

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS Y
OBSERVACIONES AL TOMO III PLAN DE
EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

2022-2036

PESIN
2022

TOMO III



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CONTENIDO

Respuestas a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos ASEP
Respuesta a ENSA

Nota DSAN No. 0183-2023
Nota VPER-220-22

RESPUESTA A COMENTARIOS DE ENSA AL PESIN 2022 NOTA DSAN No. 0183-2023

A continuación, la respuesta a los comentarios de ASEP al PESIN2022, de acuerdo con su nota DSAN No. 0183-2023, del 18 de enero de 2023, en el mismo orden en que se presentan.

Plan de Expansión del Sistema Principal de Transmisión

- El gráfico 5.2 Plan de Generación Escenario de Referencia del Documento Tomo III - Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2022, expone que en el año 2029 entra 89.98MW de Plantas solares ubicadas en Santiago provincia de Veraguas, en 2030 entran 51.75 MW de centrales eólicas ubicadas en Penonomé provincia de Coclé y 228.46 MW de hidroeléctricas que corresponden a la central Changuinola II, para 2031 no entra generación y para lo que resta del horizonte de estudio del PESIN 2022 no es apreciable la entrada en operación de proyectos en el área de influencia de la cuarta línea de transmisión. ¿Los proyectos antes mencionados son los que sustentan la cuarta línea de transmisión?, en su defecto se debe listar ¿Cuáles son los proyectos que sustentan la cuarta línea?

Respuesta:

Mediante la Resolución AN No. 17766-elec con fecha 6 de julio de 2022, la ASEP **ordeno** específicamente en el punto quinto a realizar la justificación considerando lo siguiente:

- Los estudios deben realizarse para tres (3) escenarios de demanda: bajo, moderado y alto, para cada escenario debe desarrollarse el correspondiente Plan de Expansión de Transmisión, con la final de comparar entre escenario de demanda el impacto del proyecto Cuarta Línea o la no necesidad de este
- Considerar la viabilidad e incertidumbre de nueva generación en el occidente del país., utilizando tres (3) escenarios: máxima, media y mínima, para cada escenario se deberá evaluar el impacto en el plan de expansión.
- Considerar todos los equipos de compensación reactiva comprometidos en planes anteriores
- Considerar esquemas de desligue de carga.
- Evaluar el retraso del proyecto cuarta línea uno (1), dos (2) y cinco (5) años.

Tomando en cuenta lo anterior en el periodo de largo plazo se analizó el comportamiento del Sistema Interconectado Nacional considerando los planes de generación indicado en el Tomo II Plan Indicativo de Generación,

escenario tendencial (Demanda media), Alternativo I (Demanda Alta), Alternativo II (Demanda Baja).

En el Capítulo 8 se muestra el resultado del análisis del SIN para el periodo de Largo Plazo considerando lo solicitado por la ASEP mediante la Resolución AN No. 17766-elec, en conclusión, el análisis la cuarta línea no se asocia o justifica directamente a la entrada de un proyecto de generación en particular, sino a las condiciones que presenta el sistema desde el año 2025, año que forma parte del periodo de corto plazo (Capítulo 6) (**ver página 55, Tomo III Plan de Expansión de Transmisión**), basado en los análisis se concluye que desde el año 2025 ante altos niveles de flujos desde occidente el sistema se quedaría sin reserva reactiva de no contar con una nueva línea de transmisión, esto considerando los proyectos de generación del escenario tendencial, cabe destacar que en su gran mayoría los proyectos de generación que forman parte de dicho plan se encuentran en construcción, adicional la política energética esta basada en la entrada de generación renovable cuyo mayor desarrollo se encuentra en la zona occidente del país.

En cuanto a la operación de la línea en 500kV, Tal cual como se indica en el análisis la misma sería necesaria a partir del 2030, año en que se dan las condiciones de demanda y oferta de generación que requieren que la misma sea elevada a 500 kV, a partir del 2030 y bajo estas condiciones el retraso de la cuarta línea operando en 500kV restringiría la generación de energía proveniente de occidente, afectando la entrada de nuevos proyectos de generación e incluso la generación de plantas existentes.

- En el capítulo 6 Análisis del Sistema de Transmisión de Corto Plazo, se señala lo siguiente: "El año 2023 se considera el año crítico de este (sic) restricción ya que no (sic) habría suficiente generación en la zona para disminuir el flujo entre Panamá y Cáceres". Teniendo en cuenta que el proyecto Línea Subterránea Panamá - Cáceres 115 kV tiene como fecha de entrada en operación el 28 de febrero de 2023, ¿aún con este proyecto se mantienen las restricciones entre las subestaciones Panamá y Cáceres para 2023?

Respuesta:

Se ajusto la redacción, el análisis hace énfasis a que la solución de la restricción entre Panamá y Cáceres se soluciona con la construcción del nuevo circuito subterráneo.

- El Capítulo 7 del documento Tomo III - Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2022, es contentivo del Plan de Expansión de Corto Plazo, que a su vez incluye el proyecto Adición de Transformador T2 S/E San Bartolo

230/115/34.5 kV, cuya subestación San Bartolo fue originalmente concebida como proyecto estratégico, ergo este transformador debe tener el mismo

Respuesta

La ASEP mediante Resolución AN No. 17944 con fecha de 19 de octubre de 2022 reconsidero a solicitud de ETESA la inclusión del proyecto “transformador de tierra en S/E San Bartolo” y “transformador T3 en S/E Boquerón II” como parte del Sistema Principal de Transmisión, tomando en cuenta lo anterior consideramos que el proyecto “Adición de Transformador T2 S/E San Bartolo 230/115/34.5 kV” debe ser considerado de la misma manera que los proyectos antes mencionados, debido a la naturaleza que origina la necesidad de instalarlo.

- El proyecto denominado Línea Costa Norte - Torre 4 230 kV, se tiene que retirar del Plan de Expansión de Corto Plazo, consecuencia de que en las Resoluciones AN No. 17766-Elec de 6 de julio de 2022 y AN No. 17944-Elec de 19 de octubre de 2022, es considerado como parte del Plan de Conexión.

Respuesta:

Se ajustará según lo indicado

- Es observable que se adelanta en un mes la fecha de entrada en operación del proyecto denominado Línea Chiriquí Grande - Panamá III 500 kV (operada inicialmente a 230 kV) y se incrementa el costo total en B/. 148,729,00.00 respecto al PESIN 2020 válido también para 2021. Debido a esto y en cumplimiento del artículo 64 del Reglamento de Transmisión que expresa que:

“... ”

(13) Los costos que deben ser considerados para el PEST deben ser aquellos que aseguran que las obras y su operación se realizan de manera eficiente.

El costo de una expansión del Sistema de Transmisión, será la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores o precios de mercado, según se establece en el Régimen Tarifario contenido en el presente Reglamento. En la medida de lo posible, los componentes de instalaciones se valorizarán conforme su costo puesto y habilitado en terreno, de acuerdo a su costo de adquisición y a los costos de las tareas propias del proyecto de habilitación de la expansión. Conforme su naturaleza, los componentes de un tramo se clasificarán en componentes importados y nacionales, debiendo especificarse en cada caso, y según proceda la siguiente división: precio de adquisición (FOB o nacional), costo de transporte, seguros, costos de internación (cuando corresponda), flete y costo de bodega, flete a obra, costos de ingeniería, mano de obra asociada a la instalación o construcción, otros materiales, gastos generales, bienes intangibles, intereses durante la construcción, otros gastos asociados a la

habilitación y/o reposición de componentes, capital de explotación. Para la determinación de los precios de componentes de instalaciones, **ETESA deberá basarse en antecedentes de los últimos altos de costos reales de obras, licitaciones y deberá efectuar un estudio de mercado, debiendo optar por los precios más económicos sin degradar el estándar de calidad de componentes normalmente usados en el país, y teniendo presente las condiciones de calidad de servicio y seguridad a que se refiere el presente Reglamento.** Para ello ETESA deberá solicitar el mejor nivel de desagregación a los proponentes que participen en sus licitaciones. Si no es posible obtener este tipo de desagregación podrán utilizarse los costos que resulten de los procesos competitivos, sin embargo ETESA justificará los valores utilizados comparándolos con las alternativas más onerosas que no utilizó. Los costos deberán considerar las indicaciones de eficiencia que apruebe la ASEP en cada revisión tarifaria. (Énfasis suplido).

...

ETESA debe presentar el estudio de mercado realizado y que contenga la comparativa de costos de la cuarta línea de transmisión, con la finalidad de sustentar el aumento de costos.

Respuesta:

La estimación de costos presentada en el PESIN 2020 se realiza con base en el flujo del CAPEX provisto para el Proyecto de agosto de 2018, se procedió a realizar la actualización de acuerdo con el comportamiento de los precios de diferentes componentes principales de los activos de transmisión a la fecha, tomando en consideración eventos mundiales (PANDEMIA Y GUERRA RUSA-UCRANIA) que ocasionaron un alza en los precios de la materia prima y componentes esenciales para la elaboración del proyecto. Por esta razón, se presenta un aumento en el costo total del proyecto.

CAPEX Total

Costo Total	Valor
LT 500 KV Chiriquí Grande - Panamá III	281,601,877
Subestaciones y Telecomunicaciones para 230 KV	74,433,120
Etapa II: Para Operación En 500 Kv	126,183,983
Costo indirecto 230 Kv	132,036,499
Costo indirecto 500 Kv	64,105,322
Subtotal	678,360,801
Gestion Predial	67,500,000
Gestion socio-ambiental	14,600,000
Gestion social	20,000,000
TOTAL	780,460,801

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE COMPONENTES PRINCIPALES DE LOS ACTIVOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

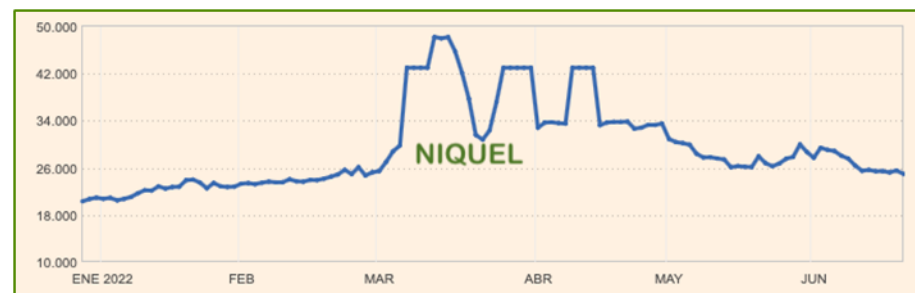
La presente actualización del costo del proyecto se debe en gran parte al comportamiento de los precios de los diferentes componentes principales de los activos de transmisión a partir de marzo de 2022 al presente.

Los materiales principales considerados en este proyecto tales como el cobre, el aluminio y el níquel entre los más relevantes, presentan una relativa estabilización de sus precios, con una tendencia a la baja, a partir de un periodo especulativo de las primeras semanas de marzo de 2022.

En cuanto al acero, si bien presenta un comportamiento parecido al de los materiales señalados en el párrafo anterior, la fase especulativa se extendió hasta la primera semana de mayo inclusive.

En los siguientes gráficos se presentan las variaciones de los precios de los materiales señalados en el periodo de marzo de 2020 a junio de 2022.

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL ALUMINIO, COBRE Y NIQUEL 2020 – 2022 (junio) (USD/tn métrica)



FUENTE: https://www.expansion.com/mercados/materias-primas.html?intcmp=MENUHOM24101&s_kw=materiasprimas, junio 2022.



FUENTE: <https://es.investing.com/commodities/us-steel-coil-futures> , junio 2022

En la siguiente tabla se ha determinado la variación de los precios tanto del periodo marzo 2020 a marzo 2022, y marzo 2020 a junio 2022, estas variaciones confirman la percepción de estabilización de precios.

PRECIOS DEL ALUMINIO, ACERO, COBRE Y NIQUEL (USD / tn métrica)

MATERIA PRIMA / ALEACIÓN	2020		2021		2022		VARIACIÓN						
	Fecha	Precio	Fecha	Precio	Fecha	Precio	Fecha	Precio	mar 20 - dic 20	ene 21 - dic 22	ene 22 - mar 22	mar 20 - jun 22	mar 20 - mar 22
ALUMINIO	0313	1.677.0	0106	2.068.0	1231	1.980.5	0623	2.470	23%	-4%	25%	47%	111%
ACERO	0313	722.0	0106	1.074.0	1230	1.208.0	0622	1.127	49%	12%	-7%	56%	40%
COBRE	0313	5.530.5	0105	7.922.5	1231	9.682.5	0623	8.730	43%	22%	-10%	58%	82%
NIQUEL	0313	12.565.0	0107	17.929.0	1231	16.607.0	0623	25.540	43%	-7%	54%	103%	236%

FUENTE: Elaboración propia con base en Expansion.com; Bsmarkets.com, Investing.com y Bloomberg.com

Como se observará las condiciones actuales de los precios de los materiales industriales, son aún muy diferentes a las que se presentaban al final del primer bimestre de 2020, sin embargo, menores a las de marzo de 2022. Es importante reiterar que una visión a mediano plazo debe considerar los valores futuros que se tranzan en los diferentes mercados.

EVOLUCIÓN DE OTROS COSTOS DEL PRESUPUESTO DEL PROYECTO

Es esencial considerar ciertas condiciones que se están presentando a nivel global y que están teniendo impacto en los costos de aranceles, transporte y seguros, así como en el montaje electromecánico, obras civiles, realización de accesos y movimiento de tierras.

El presupuesto general del proyecto incluye un elemento fundamental que corresponde a la mano de obra, esto implica considerar tanto la inflación en Estados Unidos de América y en Panamá, probablemente esta condición sea más compleja y es una de las menos previsible; por cuanto están atadas a la variación de los precios del petróleo y gas natural.

La evaluación de los precios de los combustibles, petróleo y gas natural en específico, que se presentan en los siguientes gráficos, muestran que, si bien los picos de los precios registrados en marzo de 2022 no se han vuelto a presentar, se mantiene una tendencia alcista.

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO 2021 – 2022 (junio) (USD/Barril)

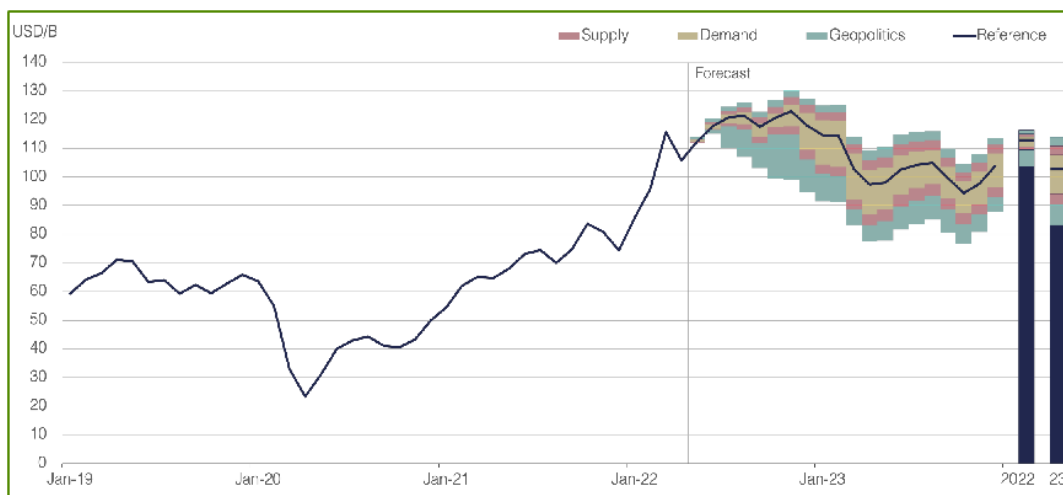


FUENTE: Expansión.com

En el contexto de la importancia que tiene el precio del petróleo, se considera importante presentar las estimaciones de dicho precio en el mediano plazo (próximos 18 meses), al respecto el Oxford Institute for Energy Studies realizó una prospectiva correspondiente, que a continuación se presenta.

El análisis prospectivo, también muestra que los valores máximos y mínimos de los precios estimados del petróleo están afectados esencialmente por los problemas en el suministro y cuestiones geopolíticas.

PROSPECTIVA DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO 2022 – 2023 (USD/Barril)



FUENTE: The Oxford Institute for Energy Studies (junio, 2022)

A junio de 2022, la incertidumbre de los costos a considerarse en cuanto a transporte y logística sigue siendo muy alta, dada las condiciones complejas que están presentes en la actualidad. Será importante realizar seguimiento al Baltic Exchange Dry Index

IMPACTOS PROBABLES EN EL PRESUPUESTO DEL PROYECTO

En marzo de 2022, la actualización del CAPEX, requirió de un análisis detallado de los componentes de cada rubro, especialmente de las más significativas. Resulta imprescindible realizar cotizaciones de materiales y equipamiento, estimaciones del costo de mano de obra y de los costos de transporte y logística.









Asimismo, la aplicación de índices específicos para la industria eléctrica, que correspondan al efecto inflacionario, es posible, sin embargo, se deben

aplicar en forma específica a los componentes de cada rubro, especialmente en lo relacionado a materiales y equipamiento. Ésta es una tarea de detalle y que requiere el tiempo adecuado para realizarse.

Tomando en cuenta las consideraciones iniciales y las argumentaciones e información presentada en las secciones anteriores, nos permitimos sugerir la aplicación de los siguientes ajustes a las diferentes secciones del presupuesto. Estos ajustes están referidos al presupuesto del Proyecto realizado en 2018.

En la siguiente tabla, se observa que, en cada rubro respecto de la actualización del CAPEX de marzo de 2022, la mayoría de ellas presenta una disminución en el límite superior del intervalo como producto de la estabilización de precios, solo en dos de ellas se observa un incremento, producto del efecto del precio de los combustibles, y en otras dos se mantiene la consideración de los ajustes realizados en marzo de 2022.

INTÉRVALOS DE AJUSTE AL PRESUPUESTO DEL PROYECTO

PARTIDA	INTÉRVALO DE AJUSTE (%)		SECCIÓN DEL PRESUPUESTO A LA QUE SE APLICA	
	jun-22	mar-22		
Suministro de Equipos y Materiales				
<i>Torres de transmisión</i>	(20 - 22)	(20 - 25)	56% DE A.1 Y DE B.6	 □
<i>Conductores</i>	(16 - 20)	(16 - 25)	44% DE A.1 Y DE B.6	 □
<i>Transformadores</i>	(30 - 35)	(30 - 38)	B.1, B.1.1, C.1.1	 □
Aranceles, Transporte y Seguro Terrestre	(500 - 800)	(500 - 800)	A.2, B.2, B.1.2, C.2, C.1.2	=
Montaje Electromecánico	(17 - 23)	(17 - 23)	A.3, B.3, B.1.3, C.3, C.1.3 Y D.2	=
Fundaciones	(19 - 25)	(19 - 27)	A.4	 □
Obras Preliminares	(19 - 25)	(19 - 27)	A.5	 □
Accesos	(12 - 25)	(12 - 20)	A.6	 □
Obras Civiles	(19 - 25)	(19 - 27)	B.1.4, B.4, C.4, C.1.4	 □
Movimiento de Tierras	(12 - 23)	(12 - 20)	B.5	 □
Suministro de Equipos y Materiales	(16 - 20)	(16 - 20)	D.1	=

Es necesario recalcar que las estimaciones de ajuste nacen de las condiciones que se pueden valorar bajo las condiciones presentes; las cuales pueden cambiar importantemente en el corto plazo, más que en el mediano plazo que es cuando se estima se ejecute el Proyecto.

A continuación, se presenta el comparativo del costo presentado en el PESIN2020 vs PESIN2022.

CAPEX CUARTA LINEA

CAPEX CUARTA LÍNEA DE TRANSMISIÓN				
ESTIMADO DE COSTO DE CONSTRUCCION DE LA OBRA		Ajuste	Monto (US \$) 2018	Monto (US \$) 2022
1.0 ETAPA I: CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA PARA OPERACIÓN EN 230 KV				
1.1 Construcción de la LT 500 KV Chiriquí Grande - Panamá III				
1.1.1	Suministro de Materiales	20%	98,290,221	117,948,265
1.1.2	Aranceles, transporte y seguro local	10%	4,734,423	5,207,865
1.1.3	Obras Civiles	27%	44,657,619	56,715,177
1.1.4	Montaje Electromecánico	23%	45,892,236	56,447,450
1.1.5	Accesos	27%	35,656,000	45,283,120
Total			229,230,499	281,601,877
2.0 Construcción de Subestaciones y Telecomunicaciones				
2.1	Transformadores	22%	39,194,013	47,816,696
2.2	Aranceles, transporte y seguro local	10%	4,492,249	4,941,474
2.3	Obras Civiles	27%	14,151,216	17,972,044
2.4	Montaje Electromecánico	23%	3,010,493	3,702,906
Total			60,847,971	74,433,120
TOTAL COSTO DIRECTO EN 230 KV			290,078,470	356,034,998
COSTOS INDIRECTOS EN 230 KV				
1.0	Gastos Generales	25%	47,887,399	59,859,249
2.0	Ingeniería de Detalle	0%	7,884,043	7,884,043
3.0	Supervisión	7%	12,829,065	13,727,099
4.0	Fianzas y seguros	0%	6,484,509	6,484,509
5.0	Utilidad	12%	21,156,294	23,695,049
6.0	Contingencias	0%	20,386,550	20,386,550
Total			116,627,859	132,036,499
TOTAL CONSTRUCCION DE LA OBRA PARA OPERACIÓN EN 230 KV			406,706,330	488,071,497
3.0 ETAPA II: CONSTRUCCION DE LA OBRA PARA OPERACIÓN EN 500 KV				
Ampliación de las Subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III				
3.1	Transformadores	22%	62,102,915	75,765,556
3.2	Aranceles, transporte y seguro local	10%	6,755,756	7,431,332
3.3	Obras Civiles	27%	28,750,955	36,513,713
3.4	Montaje Electromecánico	23%	5,262,912	6,473,382
Total			102,872,538	126,183,983
TOTAL COSTO DIRECTO EN 500 KV			102,872,538	126,183,983
COSTOS INDIRECTOS EN OPERACIÓN 500 KV				
Gastos Generales		25%	23,249,913	29,062,391
Ingeniería de Detalle		0%		3,827,799
Supervisión		0%		6,664,673
Fianzas y seguros		2.5%	3,071,219	3,148,308
Utilidad		0%		11,504,234
Contingencias		0%		9,897,917
Total			26,321,132	64,105,322
TOTAL CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA PARA OPERACIÓN EN 500KV			129,193,670	190,289,305
TOTAL DE CONSTRUCCION DE LA OBRA			535,900,000	678,360,801
COSTO TOTAL DEL PROYECTO				
COSTO DE INVERSIÓN TOTAL PARA OPERACIÓN EN 230 KV - ETAPA I			406,706,330	488,071,497
COSTO DE INVERSIÓN TOTAL PARA OPERACIÓN EN 500 KV - ETAPA II			129,193,670	190,289,305
Subtotal			535,900,000	678,360,801
GESTIÓN PREDIAL (SERVIDUMBRE)			67,500,000	67,500,000
GESTIÓN SOCIO-AMBIENTAL (MEDIDAS DE MITIGACIÓN AMBIENTAL)			14,600,000	14,600,000
GESTIÓN SOCIAL (ACUERDOS COMARCIALES)			20,000,000	25,000,000
TOTAL COSTO DEL PROYECTO			638,000,000	785,460,801

- El PESIN 2020 incluye el proyecto Línea Subterránea Panamá - Panamá III 230 kV en el horizonte de largo plazo; ahora en la ventana de corto plazo del PESIN 2022 se incorpora el proyecto Aumento de Capacidad Línea Panamá-Panamá 3 230 kV sustentado en que se presentan sobrecargas en las líneas de doble circuito de 230 kV entre Panamá - Panamá III por el alto aporte de generación renovable de occidente; adicional se aduce que debido a problemas de servidumbre en esta área, se ha estipulado que el refuerzo se pueda dar reemplazando ambos circuitos existentes.

Considerando que se trata de un proyecto que no está construido, ni licitado y que se adelanta su fecha de entrada en operación en 3 años, no es necesario renombrarlo; se debe indicar en la descripción las características del proyecto e incluir si va a seguir siendo una línea subterránea o cambia a una línea aérea.

Respuesta:

Se ajustará en el documento.

- El Análisis de Atraso de la Segunda Fase de la Cuarta Línea de Transmisión contiene el Gráfico 8.38 Generación Instalada con y sin 4LT en 500 kV (2030-2036); sin embargo, en la descripción se hace mención del Gráfico 8.1.

Respuesta:

Se ajustará en el documento.

- Los Anexos 8, 9, 10, 11 y 12 deben agregarse en los capítulos correspondientes del documento Tomo III - Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2022, tal como estipula el artículo 75, literales o) y p) del Reglamento de Transmisión en donde se especifica que debe ser tomado en cuenta como anexo.

Respuesta:

Se ajustará en el documento.

- Debido al alto costo que representa el proyecto denominado línea Chiriquí Grande - Panamá III 500 kV (operada inicialmente a 230 kV) y al impacto que éste tendrá y que impactará en el precio que tendrán que pagar los Usuarios del Sistema de Transmisión y que se verán reflejados en la Tarifa de los Clientes Finales, es necesario que se actualicen los estudios que justifican la necesidad de dicha línea y el momento más adecuado tanto para su entrada en operación, como para la elevación del voltaje de operación. Los estudios también deben considerar y demostrar si la opción mencionada es la mejor o en su lugar es más conveniente para el sistema, el construir la infraestructura en 500 kV desde el primer momento o si, por el contrario, es más conveniente construirla y mantenerla operando en 230 kV, esto en cumplimiento de lo dictaminado en el resuelto quinto de la Resolución AN No. 17766-Elec de 6 de julio de 2022 que aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2020.

Respuesta:

En el capítulo 8 se incluyó el análisis del Largo Plazo, dichos análisis se realizaron considerando lo dictado en el resuelto quinto de la Resolución AN No. 17766-Elec de 6 de julio de 2022, al respecto de los análisis solicitando que el proyecto opere desde un principio en 500 kV, el proyecto se ha conceptualizado desde un principio en que la línea sea construida aislada para operar en 500 kV, pero que inicialmente opere en 230 kV hasta que el sistema requiera sea elevada a 500kV, lo análisis de largo plazo demostraron que a partir del 2030 se presentan las condiciones necesarias para elevar el voltaje de operación de la línea a 500kV, contrario a esto, bajo condiciones

futuras, tales como aumento en la demanda y oferta de generación se requeriría de la construcción de otra línea de transmisión desde occidente o en su defecto la instalación de un sin número de bancos de capacitores lo que dificultaría la operación del SIN.

En función del impacto que tendrá el costo del proyecto en las tarifas de transmisión, los estudios eléctricos demostraron que el sistema puede operar satisfactoria y eficientemente en 230 kV hasta el año 2030, año en el que debería elevarse a 500 kV, contrario a lo indicado en el comentario operar la línea en 500kV desde el principio (2025) tendría un impacto mayor en las Tarifas dado que la inversión sería mayor, por lo que la opción de construir la línea aislada en 500kV para operar en 230kV hasta el que sistema requiera que la misma sea elevada representa el menor impacto en las Tarifas de Transmisión.

- No han sido adjuntados los unifilares correspondientes al estado N y N-1 ni en el corto ni en el largo plazo. Sólo se han adjuntado los reportes de flujo visibles en el Anexo 4. Se deben agregar tanto los unifilares con obra (proyecto recomendado), así como los unifilares sin el proyecto recomendado para poder verificar la presencia de la condición que da origen al proyecto. Los unifilares correspondientes a los estados de red N-1 también deben ser incluidos dando cumplimiento al artículo 89 del Reglamento de Transmisión.

Respuesta:

Se incluirá lo solicitada en el anexo 4 y el mismo será renombrado.

RESPUESTA A COMENTARIOS DE ENSA AL PESIN 2022 NOTA VPER-220-22

A continuación, la respuesta a los comentarios de ENSA al PESIN2022, de acuerdo con su nota VPER-220-22, del 14 de octubre de 2022, en el mismo orden en que se presentan.

Comentarios 1

Página de referencia: "Página No. 8"

Comentario: Revisar los números de los anexos respecto a las carpetas y documentos donde se encuentran los archivos ya que los mismos no coinciden.

Adicional, se recomienda verificar el formato utilizado en diferentes anexos. Existe inconsistencia en el formato utilizado para títulos y subtítulos (negrita, subrayado, tipo de letra, viñetas). Unificar formatos.

Respuesta:

Se hará la revisión en los Anexos, de acuerdo con su comentario.

Comentario 2

CAPÍTULO 6: ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

Página de referencia: "Página No. 54"

Comentario: Se indica que se propone limitar la generación conectada a la Subestación Sabanitas a 518 MW. Solicitamos que se coloque cómo este escenario afecta la reserva de reactivo en la futura Subestación Sabanitas 230 kV.

Respuesta:

El análisis aquí presentado se refiere a que si se atrasara la entrada en operación de la LT Sabanitas – Panamá III (programada para antes de la fecha de entrada en operación de la central Gatún), en ese caso se tendría que limitar la generación de las centrales Costa Norte y Gatún a un máximo de 518 MW. Esto no afecta la reserva de potencia reactiva en Sabanitas.

Comentario 3

CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

• Páginas de referencia: "Página No. 69" y "Página No. 81"

Comentario: Aclararnos si los trabajos realizados en el patio de la Subestación Cáceres con la adición del interruptor y sus equipos asociados en 2023 no

interfieren en la nueva Subestación GIS en 2025. Es decir, si ese interruptor de la nueva línea Cáceres-Panamá estará en patio y no sufrirá adecuaciones en 2025.

Respuesta:

No entendemos su comentario. Son dos proyectos distintos, el primero es la nueva línea subterránea Panamá – Cáceres, que ya está en construcción y se espera esté en funcionamiento a mediados del 2023, la cual para su conexión necesita la adición de interruptores de 115 KV en ambas subestaciones. El otro proyecto es la construcción de una nueva subestación Cáceres GIS 115 KV (programada para fines de febrero 2025), que reemplazaría la subestación Cáceres existe y que, como su nombre lo indica, es una subestación encapsulada (Gas Insulated Substation), por lo que el nuevo interruptor de la LT subterránea no podrá ser utilizado en la subestación GIS.

Comentario 4

Página de referencia: "Página No. 77"

Comentario: Indicarnos la localización geográfica para la nueva Subestación Chepo y si ya se tiene comprado el terreno. Adicional, solicitamos un plano con el arreglo y distribución preliminar de la infraestructura a colocar para analizar las adecuaciones a realizar por ENSA.

Respuesta:

La información solicitada no forma parte del Tomo III Plan de Expansión de Transmisión, ya que la misma no es requerida por el modelo utilizado para realizar los análisis por consiguiente no es relevante ni tiene influencia en los resultados presentados.

Comentario 5

Página de referencia: "Página No. 78"

Comentario: Indicarnos si el costo del proyecto nueva Subestación Chepo contempla la extensión y/o adecuaciones de las líneas de Bayano hasta la nueva Subestación Chepo. Por otro lado, en el esquema del proyecto mostrado no queda claro cómo se interceptarían las líneas 230-1B y 230-2B dado que geográficamente Chepo se ubica entre las subestaciones Pacora y Bayano.

Respuesta:

El costo estimado de la S/E Chepo contempla la conexión de esta a las líneas de 230 KV. Con relación a la nomenclatura para las líneas, la nueva S/E Chepo secciona las líneas existentes 230-1A (Bayano-Pacora) y 230-2A (Bayano-24 de diciembre), al cambiar la topología de la línea se tendrán que reenumerar, por consiguiente, las líneas desde la S/E Chepo hacia Bayano seguirían siendo denominadas 230-1A y 230-2A, mientras que la LT desde la S/E Chepo hacia S/E Pacora pasaría ahora a ser la 230-1B y la LT hacia S/E 24 de diciembre pasaría a ser la LT 230-2B, de igual forma cambiaría la nomenclatura de los circuitos Pacora – Panamá II (230-1C) y 24 de diciembre Panamá II (230-2C) y la línea de doble circuito Panamá II – Panamá, 230-1D y 230 2D.

Las nomenclaturas serán presentadas al CND, quien podrá solicitar el cambio y/o corrección de estas, en atención al presente Reglamento de Operaciones

Comentario 6

Página de referencia: "Página No. 78"

Comentario: Indicarnos la localización geográfica para la nueva Subestación Sabanitas y si ya se tiene comprado el terreno.

Respuesta:

La información solicitada no forma parte del Tomo III Plan de Expansión de Transmisión, ya que la misma no es requerida por el modelo utilizado para realizar los análisis por consiguiente no es relevante ni tiene influencia en los resultados presentados.

Comentario 7

• Página de referencia: "Página No. 78"

Comentario: Con respecto al "Proyecto Adición Subestación Sabanitas 230 kV y nueva Subestación Santa Rita 230kV", se solicita una aclaración sobre cómo éste no entra en conflicto con la propuesta "Nueva Subestación Sabanitas 230 kV GIS", toda vez que ambos proyectos serán desarrollados conjuntamente y se contempla para ambos la expansión de bahías de alta tensión en la subestación Sabanitas.

Respuesta:

La S/E Sabanitas ya se encuentra en construcción y debe estar en operación entre a finales del 2023, en dicha subestación se consideró el espacio suficiente para hacer las adecuaciones necesarias para la conexión del proyecto "Adición S/E Sabanitas, LT Sabanitas – Sta. Rita y S/E Sta. Rita 230 KV" que se encuentra en etapa de diseño y se espera que se licite el próximo año, para una fecha estimada de entrada en operación hacia el 2do semestre de 2024, por lo que no debe haber ningún conflicto entre ambos proyectos.

Comentario 8

Página de referencia: "Página No. 78"

Comentario: Con el fin de facilitar el análisis de los proyectos, se sugiere añadir un anexo adicional con el unifilar propuesto para éstos tanto para el corto plazo como el largo plazo. Las imágenes incluidas dentro del Tomo III no poseen suficiente resolución para observarlas adecuadamente y algunos proyectos no los presentan.

Respuesta:

Se incluirán los unifilares con los flujos en el anexo 4.

Comentario 9

CAPÍTULO 8: ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

Página de referencia: "Página No. 118"

Comentario: Hay un "error" al asociar la referencia de lo que se menciona en el párrafo.

Respuesta:

Efectivamente, marca un Error la referencia, se hará la corrección.

Comentario 10

CAPÍTULO 10: INTERCONEXIONES REGIONALES

Página de referencia: "Página No. 127"

Comentario: En la sección de resultados se hace referencia a ver la tabla 10 y el título de la tabla es 10.1. Se recomienda verificar la redacción y unificar la numeración.

Respuesta:

Efectivamente, se revisará y corregirá la numeración de la tabla.

Comentario 11

ANEXO 1

Comentario: En el cronograma de proyectos en ejecución o por refrendo, se indica en color celeste el periodo de Orden de proceder o construcción y luego en color

verde un periodo de Gerencia de Compras, no se comprende el orden, es decir la ejecución está antes que las compras.

Respuesta:

Se revisará el color en el cronograma y se harán los ajustes.

Comentario 12

Con relación al documento "Respuesta a Comentarios y Observaciones al Tomo 1 y II del PESIN 2022-2036" (relacionados con la nuestra Nota: VPER-163-22), ubicado en la carpeta compartida denominada "TOMO I1 - PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN, para el punto 9 notamos lo siguiente:

COMENTARIO ENSA	RESPUESTA ETESA
<p>Solicitamos incluir en la sección de Criterios de Seguridad y Confiabilidad, u otra sección que considere ETESA, aspectos a tomar en cuenta para mitigar afectaciones a terceros cuando un agente presenta una contingencia. Lo anterior, atendiendo a la máxima contingencia simple que es capaz de soportar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y siguiendo criterios análogos a los utilizados por el CND, con lo cual el agente deberá incorporar las medidas de mitigación básicas.</p>	<p>Según el Texto Único de la ley 6 de 1997, Título II, Capítulo I, Artículo 7, La definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema son determinados por la Secretaría Nacional de Energía, El documento "Tomo I - Anexo - 5 Definición de las Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022", remitidos a ETESA mediante Nota No. MIPRE-2022-0009515 fechada 15 de marzo de 2022, no es un documento elaborado por ETESA.</p>
<p>Esto se hace necesario ya que a la fecha las medidas de mitigación se definen con posterioridad a la ejecución de las inversiones, y muchas veces implican desarrollar un esquema especial de desconexión de carga (situación que afecta a clientes de la distribuidora) para mitigar los efectos sin que ello signifique la corrección de las causas.</p>	<p>Su sugerencia será comunicada a la Secretaría Nacional de Energía para que sea tomada en cuenta, en futuros planes de expansión.</p>
<p>Debemos destacar que, a la fecha, y siguiendo los criterios utilizados por el CND, no es posible utilizar el mismo circuito (grupo de clientes) en dos esquemas distintos para asegurar la seguridad del SIN. Lo anterior, se hace particularmente complejo y actualmente estamos al límite, cuando se limitan los circuitos a aquellos que no presentan cargas sensibles, por ejemplo: hospitales.</p>	
<p>La intención de incluir/desarrollar tales criterios sería dar a formalizar que cualquier agente cuya integración al SIN implique alguna afectación intolerable para el SIN (como lo sería un apagón total), deberá incorporar una medida de mitigación.</p>	
<p>A manera de ejemplo señalamos que se desarrolló hace años un esquema especial para soportar el disparo de un generador que estaba conectado al SIN mediante un solo circuito. En este sentido, a futuro este tipo de Inversiones debe tener presente que, si se desea conectar al SIN, no deberá afectar a terceros, y será responsable de las medidas de mitigación (en este caso sencillo sería conectarse a través de un doble circuito).</p>	

Reiteramos que la realidad operativa requiere se consideren aplicar criterios como lo sugerido por ENSA. De otro lado nos permitimos referenciar el

DE SEGURIDAD:

Reglamento de Transmisión el cual establece en la SECCIÓN VI.1.1: CRITERIO "Artículo 89 El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio n-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.

Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor." (el subrayado es nuestro)

Si bien se establece que es admisible la aplicación de la desconexión de demanda por medios automáticos, en este particular debemos señalar que tal como expresa el artículo precitado esto debe pasar por un proceso de validación/análisis, que tomando en cuenta el proceso de aprobación del PESIN 2022 es necesario cubrir estos aspectos en el informe.

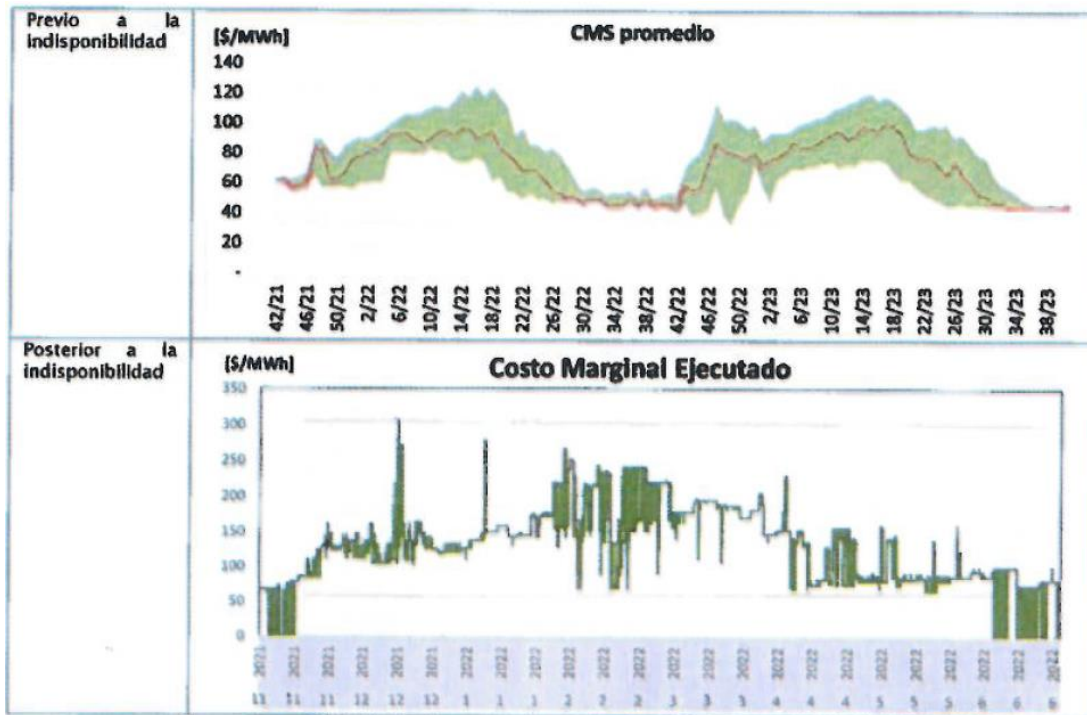
ii. Con relación al documento "Respuesta a Comentarios y Observaciones al Tomo I y II del PESIN 2022-2036" (relacionados con la nuestra Nota: VPER-163-22), ubicado en la carpeta compartida denominada "TOMO II - PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN, le indicamos lo siguiente:

Para los comentarios 3, 13, 14, 15, 16, 18, y 19, favor indicarnos ¿a qué se refiere con la respuesta de que se incluirá en la próxima revisión del Plan de Expansión? Solicitamos se incluyan en esta revisión.

iii. En cuanto a la proyección de demanda, ETESA señala: "Los resultados obtenidos de las proyecciones de demanda se realizan con la información disponible en el momento. A su vez, se debe recordar que estas proyecciones, que se muestran en el Gráfico 1. 1 y 1. 2, no consideran Minera Panamá, para la cual se considera una demanda 238.75 MW, ni ACP."

En vista de los hechos presentados durante el año 2021 que afectaron el primer semestre 2022, y cuyos efectos se pueden validar con los precios del mercado ocasional, los cuales aumentaron drásticamente producto de la indisponibilidad de la central a carbón propiedad de Minera Panamá, se recomienda se revise la proyección integrando al menos a Minera Panamá en el estudio de forma real.

Debajo se muestra que la planificación del CND estimó precios dentro de un rango entre 40 \$/MWh hasta 120 \$/MWh. Sin embargo, la realidad producto de la indisponibilidad sumado a otros factores, implicó que los precios superaran los 300 \$/MWh.



Comparación del planeamiento contra la operación real.

El criterio utilizado por ETESA "le indicamos que la forma de modelar el auto generador Minera Panamá considera tanto su consumo y autoproducción total, por lo cual el efecto neto" no representa la realidad en virtud que se debe representar al generador con sus características (mantenimiento, tasa de salida forzada, etc.). En atención a la experiencia, es que se solicita mejorar la representación de los Autogeneradores para representar sus generadores y sus demandas.

Respuesta:

Respecto a la solicitud de incluir una sección de Criterios de Seguridad y Confiabilidad para mitigar afectaciones a terceros ante contingencias de algún agente del mercado, le indicamos que ETESA se rige bajo lo dictado en el Reglamento de Transmisión, el artículo 89 al que hace mención es muy claro al indicar que el criterio de seguridad del Sistema Principal de Transmisión es el criterio N-1, tomando en cuenta lo indicado el sistema de transmisión se planifica en función de cumplir tanto el criterio de seguridad como el criterio de calidad.

A pesar de que ETESA tiene la facultad de planificar el sistema de transmisión considerando esquemas de desconexión de carga, hasta el momento no se ha utilizado este criterio para tales fines, ETESA es fiel creyente de que debe garantizar

el suministro de energía sin interrupciones, sin embargo debido a condiciones generales del Sistema Interconectado Nacional la entrada en operaciones de algunos agentes generadores ha requerido la implementación de esquemas de desconexión de carga, dichos esquemas son revisados y aprobados por el CND y en su efecto consensuados con las empresas distribuidoras.

En respuesta al punto ii, se evaluará si la información requerida forma parte de la base de datos y es requerida por el modelo utilizado, de ser relevante y tener efectos en los resultados la misma será incluida en el próximo Plan de Expansión del SIN.

Respecto al modelado de Minera Panamá, la misma es una empresa con licencia de autogenerador, ETESA, tal cual lo establece el reglamento debe utilizar la información enviada por los agentes del mercado para planificar el Sistema de Transmisión.

Se entiende que bajo ciertas circunstancias puede haber cambios que repercuten en la operación del SIN y por consiguiente en los precios del mercado, bajo estas condiciones el CND tiene la función de realizar el despacho de mínimo costo considerando las unidades de generación disponible para que la demanda sea abastecida, basado en esto ETESA debe garantizar que el sistema de transmisión este preparado para cualquier eventualidad que se presente en el SIN.