Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018 – 2032

Comentarios y Observaciones al

Tomo II
Plan Indicativo de Generación

Gerencia de Planeamiento

PANAMÁ

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Tabla de Contenido

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

BAJO FRIO PV

13 de junio de 2018 BFPV-18-001-GC

Señores
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. M.

Atención: Ingeniero
Antonio Guelfi
Director de Transmisión

Referencia: Nota ETE-DTR-GPL-300-2018

Asunto: Comentarios al Plan Indicativo de Generación 2018

Respetado Ingeniero Guelfi:

En cumplimiento con las disposiciones del Reglamento de Transmisión remitimos nuestras observaciones al Plan Indicativo de Generación 2018.

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 (Ver adjunto).

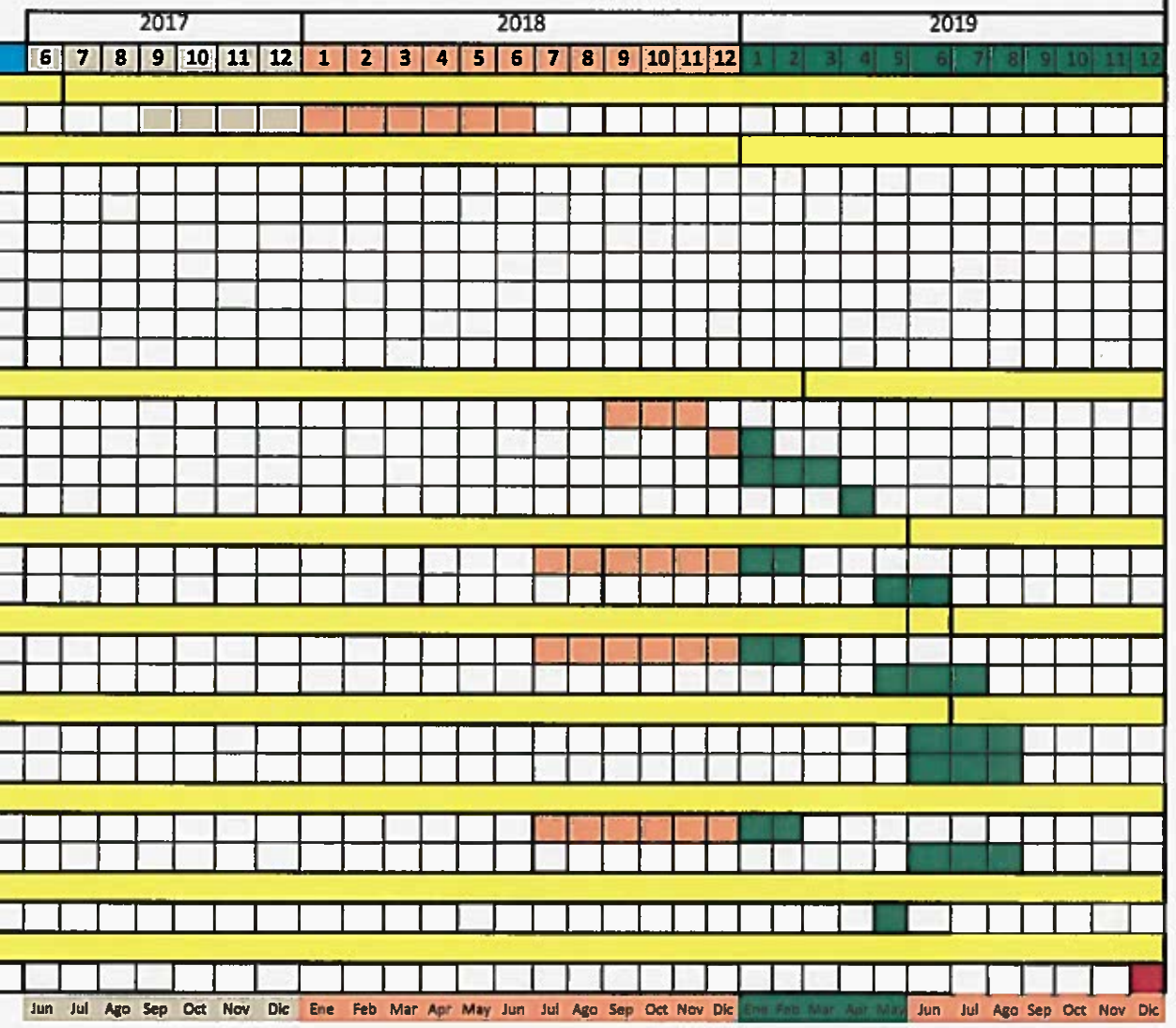
Atentamente,

Alfredo de St. Croix

Adjunto: Lo indicado.

BAJO FRIO PV

Actividad	Inicio	Fin
CIERRE FINANCIERO		
CIERRE FINANCIERO	martes, 17 de octubre de 2017	jueves, 20 de septiembre de 2018
ESTUDIOS y DISEÑOS		
Geología,geotecnia,sismilogia		TERMINADO
Diseño de obras civiles		TERMINADO
Estudio de posibles pertubaciones de la red eléctrica		TERMINADO
Confección de planos		TERMINADO
Propuesta de conexión al sistema de interconectado nacional		TERMINADO
Analisis de la propuesta de conexión por ETESA		TERMINADO
Aprobación de ETESA a la conexión		TERMINADO
OBRAS CIVILES		
Movimiento de tierra	martes, 18 de septiembre de 2018	viernes, 30 de noviembre de 2018
Viales	lunes, 10 de diciembre de 2018	sábado, 19 de enero de 2019
Zanjas vallado	miércoles, 30 de enero de 2019	lunes, 11 de marzo de 2019
Cimentación	lunes, 1 de abril de 2019	jueves, 18 de abril de 2019
MÓDULOS		
Suministro	lunes, 30 de julio de 2018	viernes, 1 de febrero de 2019
Montaje	miércoles, 15 de mayo de 2019	domingo, 9 de junio de 2019
CENTRO DE INVERSORES		
Suministro	lunes, 30 de julio de 2018	viernes, 1 de febrero de 2019
Montaje	miércoles, 15 de mayo de 2019	lunes, 8 de julio de 2019
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		
CABLEADO CC	lunes, 10 de junio de 2019	miércoles, 14 de agosto de 2019
CABLEADO AC	martes, 11 de junio de 2019	miércoles, 14 de agosto de 2019
MONITORIZACIÓN Y SISTEMA DE SEGURIDAD		
Suministro	lunes, 30 de julio de 2018	viernes, 1 de febrero de 2019
Instalación seguridad	lunes, 3 de junio de 2019	jueves, 15 de agosto de 2019
INICIO DE CONTRUCCION		
Inicio De Construcción	jueves, 18 de abril de 2019	
FIN DE CONSTRUCCION		
FIN DE CONSTRUCCIÓN		viernes, 20 de diciembre de 2019



AES Panamá

Edificio Business Park, Torre V,
Piso 11, Paseo Ave. La Rotonda, Costa
del Este, Parque Lefevre,
Apartado Postal 0816-01990
Panamá, República de Panamá
Tel. Pmá.: (507) 206 2600

AES-DC-119-18
Panamá, 14 de junio de 2018

Ingeniero
Antonio Guelfi
Director de Transmisión
Ciudad

Asunto: Comentarios al Plan Indicativo de Generación 2018-2032

Estimado Ing. Guelfi:

En referencia a su nota ETE-DTR-GPL-263-2018 con fecha del 6 de junio de 2018, hacemos entrega de nuestros comentarios al Plan Indicativo de Generación 2018-2032.

Sin otro en particular, y agradeciendo de antemano la atención prestada al respecto.

Atentamente,

Miguel Bolinaga Serfaty
Presidente – AES PANAMA, S.R.L.

Anexo: Comentarios al Plan Indicativo de Generación 2018 - 2032.

ANEXO Nota AES-DC-119-18
Comentarios al Plan Indicativo de Generación 2018-2032.

Comentarios:

1. 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.

2. 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 Específico de Combustible	Costo Variable O&M ($/ MWh Año)	Costo Fijo O&M ($/MWh Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) ($/MW)	Vida Útil (Años)
Consorcio ENERGYST Panama Internacional	Energyst El Sánchez	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	26	44.33	44.33	68.6041 gal/MWh	96.86	206.16	789.53	30.00
Gas Natural Atlántico S de R.L.	Costa Norte I	Ciclo Combinado	Gas Natural	4	381.00	381.00	6.1667 gal/MWh	1.56	30.00	1158.50	40.00
Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	Ciclo Combinado	Gas Natural	6	458.10	424.70	6.1852 gal/MWh	3.80	17.00	1058.72	40.00
Minera Panamá, S.A.	Colón Panamá - PACO Power Plant	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	2	300*	275	9.53 gal/MWh	29.43*	55.5*	2333.35*	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
					1553.43						

Los valores de consumo específico esta basados en el LCV (Lower Calorific Value)
* 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 indicas 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 especifico 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 especifico analizados en los escenarios de estudios.

3. 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

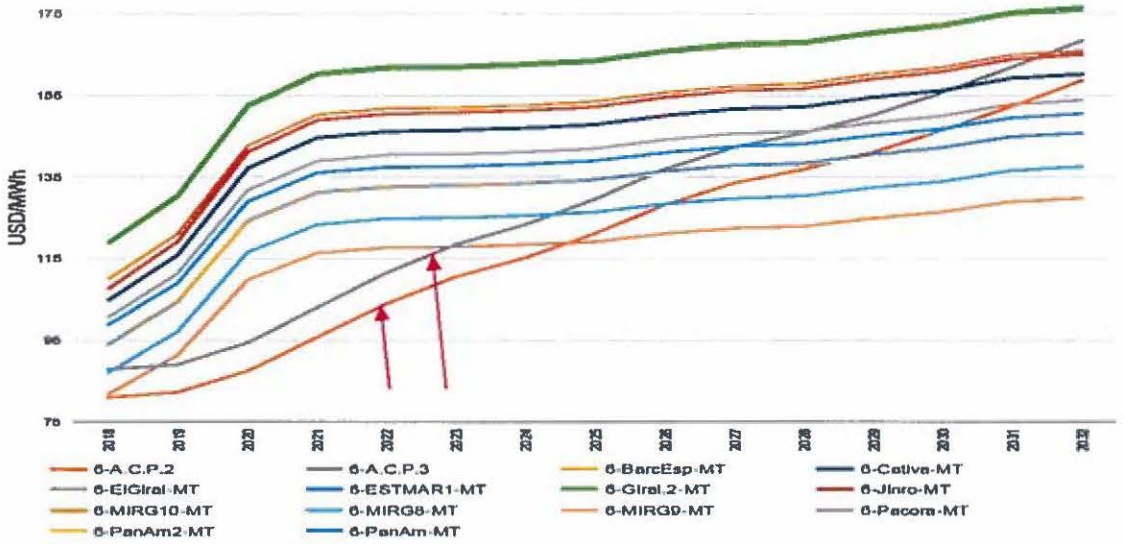
4. En todos los escenarios del Plan de Expansión analizados se establece el inicio de operaciones de la central de generación Costa Norte en abril de 2018, sin embargo, debe corregirse para septiembre de 2018 de acuerdo con los avances del proyecto de generación. Adicional en caso de que se considere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

5. 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.

6. 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.

7. 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



8. 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.

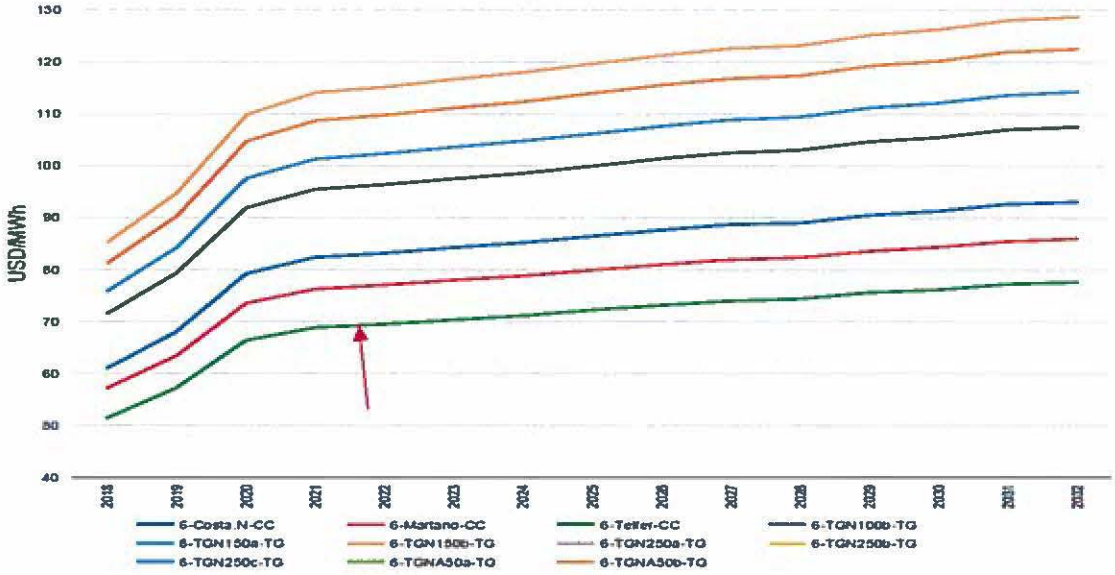



Gráfico N° A6.5: Costo Variable de Producción Plantas de Gas Natural y Gas Metano Plan Indicativo de Generación 2018-2032