Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020 – 2034

Respuesta a Comentarios y Observaciones al

Tomo II - Plan Indicativo de Generación 2020 - 2034

Gerencia de Planificación

MAYO 2021

Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3

Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etesa.com.pa

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Contenido

Respuesta a los Comentarios de ASEP (Nota DSAN No. 1265-2021)..... 2
Respuesta a los Comentarios de AES Panamá, S.R.L. Nota AES-DC-097-21..... 12
Respuesta a los Comentarios de la Autoridad del Canal de Panamá Nota FID-21-070..... 18
Respuesta a los Comentarios de Inter Energy (UEP Penonomé II, S.A., Tecnisol I, II, III, IV, S.A., Pedregal Power Company, S. de R.L.), Nota IEG-002-21. 23
Respuesta a los Comentarios de Generadora de Gatún, S.A. Nota GAT 002-21 ETESA. 25

RESPUESTA A COMENTARIOS DE LA ASEP AL PLAN INDICATIVO DE GENERACION 2020 RECIBIDOS MEDIANTE NOTA DSAN No. 1265-2021

Comentario 1:

"De acuerdo con lo informado en el Plan Indicativo de Generación 2020, ETESA propone considerar 1,090 MW de capacidad eólica en la optimización, lo que difiere con lo expresado en la sección Potencial Eólico de la página 57, tablas 4.1 y 4.2, que totalizan 981 MW distribuidos 550 MW en licencias definitivas y 431 MW en licencias provisionales. Se debe verificar esta información"

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el ajuste en documento Tomo II Plan Indicativo de Generación 2020 - 2034.

Comentario 2:

"En el Capítulo 5 Planes de Expansión de América Central, ETESA presenta las proyecciones de demanda y los planes de expansión de los países que conforman el Mercado eléctrico Regional (MER). Si bien este es un tema importante para considerar en el PIG nacional, se debe analizar el efecto de los intercambios (exportaciones e importaciones), a través de simulaciones que permitan examinar el efecto de estos intercambios en los escenarios y sensibilidad es, y que los mismos sean valorizados adecuadamente.

En línea con el comentario anterior, concretamente se debe considerar en la función objetivo los intercambios comerciales de Panamá con el MER, este aspecto no ha sido objeto de estudio, por lo que se debe incluir en la presentación de resultados del PIG."

Respuesta:

En el Capitulo 6, Metodología de Estudio, Simulaciones, página 91, se indica claramente que se considera en las simulaciones del SDDP, el Mercado Eléctrico Regional (MER), de modo *coordinado*, y que adicionalmente, se consideraron los límites de intercambio entre los diferentes países del proyecto SIEPAC.

Dicho lo anterior se evidencia que se considera en la *función objetivo de la minimización de costos del Plan Indicativo de Generación los intercambios de Panamá con el Mercado Eléctrico Regional (MER).*

Por otro lado, listamos por escenario analizado donde se muestran en el documento Tomo II Plan Indicativo de Generación 2020-2034, los resultados de los intercambios de Panamá con el Mercado Eléctrico Regional (MER

Escenario Referencia
Gráfico 7.2 Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Referencia, página 101.
Gráfico 7.5: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 1, página 105.
Gráfico 7.7: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 2, página 107.
Gráfico 7.9: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 3, página 109.
Gráfico 7.11: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 4, página 110.
Gráfico 7.13: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 5, página 112.
Gráfico 7.15: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 6, página 113.
Gráfico 7.17: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 7, página 115.
Gráfico 7.19: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 8, página 116.
Gráfico 7.21: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 9, página 116.
Escenario Renovable
Gráfico 7.24: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Renovable, página 124.
Gráfico 7.27: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 10, página 128.
Gráfico 7.29: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 11, página 130.
Gráfico 7.31: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 12, página 131.
Gráfico 7.33: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 13, página 133.
Gráfico 7.35: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 14, página 134.

Gráfico 7.37: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 15, página 136.
Gráfico 7.39: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 16, página 137.
Gráfico 7.41: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 17, página 139.
Gráfico 7.43: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 18, página 140.
Escenario de Demanda Alta
Gráfico 7.46: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario de Demanda Alta, página 146.
Gráfico 7.49: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 19, página 150.
Gráfico 7.51: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 20, página 152.
Gráfico 7.53: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 21, página 153.
Gráfico 7.55: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 22, página 155.
Gráfico 7.57: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 23, página 156.
Gráfico 7.59: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 24, página 158.
Gráfico 7.61: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 25, página 159.
Gráfico 7.63: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 26, página 161.
Gráfico 7.65: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 27, página 162.
Escenario de Demanda Baja
Gráfico 7.68: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario de Demanda Baja, página 167.
Gráfico 7.71: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 28, página 171.
Gráfico 7.73: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 29, página 173.
Gráfico 7.75: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 30, página 174.
Gráfico 7.77: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 31, página 176.
Gráfico 7.79: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 32, página 177.

Gráfico 7.81: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad, página 179.
Gráfico 7.83: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 34, página 180.
Gráfico 7.85: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 35, página 182
Gráfico 7.87: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 36, página 183

Comentario 3:

"ETESA ha analizado 4 escenarios posibles de expansión y por cada escenario ha realizado 9 sensibilidades, dando un total de 40 casos de estudio. En el caso de sensibilidades que contemplan aumento de capacidad en el proyecto SIEPAC II, ETESA considera las transferencias al 100% de la capacidad de la línea (300 MW y 600 MW respectivamente), en tanto el valor nominal de los intercambios debe ser el indicado en las capacidades máximas de transferencia de potencia que publica el EOR en sus informes, influyendo esto en la función objetivo. Por tal motivo, se estima conveniente que se incluya una nueva sensibilidad, por cada escenario de expansión, que tome en cuenta las capacidades máximas de transferencia de potencia plasmadas en el estudio más reciente que haya publicado el EOR en su página web."

Respuesta:

Se debe hacer la aclaración que las capacidades de intercambio modeladas en las bases de datos se dan de forma escalonada de modo que es considerado en el primer año de estudio las máximas capacidades de transferencia de potencia entre países, de acuerdo con lo indicado por el Ente Operador Regional. Después se proyectan estas capacidades hasta que se alcance *100% de la capacidad de transferencia, que para este estudio la capacidad de 300 MW se alcanza hasta el segundo semestre de 2025.*

Para el caso del SIEPAC II si es considerado que desde un principio se alcanza el 100 % de capacidad, tomando que para el inicio del proyecto los países han logrado concluir todos los refuerzos necesarios para el desarrollo completo del Mercado Eléctrico Regional.

Teniendo en cuenta que el Plan de Expansión de Sistema Interconectado Nacional de Panamá, es un estudio nacional que considera las interconexiones, no profundiza en este tema, ya que lo mismo correspondería a un estudio regional.

El "Estudio de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control del SER" publicado por el Ente Operador Regional es un estudio operativo que se toma de referencia, sin embargo, este no puede tomarse como una variable fija en el tiempo, ya que esto interpretaría que los países nunca alcanzan el 100 de la integración regional, lo que va en contra de todos los principios de la integración regional.

Como se puede apreciar en el listado de figuras debajo de las de máximas capacidades de transferencia de potencia entre pises varían dependiendo de las condiciones operativas coyunturales del estudio.
Lo que demuestra que los valores varían constantemente, por lo que para un estudio de Planificación de Largo Plazo que busca mostrar tendencias y no aspectos de la operación de corto plazo se deben utilizar una proyección de cuando se alcanza la estabilidad de los valores de máximas transferencias de potencia.

Estudio de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control del SER abril 2021 Resultados Finales

Tabla 8: Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control Norte – Sur

ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON (*)	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMÁ
Máxima	300	220	180	180
Media	300	200	190	190
Mínima	300	180	180	270

Tabla 9: Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control Sur – Norte

ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON (*)	NICARAGUA HONDURAS	COSTA RICA NICARAGUA	PANAMÁ COSTA RICA
Máxima	300	220	220	200
Media	300	190	220	200
Mínima	300	220	220	200

Estudio de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control del SER diciembre 2020 Resultados Finales

Tabla 8: Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control Norte – Sur

ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON (*)	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMÁ
Máxima	300	140	160	0
Media	300	130	160	0
Mínima	300	160	170	0

Tabla 9: Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control Sur – Norte

ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON (*)	NICARAGUA HONDURAS	COSTA RICA NICARAGUA	PANAMÁ COSTA RICA
Máxima	300	220	220	150
Media	300	70	220	50
Mínima	300	220	220	100

Estudio de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control del SER julio 2020 Resultados Finales

Tabla 8: Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control Norte – Sur

ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON (*)	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMÁ
Máxima	300	210	170	130
Media	300	190	170	100
Mínima	300	170	170	100

Tabla 9: Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control Sur - Norte

ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON (*)	NICARAGUA HONDURAS	COSTA RICA NICARAGUA	PANAMÁ COSTA RICA
Máxima	300	220	220	150
Media	300	220	220	50
Mínima	300	220	220	100

Estudio de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control del SER enero 2020 Resultados Finales

Tabla 8: Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control Norte - Sur

ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON (*)	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMÁ
Máxima	300	170	180	260
Media	300	130	170	250
Mínima	300	130	170	270

Tabla 9: Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control Sur - Norte

ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON	NICARAGUA HONDURAS	COSTA RICA NICARAGUA	PANAMÁ COSTA RICA
Máxima	300	300	220	150
Media	300	210	220	50
Mínima	300	280	220	100

Estudio de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control del SER diciembre 2019 Resultados Finales

Tabla 8: Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control Norte - Sur

ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON (*)	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMÁ
Máxima	300	140	180	0
Media	300	150	180	0
Mínima	300	90	170	0

Tabla 9: Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control Sur - Norte

ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON	NICARAGUA HONDURAS	COSTA RICA NICARAGUA	PANAMÁ COSTA RICA
Máxima	300	260	260	150
Media	300	50	270	50
Mínima	300	280	280	100

Comentario 4:

"En todos los casos ETESA considera las posibilidades de intercambio internacional, considerando 300 MW de capacidad y que los planes de expansión de los países vecinos se mantienen vigentes en cuanto a la proyección de la demanda y planes de generación, hipótesis que no se consideran razonables dado el efecto COVID 19 y dado que no es así como resulta de la Resolución No. CRIE 61-2020. Estos planes se remontan a 2018 y 2019. Se recomienda una revisión de los supuestos, y actualizar los planes de expansión y proyecciones de Demanda post COVID."

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el análisis y ajuste de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión. Teniendo en cuenta que a la fecha no se cuenta con una información actualizada de los países vecinos de sus planes de expansión y proyecciones de Demanda post COVID.

Comentario 5:

"De acuerdo al artículo 76 del Reglamento de Transmisión, literal d) "Cada plan indicativo de generación seleccionado debe dar origen al menos a una alternativa del plan de expansión del Sistema Principal de Transmisión el que deberá desarrollarse y evaluarse técnicamente desde el punto de vista de la calidad de servicio"; dicho esto y tomando en cuenta la prorroga otorgada hasta el 31 de mayo del presente año, se esperaría que el Torno III se entreguen por cada escenario de estudio una propuesta de expansión de la transmisión. La consigna de este requerimiento es establecer un conjunto mínimo de escenarios alternativos de planificación que agrupe soluciones para la optimización y selección de la mejor alternativa."

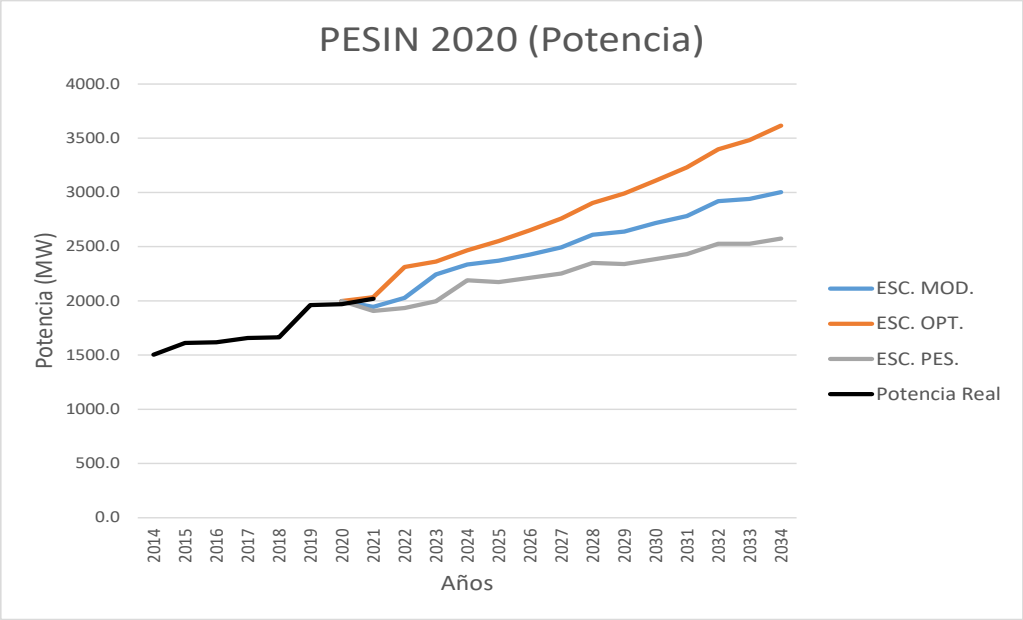
Respuesta:

Se debe mencionar que, en esta versión del Plan Indicativo de Generación, se incluyen una sección para evaluar la probabilidad de impacto de los planes de expansión y de tal forma conocer su relevancia es realizando una matriz de riesgo o también conocida matriz de probabilidad de impacto la cual tiene como objetivo principal identificar los riesgos a los cuales podremos estar expuestos y de tal.

Dicho esto, hacemos la inclusión en el capítulo de Conclusiones y Recomendaciones que debido a este análisis en el Tomo III Plan de Expansión de Transmisión, se deben analizar el escenario referencia, el escenario renovable

y el escenario de demanda alta y no es requerido haces el análisis del escenario de demanda baja ya que su nivel de riego es considerablemente Bajo.

Como se demuestra en el comportamiento de la demanda real, puesto que, a la fecha de esta respuesta, la misma ya ha alcanzado los 2020 MW, lo que está por encima de los escenarios moderado y pesimista. Demostrando que la probabilidad de que el escenario de demanda baja es prácticamente nula.



Comentario 6:

"En la Tabla 7.62 Comparación de Costos por Escenario del documento Torno II Plan Indicativo de Generación 2020- 2024, se muestra la Diferencia expresada en porcentajes de los escenarios respecto del escenario de referencia; estos porcentajes son incorrectos y deben corregirse."

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el ajuste en documento Tomo II Plan Indicativo de Generación 2020 - 2034.

Comentario 7:

"En la Tabla 7.66 Proyectos de Generaci6n con Adelantos en sus fechas de operaci6n del documento Tomo II - Plan Indicativo de Generación 2020-2024, se repiten los mismos proyectos, esto debe corregirse."

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el ajuste en documento Tomo II Plan Indicativo de Generación 2020 - 2034.

Comentario 8:

“Del RESUMEN presentado en la página 188 del documento Torno II - Plan Indicativo de Generaci6n 2020-2024, se desprende el siguiente texto:

"Analizando los costos· de inversión de los escenarios, presentan diferentes probabilidades de ocurrencia, y luego de hacer el análisis de mínimo riesgo resulto ser que el que menos arrepentimiento produzca, luego de tomada la decisión, razón por la cual se toma este plan como el de referencia para el Plan indicativo de generación 2020-2034 ".

El texto antes señalado, tal corno se encuentra redactado dentro del resumen, hace entender que el Escenario tornado corno referencia para el PIG es el de Demanda Baja; lo que es erróneo, toda vez que el Escenario de Referencia es aquel que es seleccionado por ETESA, e históricamente ha sido el de menor costo, que consecuentemente es el escenario al que se hace mayor alusión en el desarrollo del Torno II. ETESA debe corregir la redacción e indicar que el escenario seleccionado es el Escenario de Referencia.”

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el ajuste en documento Tomo II Plan Indicativo de Generación 2020 - 2034.

A continuación, la respuesta a los comentarios de AES Panamá

Tomo II – Plan indicativo de Generación

Comentario 1:

"Entendemos importante que la base de datos para las simulaciones del plan indicativo de generación esté disponible para todos los agentes del sistema. Solicitamos al regulador instruir a ETESA a suministrar la base de datos del SDDP en modo operativo coordinado (con información de todos los sistemas que conforman el MER) a los agentes panameños que así lo soliciten. Todas las simulaciones del plan indicativo de generación deben poder ser replicadas por los agentes del mercado, lo que actualmente no es posible puesto que sólo se suministra información del mercado panameño."

Respuesta:

Debemos informar a la empresa AES Panamá, S.R.L., que la base regional utilizada por ETESA en esta versión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional es la base de datos regional 2020-2029 en formato SDDP y OPTGEN, que el EOR suministró a ETESA a través de la nota EOR-DE-09-01-2020- 024, para desarrollar el Plan de Expansión 2020 del Sistema Interconectado Nacional de Panamá.
Esta base de Datos puede ser proporcionada siempre y cuando se cumpla con una serie de requisitos que exige el Ente Operador Regional para autorizar el suministro de dicha base a un tercero.

Comentario 2:

"Tabla 3.5 Programa del retiro de unidades Termoeléctricas. Revisar programa de retiro y/o disponibilidad de la central de BLM Carbón."

Respuesta:

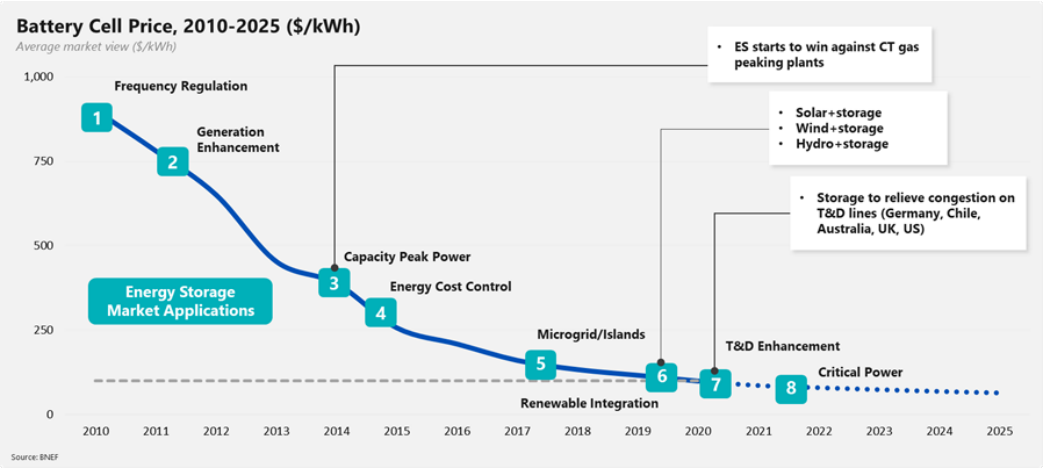
Si bien es cierto durante los primeros meses de 2021, se han dado retiros y salidas de unidades térmicas del sistema, que, a la fecha de respuesta de este comentario, no se tiene una información formal al respecto. Estos retiros y salidas se dan coyunturalmente cuando las simulaciones y premisas para el Plan indicativo de Generación se han realizado. Debido al carácter dinámico del sistema cuando estas situaciones se presentan, los cambios son incluidos en la próxima versión del PESIN. Por lo que ETESA elabora los Planes de Expansión,

con información que le es solicitada mediante nota a los agentes, como lo establece el Reglamento de Transmisión.

Comentario 3:

"Se indica que los Proyectos de Almacenamientos de Energía Eléctrica no son considerados en el sistema de Panamá, puesto que su desarrollo en la región no ha alcanzado un nivel de maduración adecuado para que sea una tecnología atractiva al mercado.

- *En los últimos años la implementación de aplicaciones de almacenamiento de energía basado en baterías (SAEb) han jugado un rol preponderante en la cadena de suministro de la industria eléctrica, pues permite una diversidad de aplicaciones que ayudan a optimizar el uso de los recursos de generación y de las infraestructuras de la red eléctrica, incrementando la confiabilidad del sistema, además de estar sujetos a un proceso de madurez tecnológica que le ha permitido convertirse en una solución costo-efectiva.*



Línea de tendencia de precios de celdas de batería durante la última década con precios futuros proyectados, incluida la expansión de las aplicaciones económicas de almacenamiento de energía a nivel mundial.

Una historia de dos tendencias: la caída de los costos de almacenamiento y el crecimiento de las implementaciones solares.

Los costos de almacenamiento de energía a gran escala basados en baterías han disminuido más rápido de lo previsto durante la última década, y los precios de las celdas de batería han disminuido alrededor del 90% desde 2010 para alcanzar un precio de referencia de aproximadamente $ 100 / kWh para 2023. Como se ilustra en la figura siguiente, el precio baja, el almacenamiento de energía se vuelve económicamente viable para nuevas geografías y casos de uso. Dado que se espera que los precios sigan cayendo más del 6% anual, el almacenamiento seguirá penetrando en nuevos mercados y nuevas aplicaciones. Esta caída de los costos se debe en gran medida al aumento de la demanda de la industria de vehículos eléctricos, que está impulsando economías de escala en la producción de baterías, atrayendo inversiones significativas y acelerando la innovación en baterías.

- *La ASEP mediante la Resolución AN No. 16564 Elec de 28 de diciembre de 2020, aprobó cambios al Reglamento de Operación permitiendo que los Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en Baterías (SAEb) puedan aportar adicionalmente la Reserva Rodante y los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia, además indico que ha contratado una consultoría para identificar que otras aplicaciones pueden aportar los SAEb.*

- *A nivel regional la CRIE aprobó la Resolución N° CRIE-44-2020 del 18 de mayo de 2020 que modifica el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), mediante la cual confirma que todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir a la Regulación Primaria de Frecuencia, incluyendo las centrales eólicas y fotovoltaicas, e indica que en aquellos casos en los que una unidad generadora, por su tecnología y/o diseño, no pueda contribuir directamente a la regulación primaria de frecuencia, ésta deberá proveerse a través de asignación de uno o varios generadores sustitutos o por medio de sistemas de almacenamiento energético.*

- *Por lo anterior, creemos que los Proyectos de Almacenamiento de Energía en Panamá y en la Región serán una realidad a corto plazo que deben ser considerados en los Planes de Expansión del SIN. "*

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el análisis y ajuste de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión.

Comentario 4:

"En la tabla 4.13. En dicha tabla se indica que los valores de consumo especifico esta basados en el LCV (Lower Calorific Value) pero hacemos la salvedad que en el caso de la Central de Generación Costa Norte el consumo especifico de combustible está en HHV (High Heating Halue), por la cual se recomienda una unificación de criterios para que los consumos específicos de combustibles sean comparables."

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el análisis y ajuste de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión.

Comentario 5:

"Capítulo 7, Escenario de Expansión:

- *Escenario de Referencia, tabla 7.3. debe considerar el programa de retiros de las centrales térmicas (Jinro fuera de operación desde 1 de marzo de 2021), considerar la indisponibilidad de BLM Carbón y revisar el retiro de las demás centrales de motores de combustión en la medida que entre en operación los proyectos de Gas Natural.*

Respuesta:

Estos retiros y salidas se dan coyunturalmente cuando las simulaciones y premisas para el Plan indicativo de Generación se han realizado. Debido al carácter dinámico del sistema cuando estas situaciones se presentan, los cambios son incluidos en la próxima versión del PESIN. Es por esto que ETESA elabora los Planes de Expansión, con información que le es solicitada mediante nota a los agentes, como lo establece el Reglamento de Transmisión.

- *La penetración de los proyectos solares y eólicos debe ir acompañado con la incorporación de Sistemas de Almacenamientos de Energía basado en Baterías, tal como se viene adecuando la regulación local, en función de lo indicado en el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER.*

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el análisis y ajuste de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión.

- *Considerando los avances de desarrollo de los nuevos proyectos a base de gas natural, se recomienda revisar la fecha de entrada en operación.*

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el análisis y ajuste de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión.

- *La central Changuinola II ha presentado algún avance en el desarrollo del proyecto.*

Respuesta:

ETESA elabora los Planes de Expansión, con información que les es solicitada mediante nota a los agentes, como lo establece el Reglamento de Transmisión, la última información formal del desarrollador indica que el proyecto se mantiene.

- *Escenarios Alternativos y sensibilidades.*
  - *Tomando en cuenta los escenarios de la transición energética Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), abril 2021, en coordinación con la Secretaria de Energía y Ministerio de Ambiente, se recomienda incluir dentro del PESIN los escenarios indicados en dicho estudio.*

Respuesta:

Se acepta el comentario y se incluirá en la próxima revisión del Plan de Expansión.

  - *En atención a lo indicado numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER los proyectos eólicos y solares dentro de su plan de inversión deben considerar sistemas complementarios como sistema de almacenamiento de energía para el aporte de la regulación primaria de frecuencia.*

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el análisis y ajuste de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión.

  - *Deben considerar un escenario que considere el potencial retraso de entrada en operación del Proyecto Gas To Power Panamá GTPP o no entrada en operación del proyecto.*

Respuesta:

Como se puede apreciar en las páginas 113 y 114 del documento Tomo II Plan Indicativo de Generación 2020-2034, se incluyen las Sensibilidad 6 y Sensibilidad 7, donde se analiza la no entrada en operación de la planta GTPP

- *Dentro de la definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión*

del SIN definido por la Secretaria Nacional de Energía se indica que se considere las Interconexiones Internacionales, dentro de la cual se incluye la Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá. Para esta revisión del plan indicativo de generación no vemos que se haya incluido un capítulo de análisis de ICP como se ha desarrollado en los planes de expansión anteriores. Cabe destacar que la ASEP mediante la Resolución AN No.16720- Elec de 2021-03-29 prorroga el plazo otorgado en la Resolución AN No.2651-Elec de 29 de mayo de 2009 y sus modificaciones, a la empresa INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA-PANAMÁ, S.A., relativo a la construcción, explotación y operación de un sistema de transmisión de energía para la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá."

Respuesta:

La interconexión Colombia Panamá es un proyecto que se analiza en conjunto con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia, de modo de armonizar entre organismos planificadores de ambos países, por esto los análisis de la Interconexión Colombia Panamá se incluyen como un capítulo separado. Se espera que estos análisis sean incluidos en la última versión del PESIN2020.

A continuación, la respuesta a los comentarios de la Autoridad del Canal de Panamá

Tomo II – Plan indicativo de Generación

Comentario de Fondo 1:

"A. Recomendamos incluir la red de transmisión y sus restricciones en las simulaciones con el SDDP:

En la página 88, del plan indicativo mencionan que no se utiliza la red de transmisión sólo se tiene en cuenta la capacidad máxima de las interconexiones, para efecto de las simulaciones con el software SDDP.

Consideramos que debe incluirse la red de transmisión en los análisis realizados con el SDDP, es decir modelar el sistema eléctrico con su red y restricciones de transmisión actuales, lo más semejantes a como el CND realiza la modelación del mediano plazo.

Esto es importante porque hay escenarios que plantean la ampliación de la capacidad de generación en el occidente del país y es necesario tener en cuenta como estos proyectos se ven afectados por las restricciones.

Por tanto, recomendamos que a los distintos escenarios y sus sensibilidades se les modele considerando la red de transmisión, con sus restricciones actuales."

Respuesta:

La planificación de los sistemas eléctricos forma parte de un problema más general, la planificación de la energía y del desarrollo económico.
El objetivo de la planificación es, definir una estrategia de costos mínimos para la ampliación a largo plazo de los sistemas de generación, transmisión y distribución adecuados para atender a la demanda pronosticada, en unas condiciones técnicas, económicas y políticas dadas.

En la planificación de sistemas eléctricos, en la expansión de la Generación no se considera la red eléctrica, y esto se debe principalmente a las diferencias de los costos de inversión y O&M de plantas de generación, frente a los costos de inversión y O&M del Sistema de Transmisión. Donde los costos de generación son considerablemente mayores a los costos de la transmisión.

El condicionar las inversiones en generación, por una inversión en transmisión no se considera una buena práctica en la planificación de sistemas eléctricos, puesto que esto frena el desarrollo económico de los países.

En el caso del Sistema de Distribución que si bien es importante se maneja en gran medida independientes del sistema de generación y transmisión.

Para el caso del sistema eléctrico de Panamá, lo antes expuesto se demuestra, en cómo es la composición del precio promedio de la electricidad. (julio – diciembre 2019)

	% de la tarifa
Distribución y Comercialización	24.00
Transmisión	7.00
Generación	69.00

Donde se observa que el componente de la transmisión solo es el 7% de todo el precio de la electricidad en Panamá. Por lo que en la planificación del sistema eléctrico panameño se busca principalmente la minimización de costos de generación, que representa aproximadamente el 69% del precio de la electricidad.

Los estudios eléctricos que consideran las condiciones de las redes eléctricas se estudian en el Tomo III del Plan de Expansión, Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.

Por otro lado, los estudios que realiza el Centro Nacional de Despacho son de carácter operativo y tienen un objetivo diferente a la planificación de la expansión del sistema.

Por lo cual su recomendación no puede ser considerada, teniendo en cuenta cual es el objetivo que busca la planificación.

Comentario de Fondo 2::

"B. La tendencia de STEO y del Annual Energy Outlook sólo debe aplicarse al componente de combustible del precio:

Al revisar la página 32, observamos que indican lo siguiente:

"Para proyectar los precios de los combustibles utilizados en el plan de expansión se tomarán como punto de partida los promedios de los precios reales reportados, semana 10 de 2021, del Centro Nacional de Despacho en el periodo inmediatamente anterior, y se aplicaron las tendencias del Short-Term Energy Outlook (STEO) de febrero de 2021 para los primeros dos años y para el resto del periodo se aplicaron las tendencias del escenario de referencias ("Reference"), alta ("High Price") y baja ("Low Price"), respectivamente, de las proyecciones estimadas por la última versión del "Annual Energy Outlook 2021" de la EIA/DOE."

En este sentido deseamos comentar que este tipo de metodología puede llevar a precios

proyectados imprecisos. Como es de su conocimiento los costos de los combustibles declarados al CND, tienen incluidos los costos de transporte y el costo del combustible propiamente, por tanto al aplicar la tendencia sobre estos valores no sólo estamos proyectando el costo del combustible sino también el componente del transporte. En el caso del diésel y bunker esto puede no ser tan relevante porque el costo de transporte es bastante bajo con respecto al costo del combustible, pero en el caso del gas natural el componente de transporte y regasificación es más considerable.

Por ejemplo, para el Plan Indicativo de 2018, la Secretaria Nacional de Energía estableció en sus lineamientos a ETESA que para el caso del gas natural se considerará un costo de transporte, licuefacción y regasificación de B/.5.75 por MBTU, y como referencia de precios de combustible los valores de B/.2.88, B/. 3.17 y B/. 2.60 por MBTU para los escenarios de referencia, de precios altos y de precios bajos respectivamente. Si se toma en cuenta estos valores vemos que el componente de transporte, licuefacción y regasificación es mayor al 60% del precio total. Por tanto, al tomar los valores de Costa Norte declarados al CND y proyectar sobre ese precio total las tendencias STEO y Annual Energy Outlook, le podríamos estar aplicando al menos al 60% del precio una tendencia que no guarda relación con lo que es el proceso de transporte, licuefacción y regasificación.

Es necesario descomponer el precio y aplicarle sólo a la porción correspondiente al combustible las tendencias, para formar los precios proyectados.

En el caso del precio de los autogeneradores, sucede algo semejante al precio del gas natural, el precio que considera el CND para autogeneradores contiene elementos adicionales a sólo el combustible (es decir es el costo variable total), por tanto, si se busca el precio de la oferta ACP5 por ejemplo y se proyecta utilizando las tendencias, se estará proyectando sobre un costo variable no sobre un precio de combustible.

Por lo anterior, recomendamos en el caso de los autogeneradores considerar que los combustibles proyectados deben multiplicarse por el promedio de los valores de consumo específico de la curva de carga de la unidad dedicada a autogeneración y sumándole el costo de O&M que el autogenerador ha declarado al CND."

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el análisis y ajuste de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión.

Comentario de Fondo 3:

"C. No es realista la fecha de salida de unidades térmicas considerada en la simulación:

Al revisar la tabla 7.3 en la página 99, observamos que, en el escenario de referencia, se establece la salida de las plantas: Pan Am, Pacora y Jinro para el año 2025.

En este sentido es importante acotar, que la planta de Jinro ya se retiró del mercado, y las empresas Pan Am y Pacora, dan señales de un retiro de unidades en este año 2021, y no

poseen contratos hasta el 2025. Esto sin contar que las unidades de BLM Carbón están fuera de servicio, y no se precisa con claridad su regreso a la operación.

Por lo anterior, consideramos que no se está modelando la realidad más inmediata del sistema eléctrico, y sugerimos se consideren fechas de retiro más cercanas, de hecho es muy posible que estas plantas salgan mucho antes de que entren en operación los nuevos proyectos con gas natural.

De las sensibilidades presentadas, lo más relevante es que la no consecución del proyecto Telfers y GTTP (sensibilidad 7) llevan al sistema a una situación delicada, con costos marginales bastante altos. Debido a que no se presentan escenarios de déficit y el costo de racionamiento es muy elevado 4130$/MWh, parece pasar un poco desapercibido del análisis. No sería extraño sin embargo, que en una simulación con los parámetros utilizados para la planificación por el CND, sí se supere la unidad de falla #1, ya que son costos marginales muy elevados.

Consideramos que los resultados muestran la urgencia de tomar acciones inmediatas para evitar la salida de unidades, y definir finalmente si efectivamente estos dos proyectos se llevarán a cabo."

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el análisis y ajuste de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión.

Comentario de Forma 1:

"A. Revisión de los datos relativos a la Autoridad del Canal de Panamá

En la tabla 3.1 de la página 41, se incluyen 40.81MW de Motor de Baja Velocidad como parte de la capacidad instalada nacional. Sólo la ACP tiene este tipo de motor, que para este caso corresponde a la unidad Miraflores No.10 (MIRG10), que está dedicada al mercado como Excedente Firme. Sin embargo, en el párrafo siguiente a la tabla indican: "Las cifras mencionadas no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP)…". En su lugar debe decir: "Las cifras mencionadas no consideran el Excedente No Firme de las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP)"…

Observamos además que en la tabla 3.4, los valores de potencia firme para la unidad MIRG5 es 17.55MW y para MIRG10 de 38.95MW, iguales a su potencia efectiva. Recomendamos utilizar los valores de Potencia Firme de Largo Plazo, del último informe publicado por el CND.

En la tabla 3.6, sobre generación eólica existente, se hace referencia a la empresa "Unión Eólica Penonomé I S.A", en su lugar debería decir "AES Panamá S.A.". La misma corrección es válida para la página 58, en uno de sus párrafos.

En la tabla 3.9, se describen las unidades MIRG11 y MIRG12, como los Turbo-Compound System (TCS), y se coloca como tipo de combustible "bunker", para estas unidades. Es

importante acotar que las unidades MIRG11 y MIRG12, en realidad son generadores asíncronos que utilizan los gases de escape de los motores principales (MIRG9 y MIRG10), por tanto la presentación de la tabla colocando como combustible "Bunker C (No.6 fuel oil)", puede ser confusa. Recomendamos colocar "Gases de escape".

En cuanto a las unidades descritas en la tabla 3.9, es bueno aclarar al lector que en el caso de la Autoridad del Canal de Panamá, no todas las unidades son dedicadas a la autogeneración."

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el ajuste en la versión final del Plan de Expansión 2020.

Comentario de Forma 2:

"B. No presentación de datos de costos variables

Finalmente observamos que en la presentación de la información en el Anexo No.5 no se han colocado los componentes de los costos variables, (costo de operación y mantenimiento, consumo específico), que permitan revisar si se están utilizando valores razonables para la modelación de plantas futuras como las de gas natural por ejemplo.

Recomendamos colocar esta información dentro del informe."

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el análisis y ajuste de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión.

A continuación, la respuesta a los comentarios de Inter Energy (UEP Penonomé II, S.A., Tecnisol I, II, III, IV, S.A., Pedregal Power Company, S. de R.L.)

Tomo II – Plan indicativo de Generación

Comentario 1:

"1. Si bien este documento se trata de una actualización al documento original que se basaba en premisas pre- pandemia e información entregada por los agentes en el año 2019, consideramos que ETESA debe aprovechar esta oportunidad para actualizar las premisas de los escenarios en análisis, llevándoles a un escenario más cónsono con la realidad del SIN, como por ejemplo el retiro de la CT Jinro el cual se dio en marzo de 2021 y el retiro de BLM Carbón el cual desconocemos si ha realizado alguna comunicación a ETESA. Sobre este particular es importante señalar que la planificación de despacho que realiza el Centro Nacional de Despacho (CND) se considera indisponible la central carbonera para corto y mediano plazo."

Respuesta:

Si bien es cierto durante los primeros meses de 2021, se han dado retiros y salidas de unidades térmicas del sistema, que, a la fecha de respuesta de este comentario, no se tiene una información formal al respecto. Estos retiros y salidas se dan coyunturalmente cuando las simulaciones y premisas para el Plan indicativo de Generación se han realizado. Debido al carácter dinámico del sistema cuando estas situaciones se presentan, los cambios son incluidos en la próxima versión del PESIN. Por lo que ETESA elabora los Planes de Expansión, con información que le es solicitada mediante nota a los agentes, como lo establece el Reglamento de Transmisión.

Comentario 2:

"2. Consideramos que dentro del escenario de referencia se debe incluir una sensibilidad que muestre el retiro de las centrales térmicas sin contratos de suministro y que han expresado a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) su intención de retirarse del sistema en el año 2021, como lo son las centrales Pacora y PanAm, toda vez que en caso de no obtener un contrato de suministro por medio de una licitación de corto plazo, la operación de estas centrales no es sostenible económicamente en el tiempo y terminarán por cerrar operaciones bajo insuficiencia económica."

Respuesta:

A la fecha de respuesta de este comentario, no se tiene una información formal al respecto. No obstante, se realizará el análisis y se incluirá de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión.

Comentario 3:

"3. ETESA debería incluir en alguno de sus escenarios o sensibilidades el efecto que podría tener el retiro de la Central Hidroeléctrica Bayano del sistema, ya que la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) se encuentra realizando estudios sobre posibles soluciones al suministro de agua potable y esta es una de las posibles opciones."

Respuesta:

Se acepta el comentario y se realizará el análisis y se incluirá de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión.

A continuación, la respuesta a los comentarios de Generadora de Gatún, S.A.

Tomo II – Plan indicativo de Generación

Comentario 1:

"Promotor del Proyecto Telfers: actualizar en todo el Plan Indicativo de Generación el Agente Generador (Promotor) del Proyecto de Generación Telfers para que se indique Generadora de Gatún, S.A. en reemplazo de Panamá NG Power, S.A."

Respuesta:
Se acepta el comentario y se realizará ajuste de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión, una vez se emita la resolución por parte del regulador del proyecto indicando que el proyecto Telfers cuanta con licencia definitiva a favor de Generadora de Gatún, S.A.

Comentario 2:

"Entrada en Operación Comercial del Proyecto Telfers: vemos que se estima el ingreso la central de generación Telfers a base de gas natural para enero de 2025. Al respecto solicitamos que se actualice la entrada en operación comercial para marzo de 2024, tanto para el escenario de referencia, sus respectivas sensibilidades y escenarios adicionales analizados en el Plan Indicativo de Generación."

Respuesta:
Se acepta el comentario y se realizará el análisis y se incluirá de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión.

Comentario 3:

"Solicitamos que el Proyecto de Transmisión Telfers- Sabanitas 230 kV sea incluido dentro del plan de expansión de Transmisión de Corto Plazo tomando en cuenta el tiempo de desarrollo y puesta en marcha de la central de generación Telfers."

Respuesta:
Se acepta el comentario y se realizará el análisis y se incluirá de ser necesario en la próxima revisión del Plan de Expansión.