

COMENTARIOS
SINOLAM SMARTER ENERGY LNG POWER CO, INC.

Resolución AN No. 2732-Elec de 2018-09-14

Por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No.013-18 para considerar la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al Período 2018-2032 (PESIN 2018), presentada por la ETESA.

El numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante la ASEP) la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado.

A su vez, la Ley antes referida y su reglamentación a través del Decreto Ejecutivo No. 22 del 19 de junio de 1998, otorga a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (en adelante ETESA), la responsabilidad de preparar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, y le ordena a que a más tardar el 30 de junio de cada año, presente a la ASEP los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalles de la información base utilizada para su elaboración.

Como consecuencia de lo anterior, la ASEP promueve la realización de la presente Consulta Pública para evaluar el Plan de Expansión en general y las modificaciones tarifarias previstas resultantes de las ampliaciones de transmisión a ejecutar, incorporadas en el Plan de Expansión de corto plazo, el Plan de Reposición de corto plazo de los Activos Existentes y del Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones, considerando dentro de su valoración, los argumentos que tengan a bien formular los actores del sistema o externos al proceso, siendo los nuestros los siguientes:

1. Por instrumento de la Ley No. 6, ETESA tiene la obligación de preparar el plan de expansión del sistema interconectado nacional, el cual debe atender las necesidades proyectadas para un horizonte de 15 años, y en dicha labor debe valorar sin lugar a dudas las necesidades del sistema, ya sea en su modernización, mantenimiento, ampliaciones, entre otros, modelando las soluciones más factibles para solventarlas en tiempo y forma.
2. Dicho plan debe considerar para su preparación, criterios y políticas definidas en el plan energético nacional, proyecciones de demandas, proyectos de generación, entre otros. Precisamente por las variaciones en las proyecciones y la necesidad imperante de atender el crecimiento del sector eléctrico y garantizar la capacidad de acceso de futuros agentes o existentes, dicho plan debe actualizarse o bien revisarse de forma anual, ante cambios importantes en las premisas, proyecciones y criterios que lo soportan.
3. El artículo 67 de la ley 6 claramente establece que ETESA es el responsable directo de elaborar y planificar la expansión de la red de transmisión y la construcción de nuevas facilidades, ampliaciones o repotenciaciones de la red de transmisión. Este agente tiene la obligación de expandir la red de transmisión, de acuerdo con dicho plan de expansión que tiene como norte atender el crecimiento de la demanda, la confiabilidad y calidad del servicio, a través de la aprobación de un programa de inversión que soporte el plan de expansión aprobado por la ASEP.
4. El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión tiene el objetivo de analizar el impacto de nuevas instalaciones, tales como nueva generación, como es la entrada en operación de SSE (antes Martano, Inc.), conforme se prevé para el mes de noviembre de 2020 y cuya viabilidad de conexión fue otorgada para la subestación Sabanitas, la cual a la fecha ya está reconocida como una inversión a corto plazo dentro del plan aprobado para el año 2017. En tal sentido, en nuestro caso particular, los proyectos de transmisión que resultan de interés dentro de la evaluación de la presente consulta, corresponden a: la Subestación Panamá III, la Subestación Sabanitas y la línea de transmisión Sabanitas – Panamá III y sobre los cuales debemos manifestar lo siguiente:
 - a. A la fecha de la licitación No. LPI-02-15, ya las facilidades de transmisión requeridas para la conexión de SSE se habían contemplado por ETESA en su plan de expansión desde el año 2015, como una inversión a largo plazo. Dicho plan fue utilizado como referente para

la elaboración y presentación de la oferta económica de SSE y su planificación para la instalación y entrada en operación comercial para la fecha comprometida en dicha licitación.

- b. Luego se observa que el Ingreso Máximo Permitido de ETESA aprobado para los años 2017 – 2021, reconoce estos activos como inversiones a corto plazo, cuyo costo total asciende a la suma de \$109,476,000.00.
- c. De igual manera, en el Plan de Expansión de ETESA para el año 2017, se identifica que estos activos de transmisión, son reconocidos como obras a ejecutar en corto plazo, de carácter prioritario y que para los efectos de ejecución, de obligatorio cumplimiento, conforme fue aprobado por la ASEP:



ANEXO A
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2017-2031
PROYECTOS APROBADOS

I. Plan de Expansión de Transmisión de Corto Plazo (Obligatorio Cumplimiento)

12. Proyecto Nueva Subestación Panamá III 230 KV GIS

- a) Estado: proyectos para eliminar restricción (PRIORITARIO)
- b) Costo Total: B/. 35,267,000.00
- c) Inicio de Operación: octubre de 2019
- d) Descripción del Proyecto:
 - i. Adición de tres (3) transformadores de 500/230 KV y patio de 500 KV con por lo menos 5 naves de interruptor y medio, para la conexión de la futura línea de transmisión de 500 KV proveniente desde Chiriquí Grande (operada inicialmente en 230 KV). Los transformadores y de los reactores necesarios.
 - ii. Espacio para expansión en el patio de 230 KV por lo menos para 5 naves de interruptor y medio.
 - iii. Espacio para expansión en el patio de 115 KV por lo menos de 4 naves y para dos transformadores 230/115 KV.
 - iv. Espacio para futura instalación de SVC y/o bancos de capacitores.

15. Proyecto Nueva Subestación Sabanitas 230 KV.

- a) Estado: por licitarse
- b) Costo Total: B/. 20,094,000.00
- c) Inicio de Operación: noviembre de 2019
- d) Descripción del Proyecto:

Esta subestación contará con cuatro (4) naves de tres (3) interruptores cada una, para un total de ocho (8) salidas de línea. Dos de estas salidas serán para la conexión de la LT de doble circuito proveniente desde la Central Termoelectrica Costa Norte, dos para la LT de doble circuito proveniente de la Central Termoelectrica Martano, dos para la LT de doble circuito hacia la Subestación Panamá II y dos para la LT de doble circuito hacia la nueva Subestación Panamá III.

16. Proyecto Línea de Transmisión Sabanitas – Panamá III 230 KV

- a) Estado: por licitarse
- b) Costo Total: B/. 54,115,000.00
- c) Inicio de Operación: noviembre de 2019
- d) Descripción del Proyecto:

Aprobación del PESIN 2017 Página 5 de 15



La línea será de 230 KV, doble circuito, con dos (2) conductores por fase, 1200 ACAR a temperatura de diseño de 90 °C, con lo que tendrá una capacidad aproximada de 1000 MVA por circuito tanto para operación normal como en contingencia. La misma tendrá una longitud aproximada de 50 km, dependiendo de la ubicación final de las subestaciones Sabanitas y Panamá III. Se ha considerado que la misma, dependiendo de la ruta, contará tanto con torres como poste. Preliminarmente se ha considerado una relación de 50% en torres y 50% en postes.

- d. No obstante, ETESA con la formulación de este nuevo plan propone que dichos activos sean construidos y puestos en operación para el año 2020. En el plan de inversión propuesto, se plantea la entrada en operación de estos activos al mes de abril de 2020, cuando inicialmente su fecha de entrada en operación estaba prevista para los meses de octubre y noviembre de 2019. No obstante, el plan de inversión a corto plazo, establece que la Subestación Panamá III y la Subestación Sabanitas están proyectadas para inicio de operación en el mes de noviembre 2020, lo que denota un claro error en la formulación del plan.
5. Es de conocimiento público la entrada en operación de SSE para noviembre de 2020, conforme a licencia de generación otorgada y los compromisos adquiridos con las empresas distribuidoras, sumado a la propia viabilidad de conexión otorgada por ETESA hacia la subestación Sabanitas.

Dentro del diagnóstico que le compete a ETESA en la elaboración y actualización anual del Plan de Expansión y referido al diagnóstico de corto plazo, es que debe considerar como base la entrada en operación de nuevos agentes, para determinar las ampliaciones requeridas al sistema para evitar restricciones y penalizaciones asociadas.

6. ETESA a los largo de los últimos años ha requerido que agentes externos intervengan y soporten el desarrollo de obras de transmisión contempladas en el plan de expansión y en la medida en que se permita y habilite el incumplimiento de este plan, particularmente aquellas obras de corto plazo, estaríamos promoviendo la incertidumbre y limitando las garantías de acceso a inversiones millonarias, que en nuestro caso en particular, tiene como principal norte satisfacer la demanda de los clientes a un menor precio.

En virtud de lo anterior, como parte de este proceso de elaboración y posterior aprobación del Plan propuesta, le correspondería a la ASEP identificar restricciones en el sistema de transmisión que podrían deteriorar la seguridad o confiabilidad del servicio, limitar la garantía de acceso de los agentes o incrementar el costo de satisfacer la demanda.

Recordemos que ETESA como agente transmisor es garante del desarrollo y expansión del SIN para la atención oportuna del crecimiento de matriz energética del país, lo cual debe ser supervisado y fiscalizado por la ASEP. Es más, la obligación de hacer impuesta a ETESA en virtud de plan de expansión ya aprobado, es reconocida por la ASEP a través de su nota No. DSAN-1064-18 de 23 de abril de 2018, en donde claramente manifiesta la obligación de ETESA de construir los activos contemplados en su Plan de Expansión en los términos especificados en dicho Plan, toda vez que el mismo a través de la Resolución AN No.12136-Elec del 21 de Febrero de 2018, cuenta con el ingreso para realizar las inversiones requeridas para dar cumplimiento al Plan de Expansión aprobado.

En tal sentido, tomando como base la premisa cierta reconocida en la reglamentación vigente, ETESA tiene la obligación directa de realizar las obras que se encuentren incluidas en el Plan de Expansión aprobado por la ASEP, necesarias para atender el crecimiento de la demanda. Es por ello que la ASEP debe ser garante del fiel cumplimiento por parte de ETESA de las inversiones aprobadas, no permitiéndole de forma unilateral y sin fundamento, extender en el tiempo una inversión ya reconocida la cual es necesaria para habilitar el acceso y la entrada en operación de otro agente del mercado, más cuando los mismos ya han sido identificados como obras de corto plazo y cuentan con el reconocimiento tarifario para realizar la inversión.

Por nuestra parte, la falta de definición de estos activos no ha limitado nuestras gestiones de avanzar en buscar alternativas para garantizar la conexión del proyecto para nuestra entrada en operación comercial en el mes de noviembre de 2020; no obstante, estamos sujetos a la aprobación de la viabilidad de conexión por parte de ETESA de una alternativa de conexión identificada distinta a la Subestación Sabanitas.

Adicionalmente, es oportuno mencionar que hemos procedido a analizar en paralelo distintos aspectos del plan de generación proyectado y la eficiencia en la construcción de estos activos de transmisión, cuyo análisis se muestra a continuación:

1. Lo primero que llama la atención en la propuesta de Plan de Expansión 2018 – 2032 es la tabla *6.1 Plan de Generación 2018-2026 (página 38)*, la cual reproducimos más abajo. Si este documento fue revisado al 24 de agosto de 2018, ¿Porque aparece la Subestación Costa Norte conectada a una subestación Sabanitas que hoy día no existe (2018), y que es probable que aún en el año 2020 tampoco exista? Por ende, no queda claro si las premisas que se utilizaron para las corridas de escenarios y sus resultados reflejan o reflejarán lo que se espera a corto plazo.

Se resalta también el hecho de que se pierden 100MW de generación (G5, G6 y G8) de BLM de la red de 115kV del área de Colón, lo que significa que también la unidad G9 o desaparecería o funcionaría muy por debajo de su rendimiento. Se conoce que hoy día la unidad de vapor G9 puede funcionar con parte del vapor extraído de la caldera de las turbinas de vapor G2, G3 y G4; no obstante, se debe analizar si esto reduce la eficiencia del conjunto G2, G3, G4. El plan de expansión debe ser claro en cuanto a cuál es la capacidad real del conjunto G2, G3, G4, G9.

Tabla 6.1. Plan de Generación 2018-2026

Año	Mes	Nombre	Capacidad		Punto de Conexión
			Instalada	(MW)	
2018	4	Costa Norte I	381.00	Térmica	S/E Sabanitas 230 kV
	6	Estrella Solar	4.79	Solar	S/E Llano Sánchez 34.5 KV
	6	Bejuco Solar	0.96	Solar	Edemet 34-4A
	7	IKAKO	10.00	Solar	S/E Mata de Nance 34.5 KV
	7	IKAKO II	10.00	Solar	S/E Mata de Nance 34.5 KV
	7	Cobre Panamá - PACO Power Plant	150.00**	Térmica	S/E Llano Sánchez 230 KV
	8	Pacora II Etapa 1	3.00	Solar	S/E Geehan
	10	IKAKO I	10.00	Solar	S/E Mata de Nance 34.5 KV
	10	Cobre Panamá - PACO Power Plant	300.00**	Térmica	S/E Llano Sánchez 230 KV
	11	IKAKO III	10.00	Solar	S/E Mata de Nance 34.5 KV
	12	J. Brown G5	(33.00)	Térmica	S/E Bahías Las Minas 1
	12	J. Brown G6	(33.00)	Térmica	S/E Bahías Las Minas 1
12	BLM 8	(34.00)	Térmica	S/E Bahías Las Minas 1	
2019	1	Penonome III	69.00	Eólica	S/E El Coco 34.5 KV
	1	Don Félix Etapa 2	7.99	Solar	EDEMET 34-30A LLS
	1	Pando	37.00	Hidro	S/E Primavera 230 KV
	1	El Alto G4	1.17	Hidro	S/E Paredones 230 KV
	6	Farallón Solar 2	0.96	Solar	EDEMET 34-7B Farallon
	6	San Andres	9.89	Hidro	S/E Dominical 230 KV
	12	Jagüito Solar	9.99	Solar	S/E Llano Sánchez 34.5 KV
	1	Chuspa	8.80	Hidro	S/E Boquerón III 34.5 KV
	5	Toabré Etapa 1	60.00	Eólica	S/E Antón 230 KV
	6	Farallón Solar 2	1.92	Solar	EDEMET 34-7B Farallon
2020	6	Solar Penonomé Etapa 1	60.00	Solar	El Coco 230 KV
	11	Colorado	6.74	Hidro	S/E El Alto 230 KV
	11	Gas To Power Panamá GTPP	458.10	Térmica	S/E Sabanitas 230 KV
	1	Celsia Solar Guacala	17.30	Solar	S/E Guacala
	1	Celsia Solar Prudencia	21.42	Solar	S/E Guacala
	6	Farallón Solar 2	7.08	Solar	EDEMET 34-7B Farallon
	6	Solar Penonomé Etapa 2	60.00	Solar	El Coco 230 KV
	7	Telfers	670.00	Térmica	S/E Sabanitas 230 KV
	1	Viento Sur	115.20	Eólica	S/E San Bartolo
	1	Emergyt El Sánchez	44.33	Térmica	S/E Llano Sánchez 115 KV
2022	3	Colita	5.00	Hidro	S/E El Alto 230 KV
	7	Burica	65.30	Hidro	S/E Progreso 230 KV
	7	Barriales	1.00	Hidro	S/E El Alto 230 KV
2026	1	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.78	Hidro	S/E Chiriquí Grande 230 KV
	1	Bocas del Toro (Mincentral (Changuinola II))	13.70	Hidro	S/E Chiriquí Grande 230 KV

** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SIN

Retiro de Unidades

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2018, Plan Indicativo de Generación

2. Tomando en consideración lo anterior, es importante entonces destacar el hecho que en todos los escenarios, que se prevén en el despacho de carga de SIN, en el orden de mérito aparece siempre despachado BLM Carbón antes que el Ciclo Combinado de SSE.

ORDEN DE MÉRITO

Para efectos de simular la estacionalidad, la generación se hará respetando siempre el siguiente Orden de Mérito (ver Tabla 6.2).

Tabla 6.2. Orden de Mérito

ID	2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026	
	Seca	Lluviosa																
1	hidro Pas																	
2	Solares																	
3	Eólicas																	
4	Cerro Patoca																	
5	BLM Carbon																	
6	GNL 400-CC																	
7	Martano-CC																	
8	Fortuna																	
9	PHinson																	
10	Costa Norte-CC																	
11	GN3-1A-CC																	
12	Martani-CC																	
13	GN3-1B-CC																	
14	GN3-1A-CC																	
15	GN3-1B-CC																	
16	Martani-CC																	
17	GN3-1C-CC																	
18	GN3-1C-CC																	
19	GN1-1A-CC																	
20	GN1-1B-CC																	
21	Carbon-TV																	
22	GN1-1C-CC																	
23	Bayano																	
24	GN3-1D-CC																	
25	GN2-1D-CC																	
26	Centro America																	
27	GN1-1D-CC																	
28	Martano-TG																	
29	MIR93MT																	
30	MIR93MT																	
31	A.C.P.2																	
32	MIR93MT																	
33	A.C.P.3																	
34	GN3-100-TG																	
35	GN3-100-TG																	
36	GN1-100-TG																	
37	GN2-100-TG																	
38	GN2-100-TG																	
39	GN2-100-TG																	
40	GN2-100-TG																	
41	Estrella del Mar I																	
42	PanAn2																	
43	GN3-85-TG	GN3-85-TG	GN3-85-TG															

3. Obsérvese el POSTDESPACHO del 29 de marzo de 2018 (época seca). BLM CARBON está despachada y marca un precio de \$80.66/MW-h.

	A	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AWA	AY	A	BA	B
EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A																													
Centro Nacional de Despacho - CND																													
Post Despacho del día 29 de marzo de 2018																													
		9	10	11	12	13	14	15	20	21	22	23	24	TOTAL	s/mwh														
124	PACORA G1	0.0	4.3	10.5	10.5	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29.2	99.80														
125	PACORA G2	0.0	3.8	10.5	10.5	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28.5	99.80														
126	PACORA G3	0.0	3.5	10.5	10.5	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28.5	99.80														
127	ACP3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	94.34														
128	BAYANO G1	58.1	66.1	68.0	74.5	58.9	58.2	69.6	77.0	74.2	80.6	76.1	64.5	1,287.4	90.90														
129	BAYANO G2	57.8	65.2	67.3	74.2	58.5	57.6	69.0	75.4	73.0	78.9	75.5	64.8	1,434.3	90.90														
130	BAYANO G3	58.0	66.7	68.1	74.4	59.3	59.2	69.9	74.6	72.9	77.9	75.0	65.3	1,258.9	90.90														
131	ESTRELLA DE MAR G1	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	235.5	88.99														
132	ESTRELLA DE MAR G2	10.0	10.0	10.0	10.0	10.1	10.1	10.0	10.1	10.0	10.1	10.0	10.0	240.9	88.99														
133	ESTRELLA DE MAR G3	10.1	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	9.3	10.0	10.0	239.3	88.99														
134	ESTRELLA DE MAR G4	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.3	9.9	9.9	9.2	9.9	9.9	235.1	88.99														
135	ESTRELLA DE MAR G5	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	9.2	10.0	10.0	10.0	10.0	10.1	238.9	88.99														
136	ESTRELLA DE MAR G6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	8.9	9.6	9.6	9.7	9.6	9.5	229.6	88.99														
137	ESTRELLA DE MAR G7	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.0	9.5	9.5	222.8	88.99														
138	MIRAFLORES G8	16.8	16.8	16.9	16.8	16.8	16.8	16.6	17.1	17.1	17.1	17.1	17.0	403.7	88.07														
139	ACP2	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	5.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	384.3	88.99														
140	PANAM G7	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	383.0	82.43														
141	PANAM G8	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	0.0	16.3	16.3	0.0	0.0	0.0	269.4	82.43														
142	PANAM G9	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	392.9	82.43														
143	BLM CARBON	105.5	104.9	104.0	104.0	106.2	105.4	106.2	106.8	105.2	104.0	105.5	107.0	2,531.6	80.66														
151	URBALIA CERRO PATACON G2	37.3	37.9	38.6	37.9	37.2	37.5	37.8	37.9	38.0	38.3	38.2	38.2	909.7	78.33														
146	MIRAFLORES G9	37.6	37.8	38.1	38.2	37.8	38.0	37.9	37.7	37.4	37.9	37.7	38.3	908.2	78.33														
147	FORTUNA G1	95.9	92.8	94.0	98.1	98.2	98.2	98.3	98.3	98.2	98.3	98.2	98.2	2,319.5	77.20														
148	FORTUNA G2	96.0	92.9	92.7	96.1	96.2	96.2	96.2	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	2,304.2	77.20														
149	FORTUNA G3	98.3	98.4	99.2	98.2	98.5	98.4	98.4	98.6	98.6	98.2	98.3	98.1	2,215.8	73.84														
150	URBALIA CERRO PATACON G1	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	10.8	17.83														
151	URBALIA CERRO PATACON G2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.83														
152	URBALIA CERRO PATACON G3	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.5	2.5	60.0	17.83														
153	ACP1	10.0	9.8	10.0	9.6	11.4	12.4	12.7	8.7	9.3	9.8	9.6	10.0	249.0	0.00														
154	ACP4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00														
155	ACP5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00														

El 31 de marzo de 2017 (época seca), en el POSTDESPACHO, BLM CARBON a pesar de que aparece con un precio de \$ 67.41/ MWh no aparece despachada.

	A	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AWA	AY	A	BA	B										
EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A																																					
Centro Nacional de Despacho - CND																																					
Post Despacho del día 31 de marzo de 2017																																					
		10	11	12	13	14	15	20	21	22	23	24	TOTAL	s/mwh																							
114	MIRAFLORES G8	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	408.0	84.74																						
115	ACP3	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	408.0	84.11																						
116	PACORA G1	10.6	K01	11.2	K01	17.6	K01	13.1	K01	10.6	K01	10.6	K01	104.4	83.52																						
117	PACORA G2	10.6	11.1	17.6	13.1	10.6	10.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	103.9	83.52																						
118	PACORA G3	10.6	11.1	17.6	13.1	10.6	10.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	103.5	83.52																						
119	FORTUNA G1	95.9	K01	96.0	K01	95.9	K01	96.0	K01	95.9	K01	99.3	99.2	2,176.7	81.39																						
120	FORTUNA G2	96.0	96.0	95.9	96.0	96.0	96.0	100.0	100.0	99.9	99.3	99.3	71.0	2,179.0	81.39																						
121	FORTUNA G3	94.3	94.5	94.4	94.3	94.4	94.6	94.4	94.3	94.4	94.2	59.9	59.9	2,219.9	81.39																						
122	BAYANO G1	57.6	K01	73.1	K01	69.6	K01	65.8	K01	65.7	K01	76.9	K01	57.7	K01	54.8	K01	44.2	K01	53.7	K01	44.9	K01	1,101.7	78.80												
123	BAYANO G2	57.3	73.2	69.7	62.7	66.7	76.6	57.8	55.1	44.0	53.6	44.6	44.6	1,111.5	78.80																						
124	BAYANO G3	59.3	73.8	73.1	65.7	67.8	78.0	60.6	56.3	45.2	56.1	46.1	46.1	1,238.2	78.80																						
125	PANAM G1	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	381.9	77.91																						
126	PANAM G2	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	381.4	77.91																						
127	PANAM G3	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	381.4	77.91																						
128	PANAM G4	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	381.5	77.91																						
129	PANAM G5	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	381.8	77.91																						
130	PANAM G6	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	381.5	77.91																						
131	ESTRELLA DE MAR G1	10.4	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	155.2	77.57																						
132	ESTRELLA DE MAR G2	9.8	9.8	9.8	9.9	9.9	9.8	9.9	9.8	9.8	9.9	9.8	9.8	235.2	77.57																						
133	ESTRELLA DE MAR G3	0.0	1.9	9.8	9.7	9.0	9.6	9.7	9.5	9.4	8.9	9.6	9.6	206.0	77.57																						
134	ESTRELLA DE MAR G4	9.7	9.7	7.2	8.4	9.9	10.0	9.9	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	231.2	77.57																						
135	ESTRELLA DE MAR G5	10.0	9.9	10.0	9.6	9.8	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	237.7	77.57																						
136	ESTRELLA DE MAR G6	10.1	10.0	10.1	10.1	10.1	10.0	10.1	10.1	10.1	7.3	10.1	10.1	239.1	77.57																						
137	ESTRELLA DE MAR G7	9.7	9.8	9.8	9.8	9.1	9.7	9.9	9.8	9.5	8.0	9.7	9.7	232.0	77.57																						
138	PANAM G7	16.2	16.2	16.2	16.2	16.3	16.2	16.3	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	389.9	76.88																						
139	PANAM G8	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	392.0	76.88																						
140	PANAM G9	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	324.0	76.88																						
141	MIRAFLORES G10	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	904.8	67.67																						
142	MIRAFLORES G9	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	900.0	67.67																						
143	BLM CARBON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	67.41																						
145	URBALIA CERRO PATACON G1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.83																						
146	URBALIA CERRO PATACON G2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.83																						

4. A manera de comparación se presenta ahora un POST-DESPACHO reciente, cuando ya Costa Norte tiene su Ciclo Combinado en funcionamiento. Claramente se observa, que BLM CARBON tiene un precio muy superior (\$93.41/ MWh) al del Ciclo Combinado de gas natural de Costa Norte (\$54.70/MWh), por lo que la forma como ha sido estructurado el orden de mérito en el horizonte de 2019-

	A	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AW	AX	AY	A	BA	B
1	EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A																											
2	Centro Nacional de Despacho - CND																											
3	Post Despacho del día														18 de octubre de 2018													
4																												
5	HORA	10	11	12	13	14	15	20	21	22	23	24	TOTAL	S/MWh														
6	UNIDADES																											
93	ESTRELLA DE MAR G1	9.9 C11	9.8 C11	9.8 C11	9.9 C11	9.8 C11	9.9 C11	9.9 C11	9.8 C11	9.8 C11	10.0 C11	9.8 C11	224.8	108.86														
94	ESTRELLA DE MAR G2	9.3 C11	9.8 C11	9.9 C11	9.8 C11	9.8 C11	10.0 C11	8.6 C11	221.2	108.86																		
95	ESTRELLA DE MAR G3	10.1 C11	10.0 C11	2.5 C11	0.0	0.0	145.8	108.86																				
96	ESTRELLA DE MAR G4	9.7 C11	9.6 C11	9.7 C11	2.4 C11	0.0	0.0	141.6	108.86																			
97	ESTRELLA DE MAR G5	9.8 C11	9.9 C11	9.9 C11	9.8 C11	9.9 C11	9.9 C11	9.8 C11	9.8 C11	2.5 C11	0.0	0.0	144.4	108.86														
98	ESTRELLA DE MAR G6	9.8 C11	9.6 C11	9.5 C11	9.6 C11	9.5 C11	8.7 C11	220.4	108.86																			
99	ESTRELLA DE MAR G7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	1.1	3.1	6.6	108.86														
100	ACP3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	108.36														
101	ACP2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.82														
102	MIRAFLORES G8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	99.27														
103	BLM CARBON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	93.41														
104	MIRAFLORES G10	4.9 C01	32.5 C01	30.2 C01	30.3 C01	35.8 C01	37.4 C01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	188.6	93.36														
105	MIRAFLORES G9	30.9 C01	33.7 C01	30.1 C01	30.4 C01	38.0 C01	38.1 C01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	269.8	93.36														
106	COSTA NORTE G1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	84.95														
107	COSTA NORTE G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	84.95														
108	COSTA NORTE G4	0.0	30.3	53.4 C07	69.3 C07	73.4	70.1 C07	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	336.6	84.95														
109	FORTUNA G1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	72.2	56.16														
110	FORTUNA G2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	56.16														
111	FORTUNA G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.8 A	25.9 A	21.1 A	6.0	0.8 A	96.9	56.16														
112	BAYANO G1	54.8 C01	67.0 C07	69.4 C07	70.0 C07	70.4	70.0	56.6 A	51.3 C01	44.1 C01	6.0	0.0	808.5	55.54														
113	BAYANO G2	67.0 C01	67.8 C07	70.1 C07	71.0 C07	71.0	71.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.3 C01	548.7	55.54														
114	BAYANO G3	68.7 C01	69.3 C07	72.3 A	73.9 A	73.9	73.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	565.4	55.54														
115	CNO CICLO	118.0	118.7	118.9	118.8	119.1	118.4	118.6	118.7	118.3	118.3	118.9	2,843.4	54.70														
116	ACP1	23.9	24.6	21.4	21.5	21.5	21.2	20.2	20.8	21.2	21.8	23.2	567.1	0.00														
117	ACP4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00														
118	ACP5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00														
119	ALGARROBO G1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00														
120	ALGARROBO F2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00														
	Potencias	4.8	4.8	4.8	2.4	0.0	59.6	0.00																				

5. También llama la atención de ese orden de mérito, que aparezcan las unidades G5, G6 y G8 de BLM, mismas que según la tabla 6.1 (presentada más arriba) de este plan de expansión son removidas en 2018.

Otro hecho que debe ser tomado en consideración es que en el orden de mérito se mantienen unidades como JINRO, KANAN, ESTRELLA DE MAR and PANAM, más allá de 2020 o 2021 a pesar de que sus contratos surgieron de una licitación puntual de corto plazo. Inclusive sigue apareciendo la planta de El Giral en dicho orden de mérito, y como es por todos conocido, esta planta no está en funcionamiento y en el mes de junio de 2018, la ASEP declaró cancelada su licencia de generación (ver Resolución AN No. 12440-Elec de 8 de junio de 2018).

6. A continuación, se muestra extractos del archivo Excel que reposa en la página de la ASEP y que contiene los contratos que las empresas distribuidoras mantienen con los diferentes agentes de mercado, en lo que respecta a la licitación de corto plazo LPI-No. ETESA-04-2014.

Se observa que la contratación de JINRO es hasta febrero de 2021. Esto es importante, porque el Plan de Expansión parece dar una importancia sin fundamento, a la construcción de una subestación Sabanitas.

	A	B	C	F	G	BE	BF	BG	BH	BI	BJ	BK	BL	BM
1	Número de Contrato	Comprador	Vendedor	Precio de la Potencia (\$/kW-mes) **	Precio de la Energía (\$/kWh) **	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21
55	No.27-14 Enmienda 3	EDEMET	Kanan Overseas I, Inc	14.00	0.18120	44.72	44.72	44.72	44.72	44.72	0.00	0.00	0.00	0.00
56	No.28-14 Enmienda 3	EDEMET	Jinro Corp	35.97	0.15760	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	0.00	0.00
57	No.29-14 Enmienda 2	EDEMET	AES Panamá, S.A.	45.20	0.14800	41.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
58	No.30-14 Enmienda 1	EDEMET	Pan-Am Generating Limited	30.00	0.19100	16.64	16.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	DME-010-14 Enmienda 4 ***	ENSA	Kanan Overseas I, Inc.	14.00	0.181200	34.40	34.40	34.40	34.40	34.40				
14	DME-011-14 Enmienda 3	ENSA	Jinro Corp	35.97	0.157600	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00			
15	DME-012-14 Cesión Erryl y Enmienda 2	ENSA	AES Panamá, S.R.L.	45.27	0.148000	32.00	0	0	0	0				
16	DME-13-14 Enmienda 1	ENSA	Pan-Am Generating Limited	30.00	0.191000	12.80	12.80	0	0	0				
50	No.31-14 Enmienda 3	EDECHI	Kanan Overseas I, Inc	14.00	0.18120	6.88	6.88	6.88	6.88	6.88	6.88	-	-	-
51	No.32-14 Enmienda 3	EDECHI	Jinro Corp	35.97	0.15760	4	4	4	4	4	4	4	4	-
52	No.33-14 Enmienda 2	EDECHI	AES Panamá, S.R.L.	45.20	0.14800	6.4	-	-	-	-	-	-	-	-
53	No.34-14 Enmienda 1	EDECHI	Pan-Am Generating Limited	30.00	0.19100	2.56	2.56	2.56	2.56	-	-	-	-	-

7. El Plan de Expansión de corto plazo implica que la subestación Sabanitas resolvería los problemas de evacuación de la potencia de las plantas de gas natural del área de Colón. Sin embargo, no podemos estar de acuerdo con esta aseveración ya que, como el plan bien lo indica, las demás

plantas del área de Colón o bien serán desplazadas por ineficiencias (costo), confiabilidad o porque ya sus contratos se habrán acabado entre los años 2018 a 2021.

Por ende, va a quedar un corredor de 4 líneas de transmisión en 115kV recientemente repotenciadas que no se les daría el uso eficiente que merecen dichos activos. Además el mismo Plan de Expansión indica que ETESA debe reembolsar esos trabajos de repotenciones, lo cual ya tiene un impacto tarifario de 13 millones de dólares.

AÑO 2021

Con la entrada de la S/E Panamá III y la S/E Sabanitas (unifilares Anexo III-2), se concretarían todos los requerimientos que tiene el SIN para garantizar la evacuación de toda la energía generada con las plantas térmicas de GNL que estén disponible (según Plan de Expansión Indicativo de Generación) en el área de Colón hacia los diferentes centros de carga en el centro del país. Esta

generación desplazaría las plantas conectadas al área de 115 KV de la provincia de Colón lo que significaría que esta área se quedaría sin soporte de reactivo lo cual debe ser subsanado con la instalación de capacitores en la S/E Santa Rita.

Este escenario no presenta generación obligada siempre y cuando todos los agentes conectados al SPT cumplan con sus obligaciones de calidad y seguridad.

34	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	0	614	2,330	2,832	7,801	140,079	311,080	4,236	8,164	282,557	729,683
35	REPOTENCIACION LT 115-1, 2, 3 y 4		567	2,255	1,892	1,813	1,733	1,854	3,179			13,093

- No está claro cómo puede ser eficiente llevar toda la energía producida de forma más económica a base de gas natural en 230 kV en el área de Colón, hasta la ciudad de Panamá para luego ser transformada en 115kV y transportada de vuelta por las líneas de 115kV hacia las subestaciones de carga en el área de Chilibre (ENSA), Cemento Panamá, Calzada Larga (ENSA-CEMEX), Bahía Las Minas (carga de ENSA), Santa Rita y France Field (ENSA). Tampoco entendemos la necesidad de que ETESA deba colocar bancos de capacitores en Santa Rita, porque no exista generación en 115 kV en el área atlántica. La compensación reactiva debe ser proporcionada en la carga en media tensión, en este caso, tanto ENSA, como Cemento Panamá, IDAAN y CEMEX deben corregir los problemas de reactivo de sus respectivas cargas, lo cual es mucho más eficiente que colocar un banco de 20 o 40 MVAR para "switchgear" en bloque, a un costo de B/. 3.3 millones.

8. Adición de Bancos de Capacitores de 40 MVAR en Subestación Santa Rita 115 KV

Con el propósito de brindar el soporte de potencia reactiva en el área de Colón, una vez se vea disminuido la producción de energía en la zona de Colón (115 KV), producto de que la misma se vería desplazada una vez se disminuyan las restricciones que se presentan en el área de occidente, se ve la necesidad de instalar bancos de capacitores en la Subestación Santa Rita 115 KV. Esto con el fin de cumplir con los criterios de nivel de tensión y seguridad, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de

Transmisión. Para tal fin se requiere sea instalado 40 MVAR en el año 2021.

Contrato: por licitar
Estado del Proyecto: en diseño
Inicio de Operación: julio 2021
Costo: B/. 3,298,000

Beneficios

Con la adición de la compensación reactiva detallada con anterioridad se incrementará la reserva de potencia reactiva del sistema y se mantendrán los voltajes dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión, permitiendo un aumento considerable del flujo de energía desde occidente, beneficiando la generación de las plantas hidroeléctricas instaladas en el área occidental del país, lo que se traduce en un menor costo operativo del sistema al desplazar energía termoeléctrica cuyo costo de producción depende de la volatilidad del precio del combustible.

9. El plan de expansión es sumamente contradictorio. Por un lado indica que el corredor de 115 kV se queda sin generación y por el otro indica que no hay como evacuar la generación de las grandes plantas de gas natural. Estamos en el momento preciso para re-evaluar la conexión permanente de SSE aprovechando al máximo el corredor de 115 kV de Panamá a Colón, conexión que ya ha sido planteada a ETESA y cuya conveniencia para el Sistema Interconectado Nacional a largo plazo se debería analizar a la luz de los inconvenientes que presentaría el hecho muy probable de quedar desplazado o desaparecido el que antes fuera el principal centro termoeléctrico del país, la subestación Bahía Las Minas y sus plantas de generación.

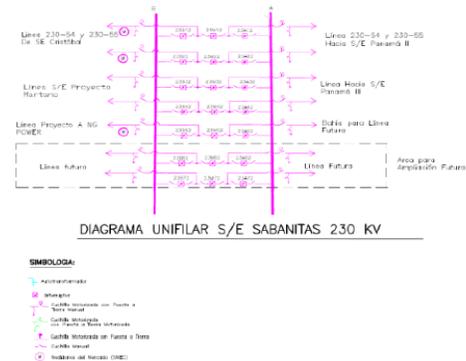
17. Nueva Subestación Sabanitas 230 KV

Debido a los contratos vigentes que se tienen para el suministro de energía con plantas térmicas a base de Gas Natural Licuado (GNL) todas ubicadas geográficamente en la provincia de Colón (aprox 1500 MW) y tomando en cuenta que el sistema de transmisión existente proveniente de la provincia de Colón no cuenta con la capacidad suficiente para transmitir esta generación, además de las ya existentes, es necesario el desarrollo de un nuevo corredor de transmisión, proveniente desde la provincia de Colón hasta Panamá.

Para la conexión de esta nueva línea de transmisión en el sector atlántico, será necesario la construcción de una nueva subestación en Colón, denominada Subestación Sabanitas 230 KV. La misma será construida en esquema de interruptor y medio encapsulada GIS (Gas Insulated Substation).

Esta subestación contará con cuatro (4) naves de tres (3) interruptores cada una, para un total de ocho (8) salidas de línea. Dos de estas salidas serán para la conexión de la LT de doble circuito proveniente desde la Central Termoeléctrica Costa Norte, dos para la LT de doble circuito proveniente de la Central Termoeléctrica Martano, dos para la LT de doble circuito hacia la Subestación Panamá II y dos para la LT de doble circuito hacia la nueva Subestación Panamá III.

Esquema del Proyecto



Contratos: por licitar
 Fase del Proyecto: diseñada
 Inicio de Operación: noviembre de 2020
 Costo estimado: B/. 20,094,000

10. El plan tampoco explica por qué debe construirse una nueva subestación del tipo GIS y en un nuevo sitio a pocos metros de Santa Rita, siendo que la subestación Santa Rita tiene una gran cantidad de terreno disponible y más ante una posible salida de JINRO, cuyo contrato de corto plazo vence en el 2021. Ante ello, sería mucho más eficiente que lo que se planea para concentrar la nueva energía producida en Colón se pueda concentrar en la Subestación Santa Rita, que ya dispone de torres para la línea que saldrá hacia subestación Panamá II.

A continuación, se muestra una vista de Google Earth donde se aprecia todo el espacio disponible de la subestación Santa Rita y el espacio que ocupa JINRO y que estimamos desalojaría en el 2021. Con solamente soterrar el tramo de las líneas 115-1 y 115-2 que entra por el extremo sur a la subestación Santa Rita se tendría espacio suficiente para, en una primera etapa acomodar 4 naves de 3 interruptores de 230 kV: una para las líneas de AES Costa Norte, una para el circuito que va hacia Panamá II (y que ya tiene torres en las inmediaciones de Santa Rita), la otra para los dos nuevos circuitos de la línea a construir hacia el centro de la ciudad de Panamá, y una última para recibir las dos líneas del proyecto de NG Power.

En una segunda etapa para la Subestación Santa Rita se podría colocar, en el espacio que hoy ocupa JINRO, dos o tres transformadores 115 Y / 230 Y kV para interconectar el sistema de 230kV y el de 115kV en la misma subestación Santa Rita, como fue el plan original de dicha subestación

y aprovechar al máximo los corredores de 115 kV y el de 230 kV desde Colón. Incluso quedará mucho espacio disponible para hacer crecer la subestación tanto en 115kV como en 230 kV.



A manera de comparación se presenta una vista también del patio de 230 kV de SE Panamá. Se aprecia que un espacio de 85 x 75 metros se encuentran en funcionamiento 4 naves de 3 interruptores y 1 nave adicional de dos interruptores. Y en estos arreglos de SE Panamá se utilizan transformadores de corriente tipo pedestal e interruptores de tanque vivo, lo que además de ocupar más espacio tiene menos confiabilidad para los esquemas de protección (porque los traslapes de zonas protegidas no son adecuadas). Por ende, aprovechamos para instar a ETESA a que adopte subestaciones de tanque muerto en sus subestaciones de 230 kV.



De esta misma vista pareciera concluirse que hay espacio en SE Panamá para acomodar no solo una sino 2 naves de dos interruptores, en el espacio que hoy ocupan las viejas turbinas de diesel que hace mucho tiempo salieron de servicio. Por ende, ETESA debería analizar la posibilidad de remover esos equipos y hacer crecer el patio de 230kV y estudiar seriamente la posibilidad de

posponer la construcción de la subestación Panamá III, y en su lugar hacer llegar la nueva línea de 230 kV desde la SE Santa Rita hasta la SE Panamá.

En *conclusión*, si es ya conocido, y claramente lo afirma el Plan de Expansión de ETESA y el Plan de Generación que revisa la Secretaría Nacional de Energía, que van a salir o salieron de servicio unidades del plantel de generación que utiliza el corredor de las cuatro líneas de 115kV entre Panamá y Colón (dos de las cuales fueron completamente repotenciadas), al igual que algunos tramos de las otras dos y que tienen un impacto tarifario de 13 millones de dólares, y además que la salida de dichas unidades va a provocar problemas de reactivo que este plan propone resolver a un costo de 3 millones de dólares, está claro que este plan debe ser vuelto a revisar considerando positiva la conexión de SSE al corredor de 115 kV, como ha sido propuesto.

Además, ETESA debe evaluar más a fondo las inversiones que plantea en nuevas subestaciones. Invertir en una nueva subestación GIS sin que haya problemas de espacio o de costo de terrenos, como pudiese ser el caso en la ciudad de Panamá, y además cuando dispone de terrenos ya adquiridos para dichos fines, los planes presentados para evaluación y a consulta pública deben dar muestras de que las inversiones a realizar son las más eficientes. Como se demostró más arriba, construir una nueva subestación GIS en Sabanitas y a escasos metros de la subestación Santa Rita, esta última con espacio suficiente, no parece ser la alternativa más eficiente ni la más económica ni en el corto ni en el largo plazo. Estudiar la ampliación de la SE Panamá en lugar de construir una SE Panamá III es una tarea que también ETESA debe llevar a cabo.