



EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DGC-GT-029-2024

27 de diciembre de 2024

Licenciada

Zelmar Rodríguez de Massiah

Administradora General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Ciudad

Respetada licenciada Rodríguez de Massiah

Asunto: *Consulta Pública No. 018-24 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.*

Licenciada Rodríguez de Massiah:

En cumplimiento a lo establecido en la Resolución AN No.19747-Elec de 2 de diciembre de 2024, referida por la entidad a su cargo remitimos a usted nuestros comentarios para la propuesta de modificación del reglamento de transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones.

Con el respeto acostumbrado, remitimos nuestros comentarios.

Atentamente,

Roy D. Morales B.

Gerente General

Por KM, F, JOF, SA, F
DERB / BG / DVF / EH / JM / haadeb

Adjuntos: USB con comentarios en formato WORD

Copia de Registro Público

Copia de cédula





ETECSA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

CONSULTA PÚBLICA No. 018-24

**INFORME DE ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN
DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN,
PARA EL PERIODO 2023-2024**

**COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN
DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN – Anexo A**

RESOLUCIÓN AN No. 19749-ELEC DE 2 de diciembre de 2024

**Comentarios de Empresa de Transmisión Eléctrica
ETESA**

INTRODUCCIÓN

En cumplimiento del Capítulo 1.5 del Reglamento de Transmisión (RT), se presentan en este informe observaciones que emanan del uso y aplicación de la normativa establecida en el RT, en cuanto a las definiciones, los derechos y las obligaciones, el libre acceso y las normas de calidad de servicio.

La evolución del mercado eléctrico panameño ha presentado situaciones que ameritan cambios para evitar que afecten negativamente al servicio de transmisión y solventar casos que no fueron previstos en el RT vigente.

Los cambios que proponemos están orientados a lograr mejoras y eliminar distorsiones e inconsistencias, contrarios a los objetivos de la Ley 6.

Igualmente, se presentan modificaciones que buscan solventar diferencias de interpretación y dar mayor claridad a la normativa vigente.

1. APLICACIÓN DEL REGLAMENTO DURANTE EL PERIODO 2023-2024

Durante los dos últimos años, la reglamentación de los servicios de transmisión se ha podido aplicar sin grandes conflictos y ha permitido brindar dichos servicios, con la calidad y confiabilidad requeridos por el sistema eléctrico panameño. Sin embargo, es evidente que éste ha evolucionado y en aras de mantener el buen servicio del Sistema de Transmisión, la reglamentación debe ir en línea con su evolución.

2. COMENTARIOS, OBSERVACIONES Y PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

Comentarios respecto a las modificaciones propuestas en los **artículos 33A, 35A, 41A**

Si bien es cierto estos apartados fueron discutidos y aprobados en la solicitud de modificación del Reglamento de Operación, solicitado por ETESA ante el Comité Operativo, en esta propuesta de modificación se incluyeron algunos párrafos que pueden provocar contradicciones respecto a la función de ETESA como responsable de la aprobación de solicitud de acceso, operación y mantenimiento de Sistema de Transmisión.

Específicamente el numeral 5 y 7 del nuevo artículo 41A a adicionar indica lo siguiente:

“5. En el caso específico de generadores, autogeneradores o cogeneradores que se conecten directamente a la red de las empresas distribuidoras, sólo presentarán lo establecido en el punto 4 y la viabilidad de acceso otorgada por la empresa distribuidora.

7. Los SAEb presentarán:

a. Certificaciones y análisis de los laboratorios en fábrica o laboratorios reconocidos donde indiquen que los equipos a instalar cumplen con los estándares de calidad de energía establecidos en las normas internacionales que apliquen y que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso.

b. Estudios de Calidad de Energía para el Análisis de Armónicos.”

Comentario

En el contexto de lo propuesto en el nuevo artículo 41A, numerales 5 y 7, ETESA ya no estaría facultada a solicitar estudios de conexión que permitan evaluar el impacto de la generación que se conecta al sistema de distribución, ni de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías. Consideramos importante que ETESA mantenga este rol ya que se debe tomar en cuenta que más del 30% (180 MW) de la capacidad instalada fotovoltaica total existente (600MW) se conectan a las redes de distribución, por lo que quitarle esta facultad a ETESA de evaluar si la entrada de los proyectos que se conectan en distribución podría conllevar a desmejorar la operación segura y confiable del sistema interconectados, provocados por el alto nivel de integración de generación solar y eólica y su intermitencia.

Adicionalmente, la solicitud de acceso a través de las empresas distribuidoras se encuentra debidamente normada en el Reglamento de Distribución y Comercialización, y el alcance de los estudios eléctricos requeridos no exige evaluar si dentro del sistema de distribución se presentan problemas de sobrecarga, ni se toman en cuenta los análisis de estabilidad de voltaje, estabilidad transitoria o dinámica, ni los análisis de corto circuito.

Todo agente que se conecta al SIN debería entregar un estudio que demuestra que la inclusión de este elemento no constituye ni provoca efectos adversos en la operación del sistema. Como se demostró en la discusión de las modificaciones al Reglamento de Operación en el Comité Operativo, que contó con participación de la ASEP, la conexión de proyectos en el Sistema de Distribución tiene efectos en la red de transmisión y sobre todo en la disminución de los niveles de reserva reactiva que pueden provocar inestabilidad de voltaje en estado de emergencia.

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías son un elemento nuevo que se integraría el SIN y la operación de este no se encuentra normada, este elemento tiene la particularidad de que se comporta como un generador o una carga por lo que se debe solicitar el estudio pertinente que muestre el comportamiento de éste elemento ante las condiciones de operación normal y de emergencia en el SIN.

Tomando en cuenta lo anterior y en base a la experiencia que hemos tenido en la evaluación de estudios de conexión, le solicitamos el numeral 5 del nuevo artículo 41A propuesto no sea incluido en el Reglamento de Transmisión y que en el numeral 7 quede claramente establecido que deben entregar un estudio de conexión según lo establecido en el punto 41A numerales 1 y 2.

De igual forma hacemos la salvedad de que el estudio de conexión no es una herramienta utilizada para negar el acceso al sistema de transmisión. Sino una herramienta que permite evaluar las condiciones del sistema y preservar su operación segura ante la entrada en operación de un proyecto, tanto para ETESA como para los agentes involucrados.

Comentarios respecto a la modificación propuesta en el **artículo 89**,

Donde dice

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.*

“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)”.

Debe decir

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.*

“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) del sistema principal de transmisión”.

Comentario

Consideramos que debe especificarse que ETESA, como agente transmisor, será responsable únicamente de mantener la reserva reactiva para las contingencias del Sistema Principal de transmisión. En caso de que se requiera reserva reactiva debido a fallas en generadores, elementos del Sistema de Distribución u otro usuario, no son responsabilidad de ETESA.

Comentarios respecto a la modificación propuesta en el **artículo 121**,

Donde dice

Artículo 121. “...

*B. Las empresas generadoras conectadas a las redes de Media Tensión de una distribuidora, deberán operar sus centrales con un Factor de Potencia de 1.00 (Unitario), con el fin de no afectar los niveles de tensión de la red de distribución a la cual están conectados, excepto en casos de emergencia cuando reciban instrucción directa del CND de operar fuera de dicho valor, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 132 del presente Reglamento. **Se exceptúan las centrales eólicas y fotovoltaicas las cuales deben operar de acuerdo con sus respectivos códigos de redes”.***

Debe decir:

Artículo 121. “...

B. Las empresas generadoras conectadas a las redes de Media Tensión de una distribuidora, deberán operar sus centrales con un Factor de Potencia de 1.00 (Unitario), con el fin de no afectar los niveles de tensión de la red de distribución a la cual están conectados, excepto en casos de emergencia cuando reciban instrucción directa del CND de operar fuera de dicho valor, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 132 del presente Reglamento.

Comentario

Solicitamos no considerar la propuesta de modificación toda vez que la operación de estas plantas a 1 pu ayuda a que en dichos puntos de conexión no se absorba potencia reactiva del sistema, de igual forma se debe corregir el artículo al cual se hace referencia (artículo 132) ya que este no está relacionado con la operación de plantas de generación.

Solicitud de modificación del artículo 169 del Reglamento de Transmisión

Donde Dice:

Artículo 169 No tendrán asignados el Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión, el Cargo por Conexión y el Cargo por Uso de Redes, los Usuarios que hayan instalado una planta o un grupo de plantas de generación conectadas en un mismo punto en la red de transmisión eléctrica, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Los sistemas de centrales de mini-hidroeléctricas, los sistemas de centrales geotermoeléctricas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias con una capacidad instalada de hasta 10 MW, cuando vendan en forma directa o en el mercado ocasional en los términos de la Ley No 45 de 4 de agosto de 2004.

- b) Los sistemas de pequeñas centrales de hidroeléctricas, los sistemas de centrales geotermoeléctricas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias con una capacidad instalada de más de 10 MW y hasta 20 MW, por los primeros 10 MW y por los primeros 10 años de operación comercial, en los términos de la Ley No 45 de 4 de agosto de 2004.
- c) La ASEP procurará que en el proceso de otorgamiento de concesiones y licencias de generación, no sean divididas las instalaciones de generación para evitar los pagos por el servicio de transmisión.

En estos casos ETESA no podrá recuperar el Ingreso no facturado y no percibido a través de los usuarios del sistema de transmisión en los términos de la Ley No 45 de 4 de agosto de 2004.

Los usuarios acogidos a la Ley No 45 de 4 de agosto de 2004 son responsables de las inversiones en los equipamientos e instalaciones requeridas para llegar a vincularse al Sistema de Transmisión.

Debe decir:

Artículo 169 los ingresos que se dejen de percibir en los términos de la ley 45 de 4 de agosto de 2004, no podrán ser atribuidos a otros usuarios. Los usuarios acogidos a la Ley No 45 de 4 de agosto de 2004 son responsables de las inversiones en los equipamientos e instalaciones requeridas para llegar a vincularse al Sistema de Transmisión.

La ASEP velará por que, durante el proceso de otorgamiento de concesiones y licencias de generación, no se fraccionen las instalaciones de generación, con el fin de evitar el pago adicional por el servicio de transmisión. En los casos en que se dividen las licencias o se conectan varios usuarios o grupos de generadores en un mismo punto, y la capacidad total supere los 10 MW, se deberá abonar los cargos de transmisión correspondientes según la capacidad total instalada y la energía inyectada en el punto de conexión con ETESA. El responsable de estos pagos será el usuario que se conecta de forma directa y tenga el contrato como usuario directo con ETESA.

Comentario:

La ley 45 fue creada con la intención de incentivar el desarrollo de proyectos renovables. En dicha ley se otorgaron beneficios arancelarios, financieros y exoneración del pago de cargos de transmisión para plantas cuya capacidad sea menor a 10MW.

Considerando las licencias, la viabilidad otorgada y la cantidad de proyectos que se prevé que ingresen al sistema en el futuro con capacidad menor a 10MW, podríamos alcanzar despachos renovables en condiciones no favorables para los ingresos de ETESA

Entre 2017 y 2024, los ingresos no percibidos debido a la aplicación de la Ley 45 se han duplicado debido al aumento de la generación solar, especialmente por el incremento de proyectos con capacidad menor a 10 MW. Esto limitará significativamente los ingresos de ETESA. A continuación, se muestran las cifras dejadas de percibir desde el 2017

Año	1er semestre	2do semestre	Ingresos Adicionales No Percibidos	Total	% NR
2017-2018	2,023,309	1,528,192		3,551,502	2.53%
2018-2019	1,886,954	1,343,047	29,104	3,259,105	2.76%
2019-2020	1,906,375	1,456,206	139,866	3,502,447	2.77%
2020-2021	1,835,076	1,628,119	221,464	3,684,658	3.14%
2021-2022	2,491,181	2,465,364	231,168	5,187,713	4.65%
2022-2023	2,845,310	2,526,777	728,951	6,101,037	5.67%
2023-2024	3,051,577	2,747,411	1,162,409	6,961,396	6.66%
Totales	16,039,782	13,695,116	2,512,961	32,247,858	

Nota: Los ingresos adicionales no percibidos son aquellos correspondientes a las nuevas inversiones reconocidas por ASEP.

Tal como se muestra en el cuadro anterior el porcentaje de los ingresos no recaudados ha aumentado sustancialmente, bajo estas circunstancias, resulta insostenible realizar inversiones y mantener el balance financiero de ETESA. La proyección de entrada en operación de nuevos proyectos de generación solar menores a 10MW agravaría la situación de ETESA llegando al punto en que el porcentaje no recaudado podría superar el porcentaje de rentabilidad de la empresa establecido por la ASEP en 7.3% para el pliego de cargos 2021-2025.

En la práctica hemos recibido solicitudes de acceso para parque solares que evidencian claramente la intención de acogerse al beneficio de exoneración de los cargos de transmisión, por ejemplo, el proyecto Palma Solar con una capacidad de 300MW dividido en 30 proyectos, el proyecto Americana Solar 90MW, 9 Proyectos de 9.9MW, Solar Pro, EcoSolar 1, 2, 3, 4 y 5, PanaSolar 4, 5, 6, 7, 8 y 9, Jaguito Solar 1, 2, 3, Alanje Solar 1, 2 y 3 entre otros.

**Comentarios de Centro Nacional de Despacho
CND**

CONSULTA PÚBLICA No.018-2024-ELEC

Modificación al Reglamento de Transmisión

Resolución AN No. 19747-Elec del 2 de diciembre de 2024

Artículo 6:

Contingencia: Pérdida abrupta no programada de un elemento o múltiples elementos, del Sistema Principal de Transmisión.

Se comprende que estos comentarios están enfocados al Reglamento de Transmisión. Sin embargo, una contingencia, independientemente del tipo que sea, no solo abarca al Sistema Principal de Transmisión (SPT), sino a todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Por ejemplo, al agregar la definición al artículo 6, no se contemplarían a esta definición, las líneas de 115 kV propiedad de los agentes distribuidores.

Es importante que esta definición abarque todos los elementos, ya que la pérdida de estos es una contingencia.

O tener claro en la definición propuesta, que es para contingencias que pertenecen al Sistema Principal de Transmisión. Pero no se puede mantener SPT para la palabra contingencia, que es general.

Artículo 22:

- *“Una empresa que presta el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema Principal de Transmisión tendrá los siguientes derechos:*
 - e) Establecer y presentar al CND la capacidad de cada instalación de su propiedad, junto con los estudios correspondientes. No obstante, los límites operativos de las líneas de Transmisión resultantes de aplicar las normas de calidad de servicio del presente Reglamento, incluyendo problemas de sobrecarga, estabilidad de tensión, dinámica o transitoria, serán fijados por el CND de acuerdo con los criterios y procedimientos que se establecen en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación”.*

Se agrega el siguiente literal:

- i) **Solicitar al CND la ejecución de las maniobras necesarias para la conexión de todo equipamiento contenido en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional. mismas que serán aprobadas, siempre y cuando no ocasionen problemas de desabastecimiento de la demanda y el sistema pueda operar de manera segura v confiable”.***

Se tienen los siguientes comentarios:

- a) Apreciamos para el punto e) pareciera que tomaron la redacción del CND, que fuese comentada en la última propuesta que se emitió al Reglamento de Transmisión, por lo cual no tenemos comentarios adicionales.
- b) Comentarios al nuevo literal i): En este caso debería tratarse de una coordinación con el CND a través de los protocolos correspondientes a la instalación.

Así también, el CND, como operador del sistema puede aprobar las maniobras para la conexión de los equipamientos, sin embargo, no es apropiado que sea el CND quien dicte en primera instancia las maniobras necesarias para la conexión de los equipamientos, ya que es el dueño del equipo quién conoce a la perfección su instalación y puede exponer mejor las maniobras correctas a realizar con su equipo. Deberían aclarar cuál es el punto de esto o qué se busca, ya que todo se debe hacer de la forma más óptima porque estamos hablando de seguridad del sistema.

El dueño de la instalación debe proponer las maniobras de conexión y el CND, como operador, debe aprobar dichas maniobras.

Adicionalmente, a qué se refiere en todo el contexto "...para la conexión de todo equipamiento contenido en el Plan de Expansión..." (subrayado nuestro)

Dependiendo del tipo de tecnología, que se instale una planta puede abarcar un sin número de maniobras (Libranzas) en sistema de transmisión para culminar su conexión y que no necesariamente causen desabastecimiento y ocasionar una mala operación en el SIN; pero que impliquen afectación en otro agente, que al avalar los trabajos se debe entender que está de acuerdo en lo que ocurra en dichas maniobras por ende un acuerdo entre partes, por ejemplo.

Artículo 33 A

- "La conexión de un nuevo generador, auto generador o cogenerador, de forma directa o a través de otro usuario del Sistema de Transmisión deberá ser autorizada por ETESA y dicha solicitud tendrá que ser acompañada, con copia al CND, de lo siguiente:
 1. La solicitud escrita donde expresa su deseo de conectarse al SIN.
 2. Toda la información técnica relativa a su proyecto de generación.
 3. Los correspondientes Estudios Eléctricos realizados por el solicitante, que demuestren que su conexión no afectará de manera adversa al Sistema de Transmisión o al otro usuario del Sistema de Transmisión Utilizando las premisas y la base de datos del SIN suministrada por ETESA. La base de datos y premisas para el desarrollo de los Estudios Eléctricos será proporcionada en un plazo no mayor de 30 d/as ca/calendario luego de la firma de un acuerdo de confidencialidad.

Quando la conexión se realice a través de otro usuario del Sistema de Transmisión ETESA deberá coordinar con el otro usuario del Sistema de Transmisión el contenido de la base de datos y premisas de los estudios, y será proporcionada en un plazo no mayor de 30 días hábiles luego de la firma de un acuerdo de confidencialidad.

- a) Comentarios al Artículo 33 A: De acuerdo con este mismo reglamento se establece la coordinación para los estudios de conexión junto con los plazos (Artículo 45)
- b) Punto 3, Este tema se atiende en el Artículo 42 del Reglamento de Transmisión. Si se desea incluir los plazos para la entrega de la base de datos, esto debería incluirse en el Artículo 42.

Artículo 40 A

- *” En el caso de una empresa distribuidora del servicio eléctrico o un gran cliente, que se conecte a la red de transmisión a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, una vez cumplidos los requerimientos establecidos en el presente Reglamento, deberá comunicar por escrito al CND que esta demanda o ampliación de instalaciones existentes está en condiciones técnicas de conectarse al SIN. Además, previo a la aprobación de la solicitud, suministrará copia de nota de viabilidad de conexión o contrato de acceso con dicho usuario “.*

- a) Debe aclararse en la redacción quién es el que debe comunicar por escrito al CND.

Artículo 41 A y Artículo 41 B

- *“La solicitud de acceso presentada a ETESA por parte de un generador, autogenerador o cogenerador que pretenda conectarse a la Red de transmisión deberá ir acompañada de lo siguiente:*
 1. *La información indicada en el Capítulo III y IV de las Normas para la Expansión del Sistema del Reglamento de Operación. Si la solicitud se hace a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, previo a la aprobación de la solicitud deberán presentar copia de nota de viabilidad de conexión o contrato de acceso con dicho usuario*
La Solicitud de Acceso debe ser acompañada con una copia de la resolución que otorga el derecho de Concesión, o licencia provisional o copia del certificado provisional de Autogenerador o Cogenerador, emitido por la ASEP Y en estado vigente.

2. Los Estudios requeridos que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso y que demuestren que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión y que el mismo operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente reglamento. Los Estudios requeridos son.
 - a. Estudios de Flujos de Carga. orientados a identificar sobrecargas térmicas en las Líneas Y transformadores e incumplimientos de los niveles de tensión en las subestaciones del Sistema de Transmisión y a otro usuario del Sistema de transmisión de ser el caso. El análisis deberá incluir la evaluación del sistema en estado N ante contingencias N-1
 - b. Estudios de Estabilidad de Voltaje: orientado a determinar la necesidad de equipamiento para el control de tensión y reserva reactiva en aquellos nodos donde sea necesario
 - c. Estudios de Estabilidad Transitoria: orientados a determinar condiciones de inestabilidad en el dominio del tiempo ante la ocurrencia de fallas
 - d. Estudios de Codo Circuito: orientados a identificar corrientes de cortocircuito en las subestaciones del Sistema de Transmisión y al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso.
3. En el caso de los generadores, autogeneradores o cogeneradores que tengan una capacidad instalada menor o igual a 10 MW el estudio de interconexión debe contemplar solamente los literales a, b y c del punto 2.

En el caso de que la Solicitud de Acceso se realice en un punto de conexión que, de manera directa o indirecta, se conecte a un punto del Sistema de Transmisión que supere los 10 MW, se deberán cumplir con los requisitos establecidos en los puntos 1) y 2).
4. En adición a lo indicado en el punto 2, los generadores auto generadores o cogeneradores presentarán.
 - a. Certificaciones análisis de los laboratorios en fábrica o laboratorios reconocidos donde indiquen que los equipos principales a instalar cumplen con los estándares de calidad de energía establecidos en las normas internacionales que

- apliquen y que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso.
- b. Para el caso de centrales eólicas / centrales solares, las certificaciones y análisis deben cubrir el cumplimiento de lo establecido en los Códigos de Redes vigentes, en donde se describen los requerimientos específicos v generales necesarios para conectar los generadores eólicos y solares al Sistema Interconectado nacional.
 - c. Los generadores eólicos Y solares deberán cumplir todo lo establecido en el Código de Redes respectivo. De acuerdo con la capacidad de la planta que realiza la solicitud.
5. En el caso específico de generadores, auto generadores o cogeneradores que se conecten directamente a la red de las empresas distribuidoras, sólo presentarán lo establecido en el punto 4 y la viabilidad de acceso otorgada por la empresa distribuidora
6. La información a suministrar deberá ser compatible con la herramienta Tecnológica utilizada por ETESA. Estos estudios deberán demostrar que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión.
7. Los SAEb presentarán.
- a. Certificaciones análisis de los laboratorios en fábrica o laboratorios reconocidos donde indiquen que los equipos a instalar como/en con los estándares de calidad de energía establecidos en las normas internacionales que apliquen y que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso.
 - b. Estudios de Calidad de Energía para el Análisis de Armónicos”.

Se adiciona el artículo 41B:

- "La Solicitud de Acceso presentada a ETESA por parte de un distribuidor o Gran cliente que pretendan conectarse a la Red de transmisión, deberá ir acompañada de lo siguiente:
 1. La información indicada en el Capítulo IV de las Normas para la Expansión del Sistema del Reglamento de Operación.

2. Los Estudios requeridos que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso y que demuestren que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión Y al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso. Y que se operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente reglamento. Los Estudios requeridos son.
 - a. Estudios de Flujos de Carga. orientados a identificar sobrecargas térmicas en las líneas y transformadores e incumplimientos de los niveles de tensión en las subestaciones del Sistema de Transmisión v al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso. El análisis deberá incluir la evaluación del sistema en estado N ante contingencias N-1.
 - b. Estudios de Costo Circuito: orientados a identificar problemas de corrientes de cortocircuito en las subestaciones del sistema de Transmisión y al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso.
 - c. Estudios de Coordinación de Protecciones: permiten analizar y garantizar la correcta coordinación de los dispositivos de protección en el sistema eléctrico, asegurando la eficacia y confiabilidad de las medidas de seguridad”.

Se tienen los siguientes comentarios:

- a) Se aprecia que incorporaron lo que la Empresa de Transmisión S.A propuso en el Reglamento de Operación ante el Comité Operativo mediante informe CO-14-2024. que aun se mantiene pendiente de aprobación por parte de la Autoridad Nacional de los Servicios públicos (ASEP).
- b) Artículo 41 A: Debe quedar claro si se refiere a Gran Autogenerador o a cualquier autogenerador.
- c) Artículo 41 A Punto 2, subpunto a) Se tendrá alguna consideración especial para los autogeneradores y/o cogeneradores, en caso de que éstos consuman de la red y no cubran toda su demanda con su capacidad instalada?
- d) Artículo 41 A Punto 2, subpunto a) Los estudios de coordinación de protecciones no fueron incluidos como parte de los estudios requeridos.
- e) Artículo 41 A Punto 3, debiera decir capacidad instalada menor a 10 MW
- f) Artículo 41 A Punto 5: El cumplimiento del punto 4 incluye igualmente el cumplimiento del punto 2 del referido artículo.
- g) Artículo 41 A Punto 6. La herramienta tecnológica debe referirse al programa utilizado para realizar los estudios eléctricos de conexión (flujos de carga, estabilidad de tensión, estabilidad dinámica, estabilidad transitoria y cortocircuito).

- h) Artículo 41 A Punto 7: Se aprecia que agregan los SAEB, y estos no están definidos en ningún lugar del Reglamento de Transmisión. Adicional, se debería incluirse el estudio que derivó en el diseño del SAEB y la aplicación que tendrá. No se hace la salvedad de si esta información para los SAEB corresponde a cualquier tipo de conexión o sólo conexión a la red. Tampoco si se requiere algo en particular para usos en instalaciones existentes.
- i) Típicamente los estudios de calidad de la energía se realizan posterior a la instalación e inicio de operación en pruebas de una instalación. En este caso, en que se solicita como parte de la solicitud de conexión, debe especificarse lo que se espera recibir como estudio en este apartado.
- j) Artículo 41 B Evaluar si es necesaria la entrega de información asociada al comportamiento de la carga a conectarse.

Artículo 50

- *“La puesta en servicio de una conexión será autorizada por ETESA cuando el Solicitante ha cumplido con lo siguiente.*

...

- c) *Aprobación por parte del CND del diseño y optimización de los sistemas de control y protecciones de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Operación, **Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y Código de Redes fotovoltaico y eólico, así como cualquier normativa que aplique y se encuentre vigente para estos tipos de centrales.** En esta etapa, previa a la puesta en servicio, el agente realizará los, estudios necesarios para ajustar y optimizar los equipamientos de control como son: sistemas de estabilización, características de excitación, curvas de capacidad, sistemas de compensación, control de perturbaciones producidas por la demanda, etc., para asegurar el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo.*

...

- e) *Ensayos de campo para verificar el adecuado funcionamiento del equipamiento de acuerdo a lo que se establezca en los Reglamentos de Transmisión, Operación, Comercial, **Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, Código de Redes Fovoltaica, Eólico y Metodología de detalle, así como cualquier normativa que, y se encuentre vigente para estos tipos de centrales,** sujetas a la aprobación de ETESA y el CND.*

...

- h) ***Para la puesta en servicio de una conexión indirecta a la RTR en el país, la misma será autorizada por ETESA y por la empresa a la cual se conecta el Solicitante en caso de ser distinto a ETESA, requiriéndose, además de lo anterior, y cuando exista una solicitud de EOR, el cumplimiento de numeral 16.1.3 del Libro III del RMER***

Se tienen los siguientes comentarios:

- a) Puntos c y e) De manera general, Las especificaciones señaladas para el cumplimiento de las centrales solares y eólicas deben hacerse extensivo a las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, biomasa.
- b) Punto c) No se debe incluir el RMER como parte de la aprobación por parte del CND, ya que es competencia del EOR las aprobaciones regionales. Cabe destacar que el EOR dará la aprobación final de la parametrización de los sistemas de control y protecciones, de acuerdo con lo dispuesto en el RMER.
Considerando que en esta redacción se indica que la aprobación del CND deberá ser en base a lo establecido en el RMER, sería más oportuno indicar en otro literal que la solicitante debe cumplir con lo estipulado en el RMER. Y dejar el literal C, de acuerdo con lo establecido en la normativa nacional solamente
- c) Punto e) No se debe incluir el RMER en este listado porque es competencia del EOR validar estos cumplimientos a nivel regional.

Artículo 77

El Informe de Diagnóstico deberá contener y cumplir, como mínimo, con lo siguiente:

- d) *Los datos de demanda y generación que se consideren para el diagnóstico de la situación actual del sistema de transmisión deberán ser los más actualizados que disponga el CND a nivel de barras del SPT, mientras que las demandas y generación para el segundo año deberá tomarse del estudio del último Plan de Expansión aprobado, desagregado a nivel de barras del SPT **para los dos años de alcance del estudio.***
- e) *En el diagnóstico de la situación actual y para el muy corto plazo se deberán realizar al menos los siguientes estudios:*
- *Análisis de Flujos de Carga*
 - *Análisis de Cortocircuitos*
 - *Análisis de Contingencias **simples***
 - *Análisis de Estabilidad de **tensión***
 - ***Análisis de Régimen dinámico***
 - *Análisis de la incorporación al SPT de la generación Eólica y Solar”*
- a) Cabe destacar que la información del Plan de expansión aprobado a la fecha de confección del informe puede no ser la más actualizada, como dice en la primera parte del párrafo. Por ejemplo, a la fecha el último plan de expansión aprobado es del 2022-2036, es decir, que este no tiene la información

actualizada a la fecha como para tomar dicha información por lo menos para el primer año del estudio Diagnóstico.

Por el impacto tan significativo que tiene el informe diagnóstico, la información que maneje debe ser por lo menos la más actualizada, ya que los desfases con respecto a lo real podrían causar desviaciones significativas en el planeamiento y seguridad operativa.

- b) Esta adición discrepa de lo indicado al inicio de este literal. Considerando que la información del CND es actualizada con mayor frecuencia y refleja la previsión reportada directamente por los consumidores, se debe mantener que para el primer año se reflejen la información más actualizada de las que dispone el CND.
- c) Lo lógico debería ser que el CND utilice los datos de los que dispone para realizar los análisis. De lo contrario, es recomendable que ETESA realice estos los análisis e informe con la información que maneja en el corto plazo del plan de expansión.

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.

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.

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 del 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”.

- a) EL margen de reserva es un tema operativo que debería abordarse en el Reglamento de Operación, por ejemplo. El margen de reserva es típico para los sistemas y pareciese que se trata de que el CND realice un estudio particular en conjunto con ETESA. Ya en los estudios eléctricos desde el punto de vista operativo que realiza el CND se analizan los márgenes de reserva reactiva, por lo que es duplicar los análisis.
- b) Adicionalmente, esto debe ser parte de lo que se verifique en el Plan de Expansión de la Transmisión, para determinar el requerimiento de incorporación de adiciones o ampliaciones a los activos que forman parte de la reserva reactiva en la red de transmisión.
- c) Adicionalmente, con relación al párrafo **“Dicho margen de reserva debe ser determinado por el Centro Nacional de despacho en conjunto con ETESA e informado a la ASEP” (Subrayado nuestro)** este párrafo se debe especificar, qué clase de reserva. Debe referirse a margen de reserva reactiva, se debe tener en cuenta que actualmente no se tiene una metodología para la determinación de la reserva de potencia reactiva necesaria, así que esta inclusión en el Reglamento de Transmisión debe venir acompañada de establecer una metodología para determinar la reserva de potencia reactiva necesaria. También se debe establecer el tiempo de revisión de esta reserva de potencia reactiva.
- d) Es importante mencionar, que a nivel regional a nivel normativo tampoco se cuenta con un valor.

Artículo 119

“Las empresa 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 fo/erados" del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple.

HORARIO	Vigencia de la norma:			
	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5
	A partir del 1 de enero hasta el 30 de abril de 2005	A partir del 1 de mayo hasta el 31 de Diciembre de 2006	A partir del 1 de enero de 2007	A partir del 1 de julio de 2025
Horas de Valle Nocturno de: 10:00 p.m. a 7:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)	dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
Resto del día	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(+)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)

- a) En el Valle Nocturno debería mantenerse un mayor valor del FP, quizás 0.95(-) a 1.00 (-). Como está la propuesta mantiene la responsabilidad de la compensación del reactivo de la carga en el Transmisor.

Artículo 121

*B. Las empresas generadoras conectadas a las redes de Media Tensión de una distribuidora, deberán operar sus centrales con un Factor de Potencia de 1.00 (Unitario), con el fin de no afectar los niveles de tensión de la red de distribución a la cual están conectados, excepto en casos de emergencia cuando reciban instrucción directa del CND de operar fuera de dicho valor, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 132 del presente Reglamento. **Se exceptúan las centrales eólicas y fotovoltaicas las cuales deben operar de acuerdo con sus respectivos códigos de redes**.*

- a) Del siguiente cambio deber revisarse la referencia "Artículo 132" en el R.T. vigente eso corresponde a "Artículo 132 El crédito total será igual a la Reducción Tarifaria anual en balboas,"
- b) Y parece ser que se quedó de la versión de 2005 del R.T. que indica otra cosa.

Sección VII.1.1. A Confiabilidad de los Generadores de Gran Tamaño Conectados al Sistema Principal de Transmisión

Comentario:

De manera general, de la sección como tal no se entiende porque algo relacionado con los generadores, eventos, esquemas de desligue de carga van a ser contenidos en el Reglamento de Transmisión. Se tiene el reglamento de Operación y Metodologías de detalle correspondientes para estos temas.

Comentarios respecto a las modificaciones propuestas en los **artículos 103A, 103B, 103C, 103G, 103H, 103I**

Donde dice

Artículo 103A. Para efectos de este reglamento, se considerará que un Generador es de Gran Tamaño, cuando su capacidad instalada exceda los 200 MW. Este mismo límite será extensible para el caso de los autogeneradores y/o cogeneradores.

Comentario:

- a) Se debe considerar como central de generación mayor a X cantidad de MW, ya que hay centrales como las de ciclo combinado que, por su tecnología, aunque tenga generadores menores a 100 MW, una pérdida del suministro de gas, que por lo regular viaja a través de una misma fuente, implicaría la pérdida completa del plantel cuyo impacto es negativo para el sistema. Por lo anterior, debe especificarse si es un generador como tal de 200MW o una central con n unidades que llegue o sobre pase esa capacidad.
- b) Así como se ha incluido esto, se debe incluir estas afectaciones de grandes centrales en nuestro sistema, en la parte de seguridad operativa.
- c) No se especifica si es una capacidad como sumatoria de todas sus unidades o como unidad individual, favor aclarar.

Donde dice

Artículo 103B. Los Generadores de Gran Tamaño procurarán que su operación no afecte la confiabilidad del Sistema de Transmisión. Para tal efecto, los generadores, autogeneradores y/o cogeneradores que, debido a su Gran Tamaño, requieran la implementación de Esquemas de Desconexión de carga, procurarán que su operación no provoque la activación de dichos esquemas.

Comentario:

Esto debería circunscribirse a su operación normal. Los esquemas están para atender contingencias.

Donde dice

Artículo 103C. El CND deberá llevar los registros de los eventos producidos por los generadores, autogeneradores y/o cogeneradores de Gran Tamaño, que provoquen la activación de esquemas de desconexión de carga, tanto los asociados a cada una de las plantas, como los esquemas generales que afecten a todo el sistema. Los registros deberán llevarse por planta y contener toda la información relacionada a los eventos en que la planta sea la causante del Desligue de Carga.

Comentario:

Con relación a este artículo, le recordamos que el CND, mediante la Metodología de Informes de Eventos (MIE) lleva el registro de los eventos del SIN, adicional en el Reglamento de Operación se tienen consideraciones para registro de eventos.

Donde dice

Artículo 103G. Los generadores, autogeneradores y/o cogeneradores que, debido a su Gran Tamaño, estén asociados a un esquema de desconexión de carga, deberán compensar a los participantes consumidores a través del pago de una penalidad, cuando existan niveles de confiabilidad anuales que sobrepasen los límites establecidos en el presente Reglamento, para los indicadores CECG y TTECG.

El monto de la penalidad se asignará como un crédito a los participantes consumidores que pagan el Servicio Auxiliar de Seguimiento a la Demanda, en el Documento de Transacciones Económicas. En el caso de los participantes consumidores que sean empresas distribuidoras, los mismos trasladarán los montos a los clientes regulados.

Comentario:

- a) En los artículos adicionados no se especifica si se trata de una condición de operación comercial para estos generadores, autogeneradores y/o cogeneradores de gran tamaño. Tampoco se especifica si la anualidad a considerar es de enero a diciembre de cada año ni se detalla si se contabilizarán dependiendo de si la causa es propia o de un tercero.
- b) En la norma en donde se vaya a considerar estos artículos, se debe considerar una definición en el glosario de la norma y ésta debe validarse con las definiciones establecidas en el Reglamento de Autogeneradores y Cogeneradores para evitar discrepancias en las definiciones.
- c) Adicionalmente, se debe considerar cuando la actuación de los EDC del generador sea ocasionada por eventos en el SER incluso a nivel del SEP de México.
- d) ¿En qué norma regional, se ve, que debe exigir el agente generador nacional al generador de otra área de control, dicha compensación?

Donde dice

Artículo 103H. Para el cálculo del monto de la penalidad indicada en el artículo anterior, la Energía No Servida se valorará a 1,850 B./MWh que es el aplicado en las Normas de Calidad del Servicio de Transmisión.

Las penalizaciones estarán dadas por las siguientes fórmulas:

Para el CECG:

$$\text{Penalización} = \left[\frac{(\text{CECG} - \text{CECGlimite})}{8760} \right] * \left(\frac{\text{TTECG}}{\text{CECG}} \right) * \text{Energía Anual (MWh)} * \text{CENS (B./MWh)}$$

Para el TTECG:

$$\text{Penalización} = \left[\frac{(\text{CECG} - \text{TTECGlímite})}{8760} \right] * \text{Energía Anual (MWh)} * \text{CENS (B./MWh)}$$

Comentario:

La energía Anual (MWh) está asociada a la demanda de energía del Participante Consumidor que participa en el esquema de desconexión de carga implementado por el generador, autogenerador o cogenerador de gran tamaño.

Donde dice

Artículo 103I. En el caso que los límites de ambos indicadores, CECG y TTECG, hayan sido superados en la evaluación anual, la compensación a los participantes consumidores corresponderá con aquel que presente el mayor monto de penalidad. De presentarse que sólo se supera el límite de solo un indicador, la penalización corresponderá a la fórmula correspondiente del indicador que se incumple.

Comentario:

Al igual que lo comentado en el artículo G, anterior si la actuación del EDC del generador nacional es provocado por un evento en el SER, se debe considerar.

Se tienen los siguientes comentarios:

- d) De manera general, de la sección como tal no se entiende porque algo relacionado con los generadores, eventos, esquemas de desligue de carga van a ser contenidos en el Reglamento de Transmisión. Se tiene el reglamento de Operación y Metodologías de detalle correspondientes para estos temas.
- e) Artículo 103 A: Se debe considerar como central de generación mayor a X cantidad de MW, ya que hay centrales como las de ciclo combinado que por su tecnología, aunque tenga generadores menores a 100 MW, una pérdida del suministro de gas, que por lo regular viaja a través de una misma fuente, implicaría la pérdida completa del plantel cuyo impacto es negativo para el sistema. Por lo anterior, debe especificarse si es un generador como tal de 200MW o una central con n unidades que llegue o sobre pase esa capacidad.
- f) Artículo 103 A Adicional, así como se ha incluido esto, se debe incluir estas afectaciones de grandes centrales en nuestro sistema, en la parte de seguridad operativa.
- g) Artículo 103 A Adicional, no se especifica si es una capacidad como sumatoria de todas sus unidades o como unidad individual, favor aclarar.

- h) Artículo 103 B: Esto debería circunscribirse a su operación normal. Los esquemas están para atender contingencias.
- i) Artículo 103C: Con relación a este artículo, le recordamos que el CND, mediante la Metodología de Informes de Eventos (MIE) lleva el registro de los eventos del SIN, adicional en el Reglamento de Operación se tienen consideraciones para registro de eventos.
- j) Artículo 103 G: En los artículos adicionados no se especifica si se trata de una condición de operación comercial para estos generadores, autogeneradores y/o cogeneradores de gran tamaño. Tampoco se especifica si la anualidad a considerar es de enero a diciembre de cada año ni se detalla si se contabilizarán dependiendo de si la causa es propia o de un tercero.
- k) En la norma en donde se vaya a considerar estos artículos, se debe considerar una definición en el glosario de la norma y ésta debe validarse con las definiciones establecidas en el Reglamento de Autogeneradores y Cogeneradores para evitar discrepancias en las definiciones.
- l) Adicionalmente, se debe considerar cuando la actuación de los EDC del generador sea ocasionada por eventos en el SER incluso a nivel del SEP de México.
- m) ¿En que norma regional se ve que debe exigir el agente generador nacional al generador de otra área de control dicha compensación?
- n) Artículo 103H. La energía Anual (MWh) está asociada a la demanda de energía del Participante Consumidor que participa en el esquema de desconexión de carga implementado por el generador, autogenerador o cogenerador de gran tamaño.
- o) Artículo 103 I) al igual que lo comentado en el artículo G, anterior si la actuación del EDC del generador nacional es provocado por un evento en el SER, se debe considerar.