo
Gerente General
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

Estimado Ingeniero Castillo:

En referencia a su nota No. ETE-DEOI-PLAN-055-2008 del 22 de abril de 2008, mediante la cual nos adjuntan el Plan Indicativo de Generación correspondiente al Plan de Expansión del año 2008, tenemos a bien indicarles las siguientes observaciones:

A- Cuadro No. 1.5 "Proyectos Hidroeléctricos Candidatos":

- 1- Observamos que se indica que la Potencia Firme del Proyecto Chan I es de 118.9 MW, sin embargo, el CND mediante nota ETE-DEOI-CND-224-2008 del 28 de abril de 2008, nos ha remitido el "Informe del Cálculo de la Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) del proyecto Changuinola I" en el cual se concluye que el valor resultante de la PFLP para el Proyecto Chan I (Chan-75) es de 165.67 MW y para la Mini-Hidro su PFLP es de 9.66 MW.
- 2- Además, no se han incluidos dentro del cuadro de los proyectos hidroeléctricos candidatos, la Mini-Hidro de 9.66 MW de capacidad instalada y el Proyecto Chan II con una Capacidad Instalada de 213.6 MW. Mediante nota AES-CHAN-02-08 del 11 de enero de 2008, la cual le adjuntamos una copia, le remitimos a ETESA toda la información y características técnicas de los Proyectos Hidroeléctricos conocidos como Chan I (Planta Principal y Mini-Hidro) y de Chan II, que está desarrollando AES en la cuenca del Río Changuinola.



Nota AES-GME-17-008
Página 2 de 2

B- Cuadro No. 1.8 "Planes de Expansión con Demanda Media". Observamos que se tiene considerado en todos los escenarios, la entrada del Proyecto Termoeléctrico PanaPower con una capacidad de 68 MW, lo cual está indicando que esta Planta será construida para entrar en operaciones en el año 2010. Cual es la certeza y seguridad de esta información?

Atentamente,



Javier Giorgio
Gerente General

Adjunto



de



AES-CHAN-02-08
11 de enero de 2008

Torre Banco Continental
Piso 25
Calle 50 y Aquilino De
La Guardia
Apartado Postal 0816-01990
Panamá, República de Panamá
tel 507 206 2600
fax 507 206 2613

Ingeniero
Oscar Rendoll Q.
Director Ejecutivo de Operación Integrada
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
E. S. D.

Estimado Ing. Rendoll:

En atención a su nota No. ETE-DEOI-PLAN-187-2007 del 18 de diciembre de 2007, le adjuntamos la actualización de la información correspondiente a los proyectos Chan I y II, a ser utilizado por los modelos SUPER y SDDP, para la elaboración del Plan de Expansión del año 2008.

Atentamente,


Humberto A. González S.
Gerente General

cc. Daniel Pereira



de

INFORMACION DE PROYECTOS DE GENERACION REQUERIDA PARA SU EVALUACION EN EL PLAN DE EXPANSION 2008
MODELO SUPER-OLADE
EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

	Válido al año:	2008	Válido al año:	2008	Válido al año:	2008
INES.3.2						
GENERADORES HIDRAULICOS						
Información para el Estudio de Generación						
a. Datos de Identificación del Proyecto						
a.1. Nombre de la Planta:						
a.2. Tipo de Planta:						
a.3. Capacidad Instalada (MW)						
a.4. Energía Promedio anual (GWh/año)						
a.5. Potencia (MW) y Energía Firme (GWh)						
a.6. Fecha de entrada de operación (mes, año)						
b. Datos de Topología						
b.1. Proyecto aguas abajo						
b.2. Proyecto de descarga						
b.3. Vertimiento						
b.4. Ubicación del proyecto						
b.5. Caudales Históricos						
c. Características Operacionales						
c.1. Cota Normal de Operación en metros sobre nivel medio del mar (m.s.n.m.)						
c.2. Cota Descarga en metros sobre nivel medio del mar (m.s.n.m.)						
c.3. Caida Neta en metros (m)						
c.4. Pérdidas Hidráulicas medias en las conducciones en metros (m)						
c.5. Caudal de Diseño en metros cúbicos por segundo (m ³ /s)						
c.6. Caudal Ecológico en metros cúbicos por segundo (m ³ /s)						
c.7. Dias de mantenimiento al año						
d. Información de las Unidades de Generación						
d.1. Número de unidades de Generación:						
d.2. Potencia por unidad (MW)						
d.3. Curvas de eficiencia Turbina-Generador en (p.u.)						
d.4. Tasa de salidas forzadas en (p.u.)						
e. Características del Embalse						
e.1. Cota máxima en metros sobre nivel medio del mar (m.s.n.m.)						
e.2. Cota mínima en metros sobre nivel medio del mar (m.s.n.m.)						
f. Inversión en Plantas Futuras y en Construcción						
f.1. Costo de inversión (Millones de Balboas)						
f.2. Plan de Desembolso						



Handwritten signature or initials.

**INFORMACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN REQUERIDA PARA SU EVALUACIÓN EN EL PLAN DE EXPANSIÓN
MODELO SDDP**

Válido al año:	2008	Válido al año:	2008	Válido al año:	2008
GENERADORES HIDRÁULICOS					
Información para el Estudio de Generación					
a. Datos de Identificación del Proyecto					
Número de la Estación Hidrológica	125				
Estación Hidrológica	CHAN I (CHAN-75)				
Fecha de Operación Comercial	125				
Planta aguas abajo - Vertimiento no controlable	CHAN I (CHAN-75)				
Planta aguas abajo para Turbinamiento	Abril 2011				
Planta aguas abajo para Filtración	Ninguna				
Número de Generadores					
Tipo de Planta	2				
Subestación	Embalse	1			
Líneas de Transmisión	S/E CHAN-75 230 KV	Futura			
Factor de regulación (para Central de pasada)	250 KV- SENCILLO	S/E CHAN-75 230 KV	Futura		
Coefficiente de Producción *	0	230 KV- SENCILLO	230 KV- SENCILLO		
Caudal Turbinado Mínimo	0.3629	MW/m ³ /s	0.7209	MW/m ³ /s	
Caudal Turbinado Máximo	0	m ³ /s	0	m ³ /s	
Defluencia Total Mínima (Caudal turbinado + vertido)	221	m ³ /s	13.4	m ³ /s	
Almacenaje Mínimo	0	m ³ /s	0	m ³ /s	
Almacenaje Máximo	220	hm ³	0	hm ³	
Tipo de Condición Inicial	350	hm ³			
Condición Inicial	Volumen				
Indisponibilidad de Corto Plazo (ICP)	1	p.u			
Indisponibilidad Histórica (IH)	3	%			
Capacidad Instalable	3	%			
Coefficiente de Producción en Fase "Backward"	212.8	MW	9.66	MW	
Costo de Vertimiento	constante		constante		
Sorteo de Fallas	0.001	\$/hm ³	0.001	\$/hm ³	
Vertimiento Control	0		0		
	si		si		

DATOS DEL INTERESADO O AGENTE DEL MERCADO
NOMBRE: AES CHANGUINOLA
DIRECCIÓN LEGAL: Humberto A. González S.
DIRECCIÓN: TORRE BANCO GENERAL PISO 23
TELÉFONO: (507) 208-2600 / 2671
CORREO ELECTRÓNICO: humberto.gonzalez@aes.com



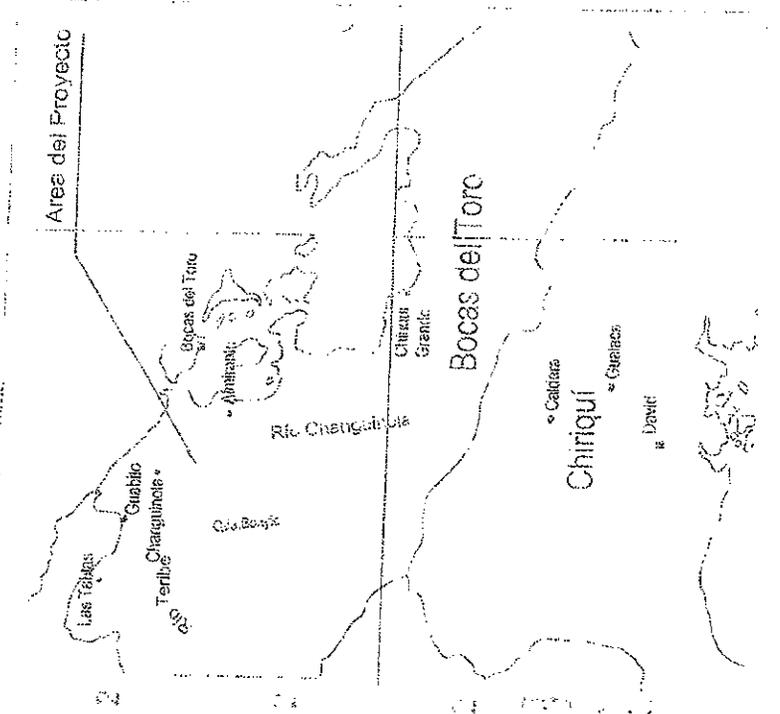
Handwritten signature or initials.

MODELO SDDP
PLAN DE EXPANSION DEL SIN 2008
CONFIGURACION HIDROELECTRICA -PROYECTOS CHANGUINOLA

CHAN I					COEF. DE EVAP. mm/mes	
COTA m	FACT. PROD. MW/m ³ /seg.	FILTRA. m ³ /seg.	AREA Km ²	VOL. Hm ³		
150.0	0.9629	0.0		220.00	ENE	304.2
152.0	0.9629	0.0		235.40	FEB	304.2
157.0	0.9629	0.0		276.00	MAR	304.2
162.0	0.9629	0.0		319.50	ABR	304.2
165.0	0.9629	0.0		350.00	MAY	304.2
					JUN	304.2
					JUL	304.2
					AGO	304.2
					SEP	304.2
					OCT	304.2
					NOV	304.2
					DIC	304.2
CHAN II					COEF. DE EVAP. mm/mes	
COTA m	FACT. PROD. MW/m ³ /seg.	FILTRA. m ³ /seg.	AREA Km ²	VOL. Hm ³		
305.0	1.4240			681.00	ENE	304.2
310.0	1.4240			762.30	FEB	304.2
315.0	1.4240			848.00	MAR	304.2
320.0	1.4240			934.00	ABR	304.2
					MAY	304.2
					JUN	304.2
					JUL	304.2
					AGO	304.2
					SEP	304.2
					OCT	304.2
					NOV	304.2
					DIC	304.2



Handwritten signature or initials.



COORDENADAS SURS DE PRESA	107220 E	53800 N
COORDENADAS DE LA CASA DE MÁQUINAS	104475 E	53725 N
NIVEL NOROCCIDENTAL DE OPERACIÓN	150 metros	
NIVEL DE CHESTIA DE LA PRESA	170 metros	
NIVEL DE DESCARGA	150 metros	
COTA DEL CERRILLO	155 metros	

HYDRO TERIBE, S.A.
 PLANO DE LOCALIZACIÓN REGIONAL



CASA DE MÁQUINAS
 P. 103725

ELITE DE PRESA
 P. 103725

Cerro Cerrito

Handwritten signature or initials.



Nº. 0046

ING. D. PEREIRA

PSA

O.E.

25/1/08

José Rendell

25/1/08

21 de enero de 2007
DDI-ADM-005-2008

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

Dirección Ejec. de Operación Integrada	
Recibido por:	<i>[Signature]</i>
Fecha:	25/1/08
Hora:	11:00 a.m.

Ingeniero Castillo:

Tenemos a bien referirnos a su nota ETE-DEOI-PLAN-003-2008 de 8 de enero de 2007, en la cual nos solicita nuestros comentarios a los Estudios Básicos correspondientes al Plan de Expansión de este año, que ETESA ha preparado en cumplimiento del artículo 75, literal c del Reglamento de Transmisión.

A continuación nuestros comentarios:

ETESA
GERENCIA DE PLANEAMIENTO

Recibido por: *[Signature]*
Fecha: 25/1/08
Hora: 1:40 p.m.

1. En la página 29, el texto que dice "Al año 2007, la potencia eléctrica instalada en Panamá, sin considerar ACP ni Sistemas Aislados es de 1,326.1 MW¹³, mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, hasta diciembre del año corriente, es de 1,001.6 MW" no refleja la demanda máxima ocurrida en dicho año, que es de 1024.16 MW. Lo mismo ocurre en el cuadro de la página 33.
2. En la página 41 se incluyen los parques públicos en la descripción del alumbrado público. Esto no está de acuerdo con la regulación panameña en la cual el alumbrado público solamente incluye calles y avenidas de uso público.
3. Las Tablas 1.9 y 1.10 de las páginas 42 y 43, correspondientes a los escenarios moderado y optimista, respectivamente, muestran tasas de crecimiento muy parecidas. En el caso particular del sector residencial, dichas tasas son inferiores a los valores históricos registrados y están en oposición al gran crecimiento que refleja la construcción de grandes edificios que, de alguna manera, debe reflejarse en el consumo de dicho sector en el mediano plazo. Esto debiera explicarse mejor en el documento.
4. La data histórica (los años 1999 a 2007) de las tablas 1.9 y 1.10 de las páginas 42 y 43 de los Estudios Básicos, respectivamente, específicamente la energía total del SIN, no cuadra con la data

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

Central Telefónica:
(507) 220-5325 Ext. 5149
Teléfono:
(507) 220-3290
E-mail:
username@elektra.com.pa
www.elektra.com.pa



[Handwritten notes and signatures]
25/1/08
2129 p.m.



registrada por el CND como data histórica del SIN. A continuación presentamos los datos de los cuadros arriba mencionados vs. la data del CND y sus variaciones:

Años	Data proporcionada por el CND	Plan de Expansión Estudios Básicos	Desviación
1999	4,360	4,475	-114
2000	4,659	4,968	-309
2001	4,705	5,000	-295
2002	4,951	5,222	-271
2003	5,074	5,343	-269
2004	5,297	5,571	-274
2005	5,434	5,711	-277
2006	5,614	5,761	-148
2007	5,953	6,246	-293

Favor explicar por qué los datos de ETESA en el referido plan no cuadran con los datos del CND.

5. La data histórica (los años 2001 a 2007) de las tablas 1.9 y 1.10 de las páginas 42 y 43 de los Estudios Básicos, respectivamente, específicamente la Demanda (MW) del SIN, no cuadra con la data registrada por el CND como data histórica del SIN. A continuación presentamos los datos de los cuadros arriba mencionados vs. la data del CND y sus variaciones:

Años	Data proporcionada por el CND	Plan de Expansión Estudios Básicos	Desviación
2001	839	816	23
2002	857	834	23
2003	883	862	21
2004	925	903	22
2005	946	923	23
2006	971	949	23
2007	1,024	1,002	23

Favor explicar por qué los datos de ETESA en el referido plan no cuadran con los datos del CND.

6. Recomendamos utilizar como referencia para el plan de expansión el Informe Indicativo de Demanda Vigente (2008-2017) aprobado por la ASEP mediante resolución AN No.1296-Elec de 19 de Noviembre de 2007.





7. En las Tablas 1.9 y 1.10, de las páginas 42 y 43, respectivamente, se incluye dentro del pronóstico de la demanda consumos atendidos por sistemas aislados (GWHOTR) en casi todos los años. Nos parece que este criterio debe explicarse mejor, toda vez que la integración de sistemas aislados depende de condiciones que se presentan en forma extraordinaria. De hecho, los únicos casos que nos vienen a la mente fácilmente son la integración de Changuinola, luego de la conclusión de la Subestación Changuinola de ETESA y la de nuestro sistema del oeste de la provincia de Darién a la Subestación Bayano.
8. En la página 45, en el cuadro "Demanda MW por Barra y Participante Consumidor", recomendamos identificar las barras por su nombre completo para facilidad de lectura del documento.
9. No se evidencia que el Capítulo 2, Definición de Políticas y Criterios, esté fundamentado en un documento oficial emitido por la Comisión de Política Energética, tal como establece el artículo 60 del Reglamento de Transmisión.
10. Los análisis de flujo de cargas y corto circuito solamente cubren cuatro (4) años, mientras que los literales (vi) y (vii) del Artículo 73 del Reglamento de Transmisión establecen que deben hacerse a lo largo de los años de estudio considerados en el mediano plazo.

Atentamente,


Javier Pariente
Vicepresidente Ejecutivo y Gerente General

