

Panamá, 14 de enero de 2025

CONSULTA PÚBLICA No.018-24-Elec

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, APROBADO MEDIANTE LA RESOLUCION JD-5216 DE 14 DE ABRIL DE 2005 Y SUS MODIFICACIONES, QUE SURGE COMO RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DEL PRECITADO REGLAMENTO.

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

ELÉCTRICA METRO OESTE

1

*Documento recibido
18/1/25 P*





Señores

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

Edificio Office Park

Vía España y Fernández de Córdoba

Primer Piso

Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario

DIR-SJ-33-25

14 de enero de 2025

CONSULTA PÚBLICA No.018-24-Elec

PROPUESTA DE “MODIFICACIÓN DE REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN”

Estimados señores:

Por este medio, nosotros la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN METRO OESTE, S.A.** (en adelante **EDEMET**) comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, nuestras observaciones y comentarios a la **Consulta Pública No.018-24**, que dispone de la propuesta de “Modificación de Reglamento de Transmisión.”

Entendemos la importancia de actualizar y buscar propuestas para modificar el Reglamento de Transmisión con el fin de mejorar el desempeño y la confiabilidad del sistema a través de este reglamento, con lo cual presentamos nuestros comentarios sobre algunas de las modificaciones propuestas. Nuestro objetivo es contribuir constructivamente al proceso de consulta, destacando aspectos críticos y proponiendo mejoras que consideramos esenciales para la operatividad y eficiencia del sistema de transmisión eléctrica y de todos los agentes que formamos parte. Adicionalmente, reiterar los comentarios remitidos a la ASEP mediante nota CM-952-24 en referencia a las experiencias que se han dado a lo largo de los años al respecto de los procedimientos y metodologías tarifarias de transmisión y su facturación.

Artículo 50

Propuesta ASEP:

- **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 Fotovoltaico, Eólico y Metodologías de Detalle, así como cualquier normativa que aplique y se encuentre vigente para estos tipos de centrales, sujetas a la aprobación de ETESA y el CND.*

Propuesta EDEMET

Artículo 50

Literales c) y e)

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 **(en los casos que aplique)** y **Código de Redes Fotovoltaico y Eólico**, así como cualquier normativa que aplique y se encuentre vigente para estos tipos de centrales, **al momento de la solicitud**. En esta etapa, previa a la puesta en servicio, se realizarán 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 con lo que se establezca en los Reglamentos de Transmisión, Operación, Comercial Reglamento del Mercado Eléctrico Regional **(en los casos que aplique)** y **Código de Redes Fotovoltaico y Eólico** y Metodologías de Detalle, así como cualquier normativa que aplique y se encuentre vigente para estos tipos de centrales, **al momento de la solicitud**, sujetas a la aprobación de ETESA y el CND.

Comentarios:

No todas las conexiones requieren la aprobación del Ente Operador Regional. Por lo tanto, es esencial identificar y especificar claramente las normativas vigentes al momento de la solicitud, así como tener en cuenta que podrían aplicarse modificaciones o actualizaciones a estas regulaciones.

Artículo 119

Artículo 119:

Donde dice:

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 tolerados" 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:		
	Período 2	Período 3	Período 4
	A partir del 1 de enero de 2003 hasta el 30 de abril de 2005	A partir del 1 de mayo de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006	A partir del 1 de enero de 2007
Horas de Valle Nocturno de: 10:00 p.m. a 5:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	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(-)

Propuesta EDEMET:

Mantener el artículo sin modificación.



Comentario:

Nuestra propuesta es mantener el Horario Valle Nocturno 10:00p.m. a 5:00a.m., basado en las siguientes consideraciones:

1. El Nodo de Panamá Cáceres y Nodo Subestación Mata de Nance, en donde actualmente se cuentan con nuevas líneas de alta tensión (115kV) subterráneas las cuales ante la disminución de la demanda se produce un efecto capacitivo en estas líneas lo que tiene un efecto sobre el factor de potencia, que pasa a estar en adelanto y se ha analizado desde NATURGY que la solución a este efecto es compleja y aunque se haga apertura de todos los bancos de condensadores no se logra compensar este efecto. Es importante considerar que esta situación continuará presentándose a futuro en las nuevas líneas de transmisión subterráneas que se construyan en los centros urbanos producto de la falta de espacio.
2. También se debe considerar el efecto de las líneas ecológicas de redes de media tensión las cuales también tienen una mayor producción de reactivo ante la baja de la demanda.
3. Finalmente, hay que considerar el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, donde se establece que el recargo por bajo factor de potencia se calcula con un promedio mensual de los consumos de kVArh y kWh del período facturado y se podrá aplicar un recargo por bajo factor de potencia cuando incumplan este promedio mensual tres (3) meses consecutivos, lo que contrasta con la *Metodología Específica para la aplicación de los recargos y retribuciones por Incumplimientos en los Niveles de Tensión, Factores de Potencia y Curvas P/Q*, el cual se calcula de forma horaria. Debido a las diferencias de las metodologías, es posible que existan clientes que no estén cumpliendo el factor de potencia en forma horaria y se esté penalizando a la distribuidora con la metodología horaria.

En conclusión, por lo antes expuesto reiteramos nuestra propuesta de mantener el Horario Valle Nocturno actual, de 10:00p.m. a 5:00a.m., debido a que hoy al hacer apertura de todos los bancos de condensadores no se logra mantener el factor de potencia dentro de los parámetros exigidos en el reglamento de Transmisión.

Adicionalmente, se solicita al regulador revisar lo estipulado en el Reglamento de Distribución y Comercialización Título IV, en donde para clientes con demandas superiores a 100kW se haga una evaluación horaria del cumplimiento del factor de potencia, similar a la metodología aplicada en transmisión para las empresas de distribución.

Artículo 121

Propuesta de ASEP:

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.**

Propuesta EDEMET:

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. ***Durante los casos de emergencia donde el CND solicite a las plantas de generación conectadas a la red de distribución operar con un factor de potencia diferente al unitario (1), no se penalizará a la distribuidora por el incumplimiento del factor de potencia en este período.***

Comentario:

Se propone esta modificación ya que recoge periodos de emergencia, donde se estarán siguiendo instrucciones del CND para garantizar la integridad del sistema.

Propuesta adicional de EDEMET

Artículo 141

Reglamento de Transmisión:

Artículo 141 Las mediciones del factor de potencia en los puntos de suministro se obtienen, al igual que en el caso de las tensiones, mediante la utilización de los Sistemas SCADA.

Propuesta EDEMET:

Artículo 141 Las mediciones del factor de potencia en los puntos de suministro se obtienen, al igual que en el caso de las tensiones, mediante la utilización **del Sistema de Medición Comercial (SMEC)**.

Sustento:

Como distribuidora, valoramos altamente la calidad de los datos utilizados para la operación y el cumplimiento regulatorio, y en este sentido, el Sistema de Medición Comercial (SMEC) representa una herramienta más adecuada para este propósito. Esto se debe a que el SMEC es sometido a auditorías anuales que validan su precisión, lo que asegura la confiabilidad de las mediciones y fortalece la transparencia en la gestión de estos datos. Adicionalmente, el uso del SMEC permite una mejor integración con nuestras plataformas operativas y comerciales, lo cual optimiza los procesos internos y asegura que las mediciones cumplan con los más altos estándares de calidad exigidos tanto a nivel técnico como regulatorio. En consecuencia, solicitamos se considere la implantación del sistema SMEC como el método oficial para realizar las mediciones del factor de potencia en los puntos de suministro.

Sin más, quedamos de ustedes,


Cinthya Camargo Saavedra

Adj. Lo indicado