



**HIDROECOLÓGICA  
DEL TERIBE, S.A.**

Panamá, 26 de diciembre de 2024  
Nota P-2024-3569

Licenciada  
**Zelmar Rodríguez Crespo de Massiah**  
Administrador General  
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos - ASEP  
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.

Atentamente,

  
**Sergio A. Hinestrosa**  
Apoderado General

Adjunto: lo indicado

  
DNEAAS 27-DIC2024-PM1:36

**Grupo epm**

[www.hidroecologicadelteribe.com](http://www.hidroecologicadelteribe.com)

**Hidroecológica del Teribe, S.A.**  
Santa María Business District, Edificio Corporativo  
Ensa, Panamá, Piso 8  
Tel: +507 340 46 27 / 340 46 33 / 340 46 38  
Ciudad de Panamá, Panamá.

**Hidroecológica del Teribe, S.A.**  
Centro Comercial Plaza Changuinola  
Local 4, planta alta,  
Tel: +507 758 51 55 / 758 80 34  
Distrito de Changuinola, provincia de  
Bocas del Toro.



## ANEXO 1

**Comentarios de Hidroecológica del Teribe, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec**  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19747-Elec de 02 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 Hidroecológica del Teribe, S.A. (HET)**

- i. 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.
- ii. 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.

**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 HET, para mejorar la versión compartida por la ASEP, acorde a los comentarios previamente planteados.**

### **Comentarios Específicos**

#### **1. Artículo 89**

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 Hidroecológica del Teribe, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec celebrado en virtud de Resolución AN No.19747-Elec de 02 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,  $\pm 120$  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,  $\pm 120$  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 Mata 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 Guasquilas 230 kV:
    - Un (1) reactor disponible, de un (1) reactor instalado, con capacidad de 20 Mvars.

En que el requerimiento de potencia reactiva se 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 Hidroecológica del Teribe, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec**  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19747-Elec de 02 de diciembre de 2024

<b>Propuesta ASEP:</b>	<b>Propuesta HET:</b>
<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><b>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.</b></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><b>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></b></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 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

**ANEXO 1**

**Comentarios de Hidroecológica del Teribe, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec**  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19747-Elec de 02 de diciembre de 2024

rigurosos, ya que de otra forma esto podría implicar múltiples afectaciones a las cargas 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 carga. Entonces, basado en ello proponemos modificaciones en el tiempo total de eventos causados (TTECG) como se presenta en la tabla a continuación.

	ASEP	HET	HET
	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

<b>Propuesta ASEP:</b>	<b>Propuesta HET:</b>
Artículo 103E. Los límites permisibles de estos indicadores son los siguientes:	Artículo 103E. Los límites permisibles de estos indicadores <b><u>aplicados de forma gradual como se muestran debajo.</u></b>
CECG TTECG	<b><u>Para el periodo de 2025 a 2030</u></b>
4 eventos / año 0.80 horas / año	CECG <b><u>3</u></b> eventos / año TTECG <b><u>0.25</u></b> horas / año
	<b><u>Para el periodo de 2030 en adelante:</u></b>
	CECG <b><u>1</u></b> evento / año TTECG <b><u>0.08333</u></b> horas / año

**3. Artículo 69**

Se solicita a la ASEP tomar acciones para mitigar los efectos que pudiese tener sobre ETESA y la capacidad de hacerle frente a los compromisos financieros. En este sentido se solicita incluir en el artículo 69 el literal f).

<b>Propuesta ASEP:</b>	<b>Propuesta HET:</b>
Artículo 69 El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión tiene el siguiente objetivo:	Artículo 69 El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión tiene el siguiente objetivo:
a) Analizar el impacto de nuevas instalaciones previstas tales como nueva generación, requerimientos adicionales de los distribuidores, conexión de grandes demandas, líneas de Transmisión o subestaciones y contratos de exportación e importación.	a) Analizar el impacto de nuevas instalaciones previstas tales como nueva generación, requerimientos adicionales de los distribuidores, conexión de grandes demandas, líneas de Transmisión o subestaciones y contratos de exportación e importación.

**ANEXO 1**

**Comentarios de Hidroecológica del Teribe, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec**  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19747-Elec de 02 de diciembre de 2024

<b>Propuesta ASEP:</b>	<b>Propuesta HET:</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>b) Planificar la expansión y reposición del Sistema de Transmisión que satisfaga la demanda proyectada y la conexión de las nuevas instalaciones previstas.</li> <li>c) Identificar los refuerzos necesarios en el Sistema de Transmisión con anticipación suficiente, de forma de asegurar el cumplimiento de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente Reglamento y los nuevos requerimientos de los Distribuidores.</li> <li>d) Identificar restricciones en el sistema de transmisión que podrían deteriorar la seguridad o confiabilidad del servicio, o incrementar el costo de satisfacer la demanda.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>b) Planificar la expansión y reposición del Sistema de Transmisión que satisfaga la demanda proyectada y la conexión de las nuevas instalaciones previstas.</li> <li>c) Identificar los refuerzos necesarios en el Sistema de Transmisión con anticipación suficiente, de forma de asegurar el cumplimiento de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente Reglamento y los nuevos requerimientos de los Distribuidores.</li> <li>d) Identificar restricciones en el sistema de transmisión que podrían deteriorar la seguridad o confiabilidad del servicio, o incrementar el costo de satisfacer la demanda.</li> <li>e) <u>Por las disposiciones establecidas en la Ley 45 del 03 de febrero de 2023, establecer en base a la capacidad instalada existente y el plan indicativo de generación los montos dejados de percibir en la tarifa aplicada lo cual servirá de base para trasladar dichos saldos al Estado.</u></li> </ul>

**4. 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.

<b>Propuesta ASEP:</b>	<b>Propuesta HET:</b>
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, <b>debe ser aprobado el 30 de octubre del año</b> previo a su vigencia, será presentado para su aprobación mediante el siguiente procedimiento: ...

**5. 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.

**ANEXO 1**

Comentarios de Hidroecológica del Teribe, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19747-Elec de 02 de diciembre de 2024

<b>Propuesta ASEP:</b>	<b>Propuesta HET:</b>
No existe	<p><b><u>Artículo 214.A. Informe de Gestión</u></b></p> <p><b><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></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b><u>1. Resumen Ejecutivo: Una visión general de los logros y desafíos del período.</u></b></li> <li><b><u>2. Análisis de Operación: Evaluación de la eficiencia y estabilidad del mercado eléctrico.</u></b></li> <li><b><u>3. Problemas Detectados: Identificación de problemas y desafíos encontrados durante la operación.</u></b></li> <li><b><u>4. Soluciones Propuestas: Propuestas para resolver los problemas identificados.</u></b></li> <li><b><u>5. Ajustes Regulatorios: Cambios necesarios en las regulaciones para mejorar el funcionamiento del mercado.</u></b></li> </ol> <p><b><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></b></p>

**6. 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.

<b>Propuesta ASEP:</b>	<b>Propuesta HET:</b>
<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 <b><u>y publicado en la página web del CND accesible a cualquier interesado</u></b>. 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>

**ANEXO 1**

**Comentarios de Hidroecológica del Teribe, S.A. dentro del proceso de Consulta Pública No. 018-2024-Elec  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19747-Elec de 02 de diciembre de 2024**

<b>Propuesta ASEP:</b>	<b>Propuesta HET:</b>

Fin de los comentarios.

