

Panamá, 23 de diciembre de 2024
VPER-297-24

Licenciada
Zelmar Rodríguez Crespo de Massiah
Administradora General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (A.S.E.P.)
Ciudad. -

Respetada licenciada Rodríguez:

En atención a la Consulta Pública No. 018-2024-Elec, convocada para someter a consideración de la ciudadanía, *"la propuesta de Modificación del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, que surge como resultado de la evaluación de desempeño del precitado Reglamento."* en virtud de la Resolución AN No.19747-Elec de 02 de diciembre de 2024, le presentamos a su Autoridad los correspondientes comentarios con el debido análisis que los sustentan.

Con la presente nota remisoría hacemos llegar a su autoridad los siguientes:

1. Copia de documento de identificación personal.
2. Copia del certificado de Registro Público.
3. Sobre con comentarios (dos juegos impresos con hojas numeradas).
4. USB con copia digital en formato Word.
5. Copia de Poder Especial

Atentamente,



Sergio A. Hinestrosa G.
Apoderado Especial

Adjunto: lo indicado

Nerys
DNEAAS 27-DIC2024-PM1:39



ANEXO 1

Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec
celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

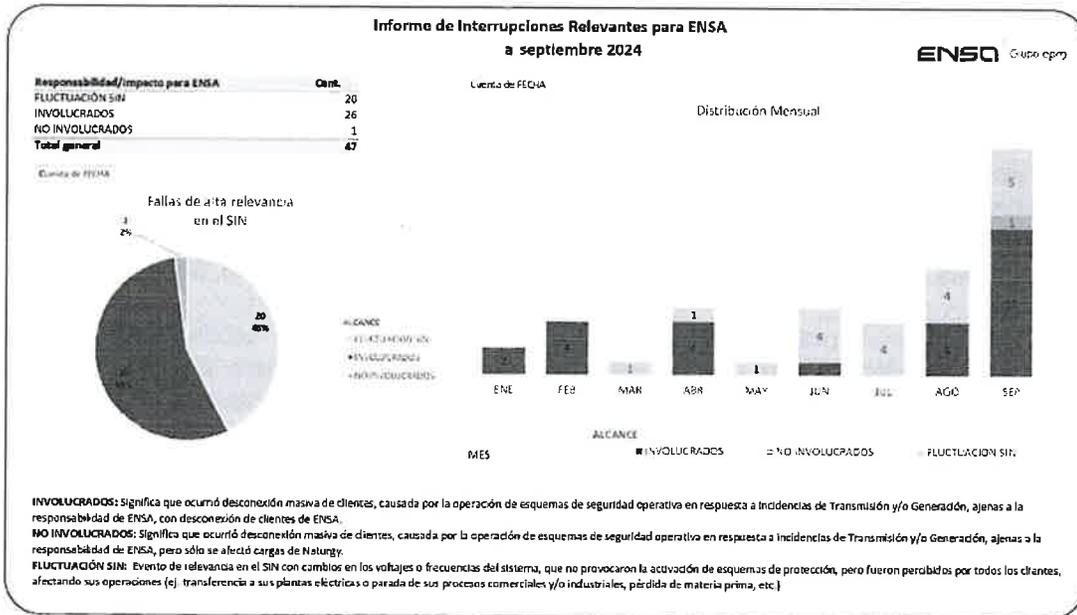
En atención al Anexo A que contiene la, para la propuesta de Modificación del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, que surge como resultado de la evaluación de desempeño del precitado Reglamento:

I. Consideraciones y comentarios de Elektra Noreste, S.A. (ENSA).

- i. Los cambios presentados respecto de la responsabilidad que atañe a las empresas que prestan el servicio de transmisión implican una problemática al momento de dar mantenimiento a los equipos. Tal como se expone en el nuevo literal i) del artículo 22, se debe indicar como se gestionarían aquellas libranzas/maniobras cuando se puede afectar a la demanda, por ejemplo.
- ii. De la propuesta presentada con el artículo 35A no da suficiente claridad sobre el escenario que se desea atender. En este caso se menciona a una carga que supera siempre el valor de la máxima falla o que excede la capacidad de transformación instalada. No obstante, el valor de la máxima falla simple (que no se indica) por un lado deja dudas, ello porque este no representa un dato oficial que publique el CND o ETESA y; por otro lado, si una carga supera la capacidad de transformación en una subestación, por ejemplo, un contrato para abastecer de forma exclusiva con nueva generación dicha demanda, implicaría la compra/venta de energía y potencia en sitio para hacerlo viable, lo cual no es permitido a los Grandes Clientes en Panamá (solo si se conecta en la red principal de transmisión), de forma que sea factible dicha operación comercial, excepto si tratara un agente generador formalmente constituido.
- iii. Consideramos que cuando la demanda que se instala en el país se informa con suficiente antelación, los planes de expansión deben considerarlo y ETESA debe ser responsable por ejemplo de hacer las ampliaciones, que además estas inversiones son remuneradas al transmisor *-no es gratis-*, por lo cual no se debe trasladar esa responsabilidad a la demanda.
- iv. En referencia lo planteado en el artículo 89, sugerimos que, si bien el criterio de confiabilidad en términos de voltaje es un criterio técnico aceptable, este concepto por implementar debe considerar que los equipamientos de transmisión para la compensación reactiva están debidamente operativos en el Sistema Interconectado Nacional. Ello considerando que semanalmente el CND reporta junto con el despacho semanal que varios bancos de capacitores están fuera de operación.
- v. Con respecto a lo propuesto en el artículo 119, donde se expone cambios en términos del horario denominado "valle nocturno", notamos que no se exponen los sustentos técnicos que determinen el impacto y/o mejoras de esta medida en las condiciones operativas del SIN. Por lo tanto, previo a realizar estas modificaciones, es necesario que se hagan públicos los análisis con los sustentos técnicos y las condiciones operativas que se pretenden mejorar con agregar al horario nocturno la franja que va de las 05 am a las 07 am, y que se conforme una mesa técnica para la discusión de esta temática.
- vi. Finalmente, la inclusión de la sección VII:1.1 A es parte de las sugerencias que se han planteado para mejorar la operación del SIN. Como quiera que esto es positivo, aún quedan temas pendientes de atender. Por ejemplo, eventos que implican desconexión de carga por fallas en elementos de la red de transmisión (caso 24 de diciembre de 2023), fallas en redes de distribución que no son despejadas de forma inmediata, fallas en Agentes Regionales (Generación, Transmisión, etc.).

A continuación, se muestra detalles al corte de septiembre 2024 donde se muestran distintas situaciones (47 eventos) que han tenido impacto sobre los clientes, y que bien deben abordarse e incluirse de forma ordenada en las reglamentaciones existentes.

ANEXO 1
Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec
 celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024



Cerramos esta parte, resaltando lo positivo de la propuesta que nos presenta la ASEP y que seguramente coadyuvará en mejorar la seguridad y confiabilidad del suministro.

A continuación, y para más fácil comparabilidad, presentamos en un cuadro de columnas lo siguiente:

- **Columna 1: Propuesta presentada por ASEP, para modificar la regulación vigente.**
- **Columna 2: Propuesta presentada por ENSA, para mejorar la versión compartida por la ASEP, acorde a los comentarios previamente planteados.**

Comentarios Específicos

1. Artículo 89

ENSA presenta en esta propuesta ampliar las obligaciones y definir el escenario de partida que se debe considerar para el criterio de seguridad presentado. Debajo presentamos detalles de cómo opera el SIN, conforme a reporte de la semana 50.

ANEXO 1

Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec
celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024**CONDICIONES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

Este reporte fue actualizado con las condiciones de red, a las 14:00 horas del jueves 12 de diciembre de 2024.

1. Se consideraron operativos los siguientes equipos de compensación:
 - a. Subestación Llano Sánchez en 230 kV:
 - Tres (3) bancos disponibles, de cuatro (4) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 30 Mvars.
 - Dos (2) reactores disponibles, de tres (3) reactores instalados, cada uno con capacidad de 20 Mvars.
 - Statcom, ± 120 Mvars.
 - b. Subestación Llano Sánchez en 34,5 kV:
 - Un (1) reactor disponible de (1) reactor instalado, con capacidad de 20 Mvars.
 - c. Subestación Panamá en 115 kV:
 - Cero (0) bancos de capacitores disponibles de seis (6) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 20 Mvars.
 - d. Subestación Panamá 2 en 115 kV:
 - Un (1) banco de capacitores disponibles de seis (6) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 20 Mvars.
 - e. Subestación Panamá 2 en 230 kV:
 - Tres (3) bancos de capacitores disponibles, de seis (6) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 30 Mvars.
 - Statcom, ± 120 Mvars.
 - f. Subestación Veladero en 230 kV:
 - Tres (3) bancos de capacitores disponibles, de tres (3) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 30 Mvars.
 - Tres (3) reactores disponibles, de tres (3) reactores instalados, cada uno con capacidad de 20 Mvars.
 - g. Subestación Chorrera en 230 kV:
 - Tres (3) bancos de capacitores disponibles, de tres (3) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 30 Mvars.
 - h. Subestación Mala de Nance en 34,5 kV:
 - Dos (2) reactor disponible, de dos (2) reactores instalados, cada uno con capacidad de 20 Mvars.
 - i. Subestación San Bartolo 230 kV:
 - Dos (2) bancos de capacitores disponibles, de dos (2) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 30 Mvars.
 - j. Subestación Changuinola 230 kV:
 - Uno (2) reactores disponibles, de dos (2) reactores instalados, cada uno con capacidad de 20 Mvars.
 - k. Subestación Guesquitas 230 kV:
 - Un (1) reactor disponible, de un (1) reactor instalado, con capacidad de 20 Mvars.

En que el requerimiento de potencia reactiva ENSA recomienda que estos análisis y sus conclusiones sólo sean determinados por el CND y no por ETESA, ya que ETESA no puede ser juez y parte en esta toma de decisión técnica. Por lo anterior, se sugiere que los resultados de estos análisis sean compartidos ante la ASEP, ETESA y los Agentes del Mercado.

ANEXO 1

Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

Propuesta ASEP:	Propuesta ENSA:
<p>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.</p> <p>El Sistema de Transmisión debe mantener el margen de reserva reactiva suficiente para garantizar la estabilidad del voltaje y la calidad del servicio de transmisión ante contingencias simples (N-1). Dicho Margen de reserva deberá ser determinado por el Centro Nacional de Despacho en conjunto con ETESA e informado a la ASEP.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>El Sistema de Transmisión debe mantener el margen de reserva reactiva suficiente para garantizar la estabilidad del voltaje y la calidad del servicio de transmisión ante contingencias simples (N-1). Dicho Margen de reserva deberá ser determinado por el Centro Nacional e informado a ETESA, la ASEP y los Agentes del Mercado. <u>Para definir el margen se debe considerar como escenario que todos los elementos de compensación de ETESA están operativos, en caso contrario los sobrecostos que se generen por la indisponibilidad en la compensación deberán ser atribuidos al transmisor.</u></p> <p>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.</p>

2. Artículo 119

Se solicita a la ASEP reconsiderar dentro de la propuesta que el horario nocturno no se extienda de los niveles existentes. En determinado caso, no se justifica como tal incluir horas diurnas cuando el criterio siempre ha girado hacia el horario nocturno. Es decir, el solo considerar el periodo de 06 hasta las 07 am no sería coherente, puesto que luego de las 06 de la mañana esto ya representa horario matutino y no califica como horario nocturno. De otro lado, recomendamos que los planes de expansión incorporen reactores adicionales, que deben apoyar en mitigar el exceso de potencia reactiva que genera la red de transmisión en horas donde la demanda es mínima.

ANEXO 1

Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec
celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

En este punto, además podemos indicar que no se justifica el cambio si tomamos en cuenta por un lado (como se deja ver en el artículo 89) que por lo general los elementos de compensación (ejemplo reactores) no están operativos. Adicional, consideramos que los análisis técnicos que fundamentan esta propuesta debiesen ser del conocimiento del mercado, y demostrar por ejemplo el por qué elementos como los SVCs no están mejorando los niveles de voltaje en lapso de 05 a 07 horas.

Finalmente, si esta problemática existe, reiteramos que:

1. Se debe crear una mesa técnica de discusión y presentar los análisis que sustenten el cambio o al menos se definan alternativas que mejoren la operación del SIN.
2. Antes de trasladar la responsabilidad a algún agente del mercado por las condiciones operativas que se exhiben en la operación de tiempo real, se debiese validar el origen y la mejor forma de atender estas condiciones operativas.
3. Toda vez que no contamos con la información técnica que sustente el cambio, debemos suponer las condiciones operativas en los voltajes como consecuencia de la baja carga que bien se podrían solucionar con inversiones en la red de transmisión. Basado en lo anterior, desde ETESA se deben ejecutar las inversiones que correspondan con suficiente antelación para incluir en la red elementos como nuevos en este caso reactores, considerando que el comportamiento de la carga y los cambios relevantes que sufre el Sistema Interconectado Nacional (SIN), con la nueva conformación del parque de generación que incluye nuevos Autogeneradores y a los Autoconsumidores.

Propuesta ASEP:	Propuesta ENSA:
<p>Artículo 119 Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 kV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:</p> <p>...</p>	<p>Artículo 119 Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 kV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:</p> <p>...</p>

ANEXO 1
Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec
 celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

Propuesta ASEP:		Propuesta ENSA:	
HORARIO		HORARIO	
Horas de Valle Nocturno		Horas de Valle Nocturno	
de: 10:00 p.m. a 7:00 a.m.		de: 10:00 p.m. a <u>5:00</u> a.m.	
Resto del día		Resto del día	

3. Artículo 103E

Se propone el que se establezcan límites de forma gradual, para enviar una señal clara de la necesidad de que el Sistema Interconectado Nacional debe ir mejorando con el tiempo y también dar la oportunidad a que los Agentes hagan mejoras en sus instalaciones. Finalmente se sugiere bajar de 4 eventos al año a 3 eventos al año para el primer periodo y luego bajar a 1 evento al año.

El sustento para esta modificación guarda relación con el número de agentes que califican como “Generadores, Autogeneradores y/o Cogeneradores de gran tamaño” y que también están relacionados con los esquemas de confiabilidad. En este sentido, los límites de eventos por agente deben ser más rigurosos, ya que de otra forma esto podría implicar múltiples afectaciones a los clientes que se ven obligados a participar en los esquemas de confiabilidad.

Ahora bien, tomando en cuenta la experiencia con eventos que implican la operación de los distintos esquemas existentes, podemos precisar que típicamente el término duración es de 5 minutos la duración de la desconexión de los clientes. Entonces, basado en ello proponemos modificaciones en el tiempo total de eventos causados (TTECG) como se presenta en la tabla a continuación.

	ASEP	ENSA	ENSA
	4 eventos 0.8 horas/año	3 eventos 0.25 horas/año	1 evento 0.08333 horas/año
Duración/año (minutos)	48	15	5
Duración/evento (minutos)	12	5	5

ANEXO 1
Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec
 celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

Propuesta ASEP:	Propuesta ENSA:
	<u>servirá de base para trasladar dichos saldos al Estado.</u>

5. Artículo 78

Considerando la relevancia del Plan de Expansión, se solicita respetuosamente ante el regulador que se haga de fiel cumplimiento la publicación del referido informe obligatorio a más tardar el 30 de octubre de cada año. Esto mejora la práctica usual que implica que el Plan de Expansión no es publicado a tiempo, y ello afecta la toma de decisión de los distintos actores interesados en conocer los planes que pueda aprobar la ASEP y que tienen incidencia en el acceso de nuevas fuentes de generación, por ejemplo.

Propuesta ASEP:	Propuesta ENSA:
Artículo 78 El Plan de Expansión, que tendrá como fecha objetivo de aprobación el 30 de octubre del año previo a su vigencia, será presentado para su aprobación mediante el siguiente procedimiento:	Artículo 78 El Plan de Expansión, debe ser aprobado el 30 de octubre del año previo a su vigencia, será presentado para su aprobación mediante el siguiente procedimiento: ...

6. Artículo Nuevo propuesto 214.A

Se solicita a la ASEP que, considerando el interés del MERCADO en general respecto de mejorar en el corto y mediano plazo el desempeño del Reglamento de Transmisión y en virtud también de las responsabilidades del CND en torno a la administración y operación del mercado, se incluya como práctica un informe de Gestión de forma tal que este documento contribuya a la rendición de cuenta.

Propuesta ASEP:	Propuesta ENSA:
No existe	<p><u>Artículo 214.A. Informe de Gestión</u></p> <p><u>Todos los años el CND deberá publicar a más tardar en el mes de marzo el Informe de Gestión que muestre el grado de cumplimiento con sus responsabilidades. Este informe deberá contener como mínimo el análisis de la operación del mercado, problemas detectados, soluciones propuestas y ajustes regulatorios necesarios, con el siguiente detalle:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <u>1. Resumen Ejecutivo: Una visión general de los logros y desafíos del período.</u> <u>2. Análisis de Operación: Evaluación de la eficiencia y estabilidad del mercado eléctrico.</u> <u>3. Problemas Detectados: Identificación de problemas y desafíos encontrados durante la operación.</u> <u>4. Soluciones Propuestas: Propuestas para resolver los problemas identificados.</u> <u>5. Ajustes Regulatorios: Cambios necesarios en las regulaciones para mejorar el funcionamiento del mercado.</u> <p><u>Para este informe el CND podrá apoyarse con la academia y consultores reconocidos, y los costos por estos servicios deben ser incluidos en el SOI.</u></p>

ANEXO 1
Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec
 celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

7. Artículo 238

Se sugiere en aras de fortalecer más la transparencia y el acceso a la información que el referido programa de cumplimiento de las exigencias de disponer de una funcionalidad independiente para el CND, indicado en el Artículo 238 literal f) sea de acceso público en la web de CND.

Propuesta ASEP:	Propuesta ENSA:
<p>Artículo 238 La estructura funcionalmente independiente del CND deberá estar caracterizada por:</p> <p>...</p> <p>f) EL CND deberá establecer un programa de cumplimiento de las exigencias de disponer de una funcionalidad independiente para el CND y las metodologías de supervisión que empleará al respecto. Este programa deberá ser presentado a la ASEP antes del 15 de diciembre de cada año. El programa definirá las obligaciones y derechos específicos de los funcionarios del CND para alcanzar el objetivo requerido. Anualmente ETESA deberá emitir antes del 30 de enero del año posterior un informe sobre el cumplimiento de los objetivos de independencia funcional, que será informado a la ASEP y publicado.</p>	<p>Artículo 238 La estructura funcionalmente independiente del CND deberá estar caracterizada por:</p> <p>...</p> <p>f) EL CND deberá establecer un programa de cumplimiento de las exigencias de disponer de una funcionalidad independiente para el CND y las metodologías de supervisión que empleará al respecto. Este programa deberá ser presentado a la ASEP antes del 15 de diciembre de cada año y publicado en la página web del CND accesible a cualquier interesado. El programa definirá las obligaciones y derechos específicos de los funcionarios del CND para alcanzar el objetivo requerido. Anualmente ETESA deberá emitir antes del 30 de enero del año posterior un informe sobre el cumplimiento de los objetivos de independencia funcional, que será informado a la ASEP y publicado.</p>

Fin de los comentarios.

