

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DEOI-PLAN-081-2008  
5 de junio de 2008

**Doctor**  
**Víctor Carlos Urrutia**  
**Administrador General**  
**Autoridad Nacional de los Servicios Públicos**  
**E. S. D.**

Estimado doctor Urrutia:

Hacemos referencia su Nota No. DSAN-1562-08, con fecha de 4 de junio del presente año, mediante al cual nos envía sus comentarios al Plan Indicativo de Generación 2008. A continuación nuestra respuesta a sus comentarios:

### **Observaciones de Fondo**

Las principales observaciones son las siguientes:

- Capítulo 1. Resumen Ejecutivo: Los costos de déficit son exactamente iguales para dos casos y casi igual al restante, a saber \$3331 y \$3332, ésto 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.

RESP: El costo de déficit en cuestión, es el resultante del costo de déficit total para todo el horizonte de estudio. Los planes sólo presentan costo de déficit en el año 2008, para todos los escenarios analizados, como se puede observar en los Anexos 2, 3 y 4 del plan, por lo que es el mismo costo para todos los casos. Este resultado más que utilización de “metodologías o hipótesis simplificadas inadecuadas”, es el resultado de casos que han sido ajustados de modo que se cumpla con el criterio de confiabilidad establecido, lo que se refleja en una capacidad de reserva significativamente más elevada que en los planes de años anteriores. El nivel de reserva resultante es consecuencia del criterio establecido por la COPE, como mínimo de reserva y los ajustes a la entrada en operación de las plantas hidráulicas, de acuerdo a lo consultado y acordado con la ASEP.



*de*

- 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.

RESP. El costo total de déficit calculado, es el resultado de la sumatoria de los costos de déficit anuales por lo que no necesariamente el atraso de un año en el inicio de operaciones del proyecto Chan I, implica cambios sustanciales en el costo de déficit (ver respuesta al punto anterior). Hay que tomar en cuenta que la simulación realizada con el modelo se hace en base a la capacidad instalada y no la potencia firme. Esto implica que para efectos de la simulación cada plan tendrá una reserva valorada en base a la capacidad instalada, por lo que el efecto de atraso de un proyecto específico no necesariamente significa un costo de déficit. En este sentido lo que se refleja es que el criterio de confiabilidad contribuye a que los planes elaborados resulten con una sobre instalación de capacidad con respecto a la demanda. Como se puede observar en los cuadros de Potencia Firme de los Anexos 2, 3 y 4, para el año 2011, aún restando la potencia firme de Chan1 (119 MW) la reserva sería mayor a 10% para ese año.

- Pág. 72, Caso REGMHTCB8C con retraso en planta de Carbón con 250 MW: ídem comentario.

RESP. Ver respuesta del punto anterior. Igualmente, aún restando la potencia firme de la planta de carbón (213 MW), quedaría una reserva de potencia firme mayor al 18% para el año 2012.

- 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.

RESP. Ver las respuestas anteriores, además, se debe tomar en cuenta que la simulación realizada no considera falla de unidades como tal. Dicho valor de falla de unidades se considera dentro de lo que el modelo define como Indisponibilidad Histórica (IH) que es la representación porcentual del periodo de mantenimiento anual, más la salida forzada que tuvo la unidad en ese año. Un plan hidráulico o un año en particular donde se cubre la demanda con un alto porcentaje de unidades hidráulicas podría significar en probabilidades mayores de déficit dado que el modelo estima la generación hidráulica en base al promedio de las series sintéticas.

- 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.



*de*

RESP. Ver respuesta anterior, dada para lo indicado sobre el comentario relacionado a la página 68.

- 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.

RESP. Ver respuesta anterior, dada para lo indicado sobre el comentario relacionado a la página 68.

- 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.

RESP. Sobre el caso REGAMHTCB8A de la pág. 78, se aclara que la nomenclatura asignada está equivocada. Esta sensibilidad responde a evaluar el plan obtenido para un escenario medio de demanda con un crecimiento alto de la demanda. Para ello se utilizó la misma proyección de demanda alta (optimista), considerada para la elaboración del Plan Indicativo de Expansión de Generación 2008. El nombre correcto de este caso de sensibilidad es el REGMHTCB8N. De considerar lo indicado anteriormente, las inconsistencias en cuanto al Costo Total, quedarían superadas ya que este caso efectivamente resulta más costoso que el caso REGMHTCB8, del cual se deriva.

- 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 más barato en \$/kW el de 50 MW que el de 100 MW, algo similar sucede con los rendimientos, etc.

RESP. Se corrigió el error indicado en cuanto al costo por \$/KW y el rendimiento de estas unidades.

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

RESP. La consideración de los proyectos hidroeléctricos incluidos en el PESIN 08, fue determinado en reuniones sostenidas conjuntamente con la ASEP y COPE, entre los meses de enero-marzo del 2008, obedeciendo a realidades puntuales del mercado, ya que el plan



conceptualmente no es normativo, habiendo proyectos con entrada programada sin vinculación obligatoria. La volatilidad observada en el PESIN 08, con respecto a los Planes de los años anteriores, es consecuencia de lo planteado anteriormente, en especial a la no concreción de proyectos con contrato y fechas de entradas obligadas en los años anteriores.

- 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 sólo desde el punto de vista de los planes del sistema de transmisión sino también de generación.

RESP. Como principio para la realización de las corridas, se considera que el Plan de cada uno de los países que sea representada en la simulación coordinada son el resultado del Plan de Expansión autónomo de cada país para el periodo de corto plazo y mediano plazo.

- 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%.

RESP. Se corregirá el análisis de sensibilidad con los precios altos del combustible, considerando un incremento del 10%, tal como lo indican los criterios de COPE en el Informe de Estudios Básicos. Dichos resultados se incluirán en el documento del PESIN, en sustitución de la realizada con el 5% en el incremento de los precios del combustible.

- 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 dichas plantas, asignándole una determinada posibilidad de su retiro (Incorporar en el análisis de incertidumbre, al menos como una sensibilidad).

RESP. Es cierto lo indicado en cuanto al factor de planta cercano a cero de algunos proyectos que se ven desplazados. Esto se debe al ingreso en el despacho de tecnología, que ya sea por ser más eficientes o utilizar un combustible de menor costo resultan más atractivos, y por ende son llamados al despacho económico. En cuanto al retiro del mercado de alguna de estas unidades de factor de planta bajo el estudio realizado, contempla o da por hecho que todo agente generador que forma parte del mercado participará de los mecanismos a disposición en un mercado competitivo para incrementar su rentabilidad como lo son el mercado de contratos, el mercado spot, la reserva de largo plazo y el Mercado Eléctrico Regional (MER).



*de*

- 
- 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 eólicas 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.

RESP. Se coincide en que el porcentaje de disponibilidad de potencia de las plantas eólicas, es demasiado alto. Esto se debe a un error en la modelación de éstas, lo cual será corregido en el documento final a entregar a la ASEP.

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

RESP. Lo indicado resultase cierto si la política operativa a lo largo del periodo fuese exactamente la misma en los años en que no existen diferencias en el Plan de Expansión de cada uno de los casos. Lo cierto es que el balance entre la generación hidráulica, térmica y los intercambios netos determinan el costo marginal del sistema. El hecho de que los costos marginales sean iguales en la mayoría de los años del periodo de estudio no es determinante para definir que por ende así ha de ser las importaciones y exportaciones. Lo que prueba la simulación es que aunque las políticas operativas resulten diferentes la optimización logra un costo marginal óptimo siempre y cuando la capacidad instalada por año responda a las mismas unidades en ambos casos.

- o Pág. 72, Gráfico N° 9.19: ídem comentario.

RESP. Idem respuesta anterior.

- o Pág. 74: Gráfico N° 9.21: ídem comentario.

RESP. Idem respuesta anterior.

- o Pág. 76, Gráfico N° 9.23: ídem comentario.

RESP. Idem respuesta anterior.

- 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 la solución más óptima. 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 período 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.

RESP. La política operativa para la realización del cálculo del costo operativo del modelo SDDP va muy ligada a la política de valorización del agua. Es decir las decisiones operativas del uso del agua en un periodo determinado son valorados por las implicaciones que pudiesen tener en el futuro. En este sentido, las políticas operativas de los casos REGMHTCD8 y REGMHTCB8D, son relativamente diferentes en todos los años del horizonte de estudio lo cual queda indicado en las diferencias de las cotas mensuales de los proyectos Bayano y Fortuna, las cuales representan las principales embalses de regulación del sistema al igual que la generación hidro y térmica. En el caso de la generación el resultado demuestra que el despacho hidrotérmico, es diferente en los primeros cinco años (2008-2012) solamente.

- 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, sólo 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 cómo se realizó el cálculo, tanto para este caso como para los dos casos anteriores.

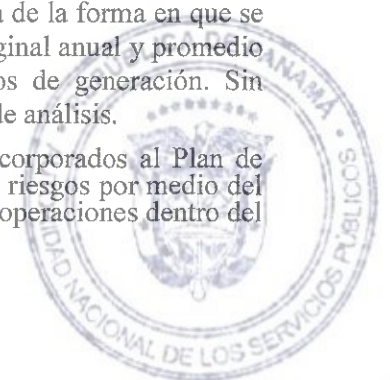
RESP. Los montos de inversión corresponden a la suma de las anualidades ocasionadas por cada proyecto, las cuales dependen de los años de entrada en operación de cada central. Por consiguiente, para centrales que entran en los últimos años, sólo aportan dos, tres o cuatro anualidades al monto global de inversión del Plan.

Los montos de inversión de los planes son calculados directamente por el modelo OPTGEN, de la empresa de consultoría PSRI, de manera similar como lo realizaba el modelo SUPER.

De acuerdo al Manual de Metodología del modelo OPTGEN, los costos de inversión son calculados en consideración a la tasa de actualización, a los desembolsos fijados, a la determinación del año de entrada en operación de las centrales, a la vida útil de cada central y a la duración del estudio de decisión. Donde el costo de inversión del Plan corresponde a la suma de las anualidades pertinentes de los proyectos insertados en cada Plan, referidos al primer año del periodo de estudio (decisión de inversión). Para los detalles se anexa el Manual de metodología del modelo OPTGEN.

- 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.

RESP. Como una representación idónea de los riesgos de los proyectos incorporados al Plan de Expansión, por ende, al cumplimiento del caso de referencia se evaluaron los riesgos por medio del retraso de los proyectos más relevantes, específicamente aquellos que inician operaciones dentro del



*de*

periodo crítico, por su significativo aporte al suministro del sistema, a su contribución a la diversificación de las fuentes de insumo para la generación, con el fin de incrementar la seguridad y confiabilidad del sistema de generación ante cambios indeterminados. El origen y metodología del análisis de riesgos utilizado en el estudio, es ampliado en el texto de introducción del Capítulo 11 del Plan Indicativo de Generación 2008-2022.

- 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.

RESP. El comentario general del consultor es aceptado, por lo cual se revisó la metodología de cálculo. En primer lugar se revaloraron los ingresos de los proyectos en base mensual, dado que el promedio marginal anual por la generación anual, favorecía a los proyectos hidroeléctricos y perjudicaba a los térmicos al no considerar los efectos estacionales de precios y generación.

Los retrasos de los proyectos se valoraron, al considerar sobrecostos directos por construcción y demás perjuicios, por un monto global de 10% a cada central. Se considero que este incremento de costos se deriva de aumentos relativos de los materiales e insumos, mano de obra y servicios auxiliares requeridos para completar el proyecto. Finalmente, se considero el efecto en los intereses durante construcción (IDC) por el periodo atrasado.

Los comentarios derivados de estos atrasos serán corregidos en el informe final.

- 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 sólo el 5%.

RESP. Idem a la respuesta anterior.

- 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 sólo de las plantas de generación o si también incluye los costos de los refuerzos de transmisión.

RESP. En el Plan Indicativo de Generación, no se toman en cuenta los costos de inversión de refuerzos de la red de transmisión. Esto se realiza en el Plan de Expansión de Transmisión que se entrega a la ASEP y Agentes para comentarios a fines de mayo, en el cual se analiza el refuerzo



*de*

---

necesario de la red de transmisión para cada uno de los escenarios del Plan Indicativo de Generación.

- 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.

RESP. Se analizaron los escenarios planteados por la COPE de acuerdo al documento “Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008”.

- 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.

RESP. Efectivamente, los análisis de sensibilidad realizados se pueden considerar como variantes de los planes ante atraso de alguno de los proyectos considerados en el corto plazo.

- 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 parecen no razonables.
  - La forma en que se realizan las evaluaciones económicas 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 no reúne mínimamente los alcances y conceptos que deberían considerarse en este tema. De hecho, no se considera la incertidumbre de los principales parámetros, sólo 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



*de*



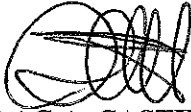
---

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.

RESP. Con relación a estos comentarios generales, a los mismos se les ha dado respuesta en los puntos anteriores y se harán las correcciones pertinentes en el documento final del Plan de Generación.

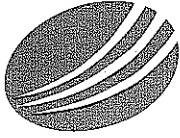
Adicionalmente, todos los comentarios de forma adjuntos a su nota fueron tomados en cuenta en el documento final a entregar a la ASEP.

Atentamente,



**ISAAC A. CASTILLO R.**  
**Gerente General**





**ETESA**

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DEOI-PLAN-080-2008  
5 de junio de 2008

**Licenciado**  
**Javier Pariente**  
**Vicepresidente Ejecutivo y Gerente General**  
**ELEKTRA NORESTE, S.A.**  
**E. S. D.**

Estimado licenciado Pariente:

Hacemos referencia su Nota No. DDI-ADM-019-08, con fecha de 6 de mayo del presente año, mediante el cual nos envía sus comentarios al Plan Indicativo de Generación 2008. A continuación nuestra respuesta a sus comentarios:

1. Las Políticas y Criterios para la Elaboración del Plan de Expansión, son suministradas por la Comisión de Política Energética (COPE). Las mismas se encuentran siempre a disposición en el Capítulo 2 del documento "Estudios Básicos" del Plan de Expansión, entregado el 8 de enero del presente año, y el cual fue suministrado a todos los agentes del mercado. El valor de la energía no servida es un dato suministrado por la COPE y el mismo no corresponde a cálculos realizados por ETESA. Para referencia acerca de dichas políticas y criterios remitirse a COPE o al documento mencionado.
2. Se establece en el Capítulo 6, que el máximo potencial eólico aprovechable o en capacidad de integración a la red, según el estudio realizado en el 2004, "Desarrollo de la Energía Eólica en Panamá", se ubicaba entre los 100 y 300 MW. No obstante, el inventario de proyectos con licencias provisionales otorgadas por ASEP, muestra tener muchos más proyectos dando un total de 3,946.85 MW.

El estudio fue auspiciado por el Fondo para el Medio Ambiente Global (FMAM) y administrado en Panamá por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. Sin embargo, este valor calculado por ellos no indica que la región tenga dicho potencial como máximo a ser explotado.



El estudio estima “*que la capacidad de integración a la red se ubicará entre los 100 y 300 MW*”, bajo las condiciones analizadas de la demanda, perfil de los campos, su estimación global del potencial y condición de la red, para el año 2000.

3. Se acoge el comentario y se colocará a futuro la leyenda correspondiente. Los nombres de proyectos resaltados en azul corresponden a proyectos hidroeléctricos.
4. Se acoge el comentario y se hicieron las correcciones pertinentes.
5. Se procedió a corregir el número del cuadro.
6. Al ser el Plan similar para los primeros años, el costo marginal debe estar alrededor del mismo valor, sin embargo, el programa SDDP, hace un despacho económico, considerando los costos de los combustibles, los caudales hidrológicos a futuro, y analizando los tipos de generación a entrar (futuro). Considerando estos tipos de generación entrante, distribuye las cantidades a despachar por planta y calcula los costos marginales de dicha generación. Por esta razón, los costos marginales son similares en los primeros años pero no exactamente iguales, pues el despacho considera el futuro de cada plan. Para mayor referencia, consultar la metodología del modelo SDDP.
7. El costo de transporte del Gas Natural, fue según COPE, adicionado en el cálculo del precio de combustible. Ambos precios fueron suministrados por dicha entidad: Ref. Políticas y Criterios para la Elaboración del Plan de Expansión 2008, Capítulo 2, Estudios Básicos.
8. Ciertamente, las capacidades de los proyectos eólicos son relativamente grandes, sin embargo, para la elaboración del Plan de Expansión, dichas máquinas fueron simuladas de manera tal, que se limita su reserva rodante para considerar su potencia firme. Los costos colocados como parte de los planes que incluyen proyectos eólicos, fueron obtenidos luego de haber considerado la restricción mencionada. A la fecha, se realiza un estudio por el CND, para determinar estos efectos, los cuales cuando estén disponibles se adicionarán al PESIN.
9. Desde hace años se utiliza como información estadística básica para el desarrollo de los pronósticos, la información sistematizada, compendiada y divulgada por la COPE en su página WEB. Como es el caso con la generación bruta y la generación disponible en el sistema nacional eléctrico.



Por otra parte, los comentarios y solicitudes con respecto a la proyección de demanda, la cual es parte del documento "Estudios Básicos", entregado en enero de 2008, a todos los agentes del mercado, debieron ser desarrollados en las fechas pertinentes, como lo establece el Reglamento de Transmisión.

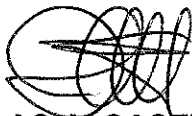
10. Las exportaciones fuertes de energía se muestran a partir del año 2011, para dichos años se da la entrada en operación de proyectos importantes tales como Chan I (223MW), Planta de Carbón de 250 MW, Bajo de Mina, entre otros, los cuales incrementan la potencia firme y la generación disponible del sistema, permitiendo esos niveles de exportación. A partir de mediados del año 2009, se tiene en operación la Línea de Interconexión SIEPAC, la cual permite un intercambio de 300 MW, que es aprovechada por SIN.

La situación actual no es exactamente representada en el largo plazo, ya que el pronóstico de proyectos indica que dado los proyectos entrantes, la misma mejorará.

En cuanto a los modelos de demanda, los mismos se utilizan para proyectar solamente al Sistema Nacional, por consiguiente, las exportaciones o importaciones no están contempladas en el mismo.

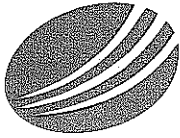
La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), solicitó expresamente a ETESA, el realizar todas las corridas considerando casos regionales, ya que la conexión SIEPAC, se considera un hecho desde el año 2009 y es un proyecto a entrar con grandes expectativas.

Atentamente,



**ISAAC A. CASTILLO R.**  
**Gerente General**





**ETE S A**

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S. A.

ETE-DEOI-PLAN-079-2008  
5 de junio de 2008

**Ingeniero  
Javier Giorgio  
Gerente General  
AES Panamá, S. A.  
E. S. D.**

Estimado ingeniero Giorgio:

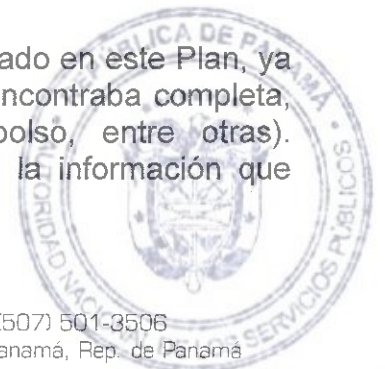
Hacemos referencia su Nota No. AES-GME-17-09, con fecha de 7 de mayo del presente año, mediante el cual nos envía sus comentarios al Plan Indicativo de Generación 2008. A continuación nuestra respuesta a sus comentarios:

1. Con relación a la potencia firme de la Central Hidroeléctrica Changuinola, se utilizó, en el presente Plan de Generación, el valor de potencia firme que suministró AES a través de la nota N° AES-CHAN-02-08, el día 11 de enero de 2008.

El cálculo de la potencia firme de este proyecto, realizado por el CND se dio el día 28 de abril de 2008; fecha para la cual ya se había entregado el Plan de Generación a todos los agentes del mercado. Por consiguiente, este cambio en la potencia firme no será incluido en el presente Plan de Generación sino que será utilizado en los futuros planes.

2. El proyecto mini-hidro de 9.66 MW, fue considerado en los proyectos que entran en el Plan de Expansión, pero no en forma independiente, sino como parte de la Central Hidroeléctrica Chan I (Chan75), con una capacidad instalada total de 223 MW.

Con relación al proyecto Chan II, el mismo no fue considerado en este Plan, ya que la información recibida para su modelamiento no se encontraba completa, (principalmente Monto de Inversión, Plan de desembolso, entre otras). Esperamos que para el Plan del próximo año se reciba la información que

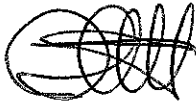


*de*

permita modelar este proyecto, ya que está incluido en la lista de proyectos candidatos a ser considerados por el modelo OPTGEN.

3. El proyecto Panapower, fue considerado en los escenarios del Plan, ya que fue un proyecto que participó en la licitación de corto plazo de las distribuidoras y es un proyecto que actualmente se encuentra en trámite de la Viabilidad de Conexión con ETESA. Con relación a la certeza y seguridad de que este proyecto se realice en la fecha estimada, no tenemos seguridad de esto, ya que el mismo aún no ha finalizado el trámite de Viabilidad de Conexión y no ha iniciado construcción.

Atentamente,



**ISAAC. A. CASTILLO R.**  
**Gerente General**

