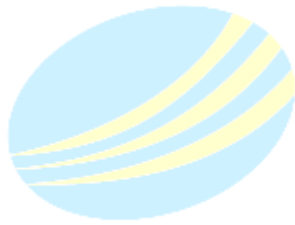


Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2018 – 2032

Respuesta a
Comentarios y Observaciones al
Tomo II
Plan Indicativo de Generación
Gerencia de Planeamiento

PANAMÁ



ETECSA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Tabla de Contenido

RESPUESTA A COMENTARIOS DE BAJO FRÍO PV S.A. (NOTA BFPV-18-001-GC)	4
RESPUESTA A COMENTARIOS DE AES PANAMÁ, S.R.L. (NOTA AES-DC-119-18)	5

RESPUESTA A COMENTARIOS DE BAJO FRÍO PV S.A. (NOTA BFPV-18-001-GC)

- Nota BFPV-18-001-GC con fecha 13 de junio de 2018, indica lo siguiente:
“Actualmente se encuentra bajo revisión de la ASEP nuestra solicitud de modificación a la Licencia Definitiva para el plantel de generación fotovoltaico “Proyecto Solar Bajo Frío”, que consiste en una reducción de la capacidad a instalar; la nueva capacidad es de 5 MW.

Además, la fecha prevista para la entrada en operación de este proyecto es diciembre 2019, tal y como se indica en el Cronograma actualizado presentado a la ASEP la semana pasada.”

RESP: Cabe señalar que la información mostrada en el Plan Indicativo de Generación 2018, era con la que se contaba disponible en el momento de la elaboración de dicho documento.

En cuanto a los comentarios presentados, le indicamos que al igual que en años anteriores, para la elaboración del Plan Indicativo de Generación, se les solicita a los agentes, entre otras cosas, la fecha de entrada en operación y capacidades de sus proyectos de generación, esta información se les solicito mediante la nota ETE-DTR-GPL-136-2018 con fecha del 25 de enero de 2018, de la cual ETESA no recibió respuesta.

ETE-DTR-GPL-136-2018
25 de enero de 2018

Licenciado
Alfredo De St. Croix
Gerente General
Bajo Frío PV S.A.
Ciudad

 **FOUNTAIN**
RECIBIDO

Roberto 25/1/18

Asunto: Solicitud de Información para el Plan de Expansión del año 2018

Es importante que los agentes que desarrollan nuevos proyectos de generación, suministren la información actualizada ya sea que tenga variaciones con el año anterior o se mantenga, cuando se les solicita, de modo de poder contar con información veraz de los mismos agentes y evitar asumir datos. La información que indican en sus comentarios serán considerados en la próxima actualización del Plan Indicativo de Generación.

RESPUESTA A COMENTARIOS DE AES PANAMÁ, S.R.L. (NOTA AES-DC-119-18)

- En la sección de proyección de los Combustibles (desde pag.78), se aprecia que el costo Variable considerado para una central de carbón solo contempla un costo de transporte de 10.75 US\$/Ton, sin embargo, consideramos que el mismo está por debajo de lo real, ya que no se está considerando el precio de comercialización. En razón a esto se debería contemplar un Premium adicional para este costo de transporte.

RESP: El documento “Definición de las Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional” dictados por la Secretaría Nacional de Energía para el PESIN 2018, y remitidos a ETESA mediante Nota No. SNE 194-18 fechada 20 de marzo de 2018, indica en el numeral II Lineamientos Generales, Literal E, los escenarios de precios de combustibles indicados la SNE, fueron utilizados en la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Generación. Se incluye en el Tomo II - Anexo 7, las Políticas y Criterios presentados por le SNE.

Su sugerencia será comunicada a la Secretaría Nacional de Energía para que sea tomada en cuenta, en futuros planes de expansión.

- En la tabla 5.13. Proyectos Termoeléctricos Candidatos Identificados.

Tabla 5. 13: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Identificados

Agente Generador	Nombre	Tipo	Combustible	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Consumo Especifico de Combustible	Costo Variable O&M (Bt. / MWh-Año)	Costo Fijo O&M (Bt./kWh-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (Bt./kW)	Vida Util (Años)
Consortio ENERGYST Panama International	Energyst El Sánchez	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	26	44.33	44.33	68.6041 gal/MWh	96.88	206.16	789.53	30.00
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte I	Ciclo Combinado	Gas Natural	4	381.00	381.00	6.89679 gal/MWh	1.55	30.80	1338.58	40.00
Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	Ciclo Combinado	Gas Natural	6	458.10	424.70	6.1892 gal/MWh	3.80	17.00	1058.72	40.00
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	2	300*	274*	9.531 gal/MWh	29.43*	5.63*	2333.34*	30.00
Panamá NG Power, S.A	Telfers	Ciclo Combinado	Gas Natural	3	670.00	656.16	5.6433 gal/MWh	2.77	18.60	1194.03	25.00
Los valores de consumo específico está basados en el LCV (Lower Calorific Value)					1553.43						
* Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SIN											

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).

Solicitamos la revisión de los consumos específicos de los proyectos Martano y Panamá NG Power, por las siguientes razones:

- Proyecto GTPP: la licencia de generación definitiva indica una capacidad instalada de 441 MW, con 6 turbinas de gas con capacidad de 50 MW y una turbina de vapor de 141 MW. Debido a dicha configuración creemos que el consumo específico de este proyecto será mayor que el presentado, incluso mayor a plantas genéricas de este tamaño.
- Proyecto Telfers: considerando el gran tamaño de las unidades del Proyecto Telfers en la configuración presentada, tanto ETESA como el CND deberán evaluar la factibilidad de operación de la configuración

2 + 1 propuesta para el proyecto Telfers, lo cual cambiaría el consumo específico analizados en los escenarios de estudios.

RESP: Como se indica en el documento la información de los proyectos de generación corresponde a la información que fuese suministrada por los agentes desarrolladores, ya que al igual que en años anteriores, para la elaboración del Plan Indicativo de Generación, se les solicita a los agentes, toda la información necesaria para el correcto modelado de sus proyectos de generación.

Cabe señalar que, al evaluar los datos entregados por los agentes cuestionados, los datos son consistentes con la documentación de respaldo entregada.

Debemos recordar que la Empresa de Transmisión Eléctrica deberá velar por el correcto funcionamiento del Sistema de Transmisión Nacional y por cumplir con el servicio público de transmisión bajo los estándares de calidad y seguridad. Por lo tanto, ETESA será responsable por la operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión y deberá corregir las condiciones operativas no aceptables inherentes al funcionamiento del sistema de transmisión. Con ello, se excluye la operación de centrales de generación propiedad de agentes externos a la empresa de transmisión.

- Observamos que, en todas las Alternativas presentadas, los costos Marginales de los primeros meses del 2018 presentan un comportamiento totalmente desvirtuado respecto a lo que se está dando en la realidad. En relación con esto solicitamos sea revisada la base de datos y consideración utilizadas en cada caso, ya que de mantenerse esta tendencia tendríamos resultados reales muy diferentes a los que se obtendrían en el resto de los años proyectados. Este comportamiento también se puede apreciar para los primeros meses de los años 2019 y 2020, donde se presenta valores altos en las Alternativas propuestas, mientras que la tendencia es de precios similares a los que ya se están presentando actualmente.

CMS - \$/MWh	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18
Real	27.74	91.10	93.37	97.71	104.88
Alternativa de Referencia	223.07	231.45	202.68	204.79	95.24
Alternativa 1	223.76	233.14	201.45	194.43	95.32
Alternativa 4	223.70	232.9	202.83	204.5	95.28

RESP: Se acepta el comentario y se revisara minuciosamente la base de datos, por lo cual los cambios, se ajustarán en la próxima revisión del Plan de Expansión.

- En todos los escenarios del Plan de Expansión analizados se establece el inicio de operaciones de la central de generación Costa Norte en abril de 2018, sin embargo, debe corregirse para septiembre de 2018 de acuerdo con los avances del proyecto de generación. Adicional en caso de que se considere retrasar la entrada en operación comercial, deberá mantenerse la fecha contemplada en dicho escenario "Caso C".

RESP: La central de generación Costa Norte, se encuentra en pruebas desde abril de 2018, según información del Centro Nacional de Despacho. Se acepta el comentario y se agrega una nota indicando lo solicitado, esto se ajustará en la versión final del Plan de Expansión.

- Dentro de las alternativas y sensibilidades recomendamos incluir un escenario y/o sensibilidad con una posible Interconexión con Colombia - Panamá, siendo el mismo uno de los proyectos que actualmente ETESA evalúa su factibilidad.

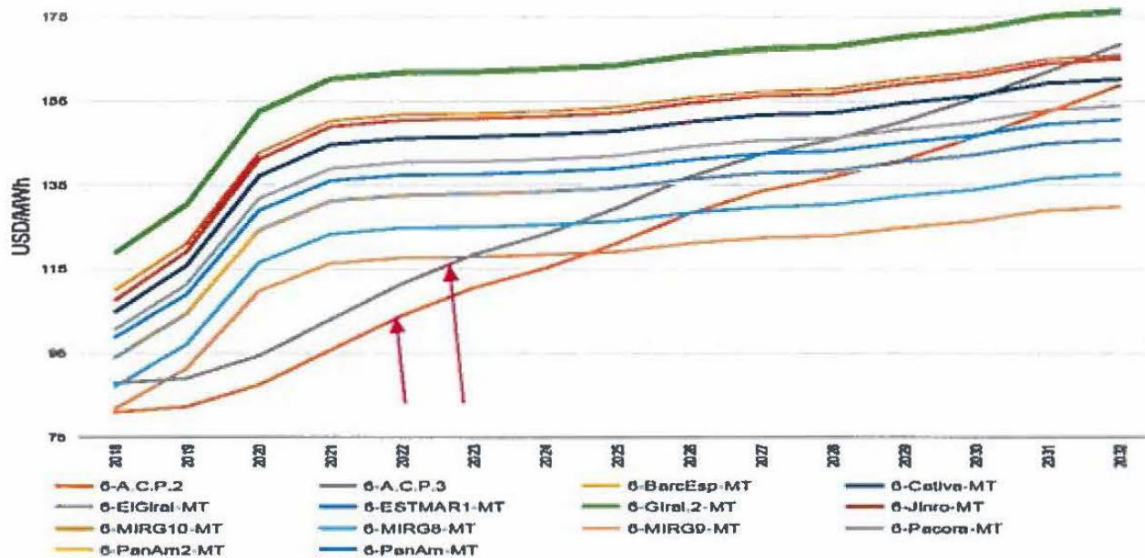
RESP: Tanto La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. como encargada de la planificación en Panamá como el Ministerio de Energía y Minas de Colombia y de la Unidad de Planeamiento Minero Energética (UPME) acordaron estudiar en conjunto la factibilidad de desarrollar obras de transmisión para soporte de la interconexión Panamá - Colombia. De acuerdo con el avance de los análisis y resultados obtenidos a la fecha, consideramos conveniente posponer la introducción de este proyecto. Si bien hemos avanzado en los análisis eléctricos y energéticos aún no se han terminado los análisis de estabilidad y la evaluación económica. Siendo así, en cuanto se cuente con los resultados finales se incluiría en la próxima revisión del Plan de Expansión.

- Observamos que, en los escenarios de referencia, alternativos y sensibilidades se considera la Central Hidroeléctrica Changuinola I fuera de operación todo el año 2019, sin embargo, de acuerdo con los planes de mantenimientos informados al CND, la salida programada corresponderá solo de las unidades principales No 1 y 2 de enero a octubre de 2019, manteniéndose disponible la unidad Mini Hidro ya que mantienen sistema de alimentación de toma de agua diferentes.

RESP: Se acepta el comentario, sin embargo, consideramos que el impacto de este cambio representaría menos del 1% en comparación con la matriz energética existente, por lo cual los cambios, se ajustarán en la próxima revisión del Plan de Expansión.

- En el gráfico No. A6.3 del anexo 6, se observa que los costos variables de las ofertas de ACP 2 y ACP 3, presentan un comportamiento desvirtuado respecto al resto de las centrales. Sin embargo, consideramos que, a pesar de ser una oferta, deberá presentar una tendencia similar o parecida a la proyección del bunker.

Gráfico N° A6.3: Costo Variable de Producción Plantas de Bunker C Plan Indicativo de Generación 2018-2032



RESP: Al igual que en años anteriores, para la elaboración del Plan Indicativo de Generación, se les solicita a los agentes, la información necesaria para representar la operación de sus proyectos de generación.

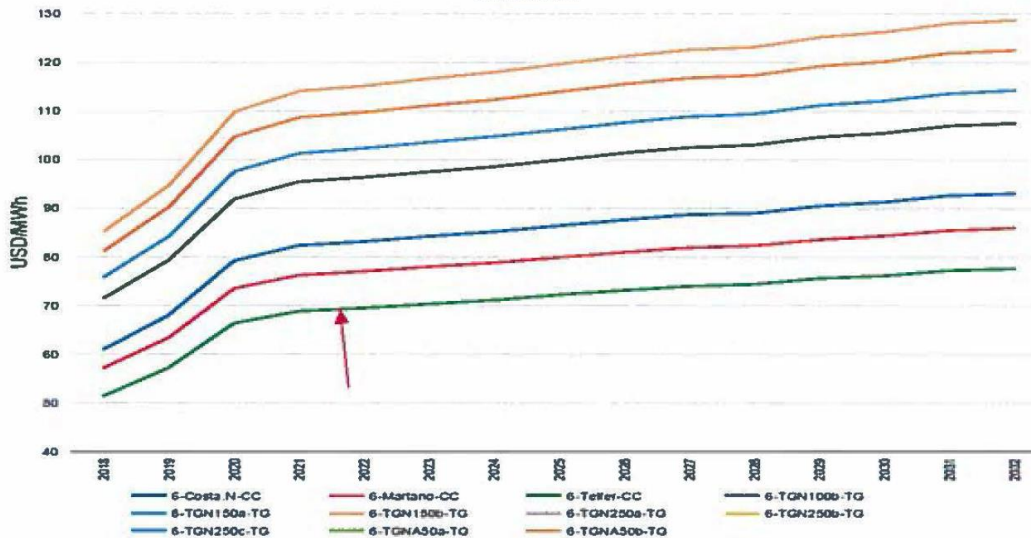
Toda vez la Autoridad del Canal de Panamá responsablemente y cumpliendo con la normativa, ha entregado en tiempo y forma, año tras año, la información que la Empresa de Transmisión, S.A. le ha solicitado.

Cabe señalar que en cuanto a los datos de las ofertas que fueron entregados para la elaboración del PESIN 2018, son modelados tal cual fuesen suministrados.

- En la gráfica No. A6.5 del anexo 6, se observó los costos variables de las centrales a base de Gas Natural y Gas Metano. En la misma se aprecia que el costo variable de Telfers es más eficiente, sin embargo, se está considerando una combinación de unidades de gran tamaño, las cuales

tendrían consideración negativa en el sistema y no llegarían a ser despachadas a plena carga, por lo que su eficiencia real sería menor y su costo variable estaría por encima de lo considerado en este estudio.

Gráfico N° A6.5: Costo Variable de Producción Plantas de Gas Natural y Gas Metano Plan Indicativo de Generación 2018-2032



RESP: Al igual que en las respuestas anteriores, le indicamos que los datos utilizados fueron suministrados por los agentes generadores. Y le recordamos a AES Panamá, S.R.L., que el sector generación es un sector no regulado, como se indica en la regulación vigente, y ETESA no está facultada para indicar cuál es el tamaño de las unidades un agente debe instalar.

Cabe aclarar que ETESA siempre cumple y seguirá cumpliendo con lo dispuesto en la normativa vigente, y dentro de estas disposiciones esta la de evaluar la conexión de nuevas instalaciones al SIN.