



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

CNEE-41420-2018
GTM-NotaS2018-266

Guatemala, 23 de octubre de 2018

Ingeniero
Gerardo Antonio Salgado Ochoa
Presidente
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE–
5ª Av. 5-55 zona 14, Edificio Europlaza, oficina 1903, Torre I, Guatemala

Estimado Ingeniero Salgado:

En atención a lo dispuesto en la Resolución CRIE-88-2018 mediante la cual, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- ordenó el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 09-2018, convocado para recibir posiciones, comentarios y observaciones a la **“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA RELACIONADA CON: A) LA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS; Y, B) LAS REFORMAS DEL LIBRO II DEL RMER APROBADAS MEDIANTE RESOLUCIÓN CRIE-6-2017, RELATIVAS A LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL (TDTR)”**, tenemos a bien remitir, en anexo al presente oficio, las posiciones, comentarios y observaciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE-, como regulador nacional del subsector eléctrico de la República de Guatemala.

De manera complementaria, esta Comisión amablemente solicita a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, revisar y confirmar que la referida modificación propuesta no contradiga o exceda los preceptos, principios y disposiciones establecidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos.

Sin otro particular, nos suscribimos atentamente,

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira
Presidente

Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco
Director

Ingeniero Julio Baudilio Campos Bonilla
Director





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

ANEXO GTM-NOTAS2018-266

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA RELACIONADA CON: A) LA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS; Y, B) LAS REFORMAS DEL LIBRO II DEL RMER APROBADAS MEDIANTE RESOLUCIÓN CRIE-6-2017, RELATIVAS A LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL (TDTR)

Comentarios y observaciones, previo a la autorización o implementación de las modificaciones normativas propuestas, remitidas por el Ente Operador Regional -EOR-:

Observación No. 1 (De carácter general)

Se solicita que cada vez que se realice una modificación al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, se actualice y publique la versión actualizada del referido reglamento con la respectiva indicación de concordancia con el registro histórico integrado de modificaciones, tomando en cuenta que se han emitido las resoluciones que corresponden a las consultas públicas 03-2017, 05-2017, 01-2018 y 02-2018, y hasta la fecha no existe una publicación con la versión integrada y actualizada del RMER.

Observación No. 2

Se considera necesario establecer un periodo transitorio e indicativo de al menos **UN AÑO**, a través del cual se puedan detectar los impactos que las medidas propuestas tienen sobre los mercados nacionales de la región y, asimismo, se otorgue el tiempo suficiente para que cada país lleve a cabo las acciones de gradualidad técnicas, operativas y de mercado que sean pertinentes para cumplir con la normativa regional que corresponda, conforme los derechos que el Tratado establece.

El periodo transitorio debería permitir, entre otras cosas, que todas las áreas de control, sin excepción alguna, puedan operar sus Controles Automáticos de Generación en modo "*Tie-Line Frequency Bias + compensación de energía intrahoraria*", implementarlos como indica la propuesta establecida en el numeral 16.2.7.1 del libro III del RMER no es funcional y provoca descoordinación.

Asimismo, conforme lo establecido en la propuesta de modificación del numeral 16.2.7.4 del Libro III del RMER, el periodo transitorio debe permitir la coordinación con los reguladores nacionales para llevar a cabo la armonización que corresponda en las regulaciones nacionales para adaptar y dimensionar los márgenes de la reserva rodante de regulación secundaria cumpliendo las disposiciones regionales que se aprueben.

Observación No. 3

Tomando en cuenta que no está establecida la magnitud y efectos que podría tener la propuesta de modificación normativa si se implementa, se considera necesario que, conforme los incisos c.- y m.- del artículo 23 del Tratado Marco, se presente un análisis



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

integral de los impactos a la operación y en los costos que incurrían las áreas de control, dado que no se encuentra consignado en el Informe Diagnostico publicado por la CRIE (<http://crie.org.gt/wp/wp-content/uploads/2018/10/Informe-extraordinario-Diagnostico-septiembre-2018-GM-09-73-2018-GJ-137-2018-GT-16-2018-120918-para-publicar.pdf>) la evaluación de la necesidad y conveniencia de realizar ajustes de la Regulación Regional, que considere una análisis de costo/beneficio para la región, tomando en cuenta que la propuesta tiene un enfoque económico, a partir de un procedimiento técnico. En vista de lo anterior, consideramos que el informe diagnostico no cumple con los objetivos que establece el numeral 2.3.2 del Libro I del RMER.

La propuesta puede en lugar de cumplir uno de los fines del Tratado Marco de propiciar que los beneficios derivados del Mercado Eléctrico Regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región, implicar costos adicionales para dichos habitantes.

Observación No. 4

Dado que la implementación de la propuesta puede implicar costos adicionales en las tarifas para los usuarios del servicio de distribución final de los países de la región,

Consideramos que al ser un procedimiento operativo que trasciende a toda la región, la propuesta que se implemente sobre el tema debería ser de consenso y aceptada por todos los OSOM de la región, al ser dichos operadores los encargados de coordinar, con el EOR, la operación de los sistemas eléctricos como lo establece el artículo 10 del Tratado Marco.

Adicionalmente, conforme lo dispuesto en el numeral 2.3 del Libro I del RMER el informe diagnostico no recoge las observaciones y propuestas presentadas por los OS/OM's en los Informes de Regulación, por lo que no es posible determinar si la CRIE realizó todos los análisis que conforme el RMER debe realizar para lanzar la consulta pública.

Observación No. 5

Implementar lo propuesto por la CRIE implicará **SIEMPRE** costos adicionales para las demandas y en las tarifas de los países de la región, ya sea por la aplicación del procedimiento o por que los países tengan que implementar un mayor margen de reserva rodante en sus áreas de control, para cumplir con los criterios CPS1, CPS2 y DCS, criterios que entendemos que ningún país de la región utiliza o tiene considerada en su regulación nacional. Por lo tanto, se reitera la necesidad de evaluar los posibles impactos económicos que serán trasladados a la demanda de cada país.

Observación No. 6

En función de la observación anterior, debe tomarse en cuenta que el indicador CPS1 del NERC (conforme el capítulo 2 del documento "Performance Standards Reference Guidelines" versión 1 del 15 de junio de 2010) no está diseñado para abordar el problema de flujos de potencia no programados entre áreas de control, o del control de intercambio inadvertido, este indicador determina la participación de las áreas de control en la regulación de la frecuencia y por lo tanto no debería ser un criterio de clasificación de las desviaciones. Existen muchas publicaciones de NERC, que se



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

refieren a los criterios de la propuesta, que debería ser consultadas por CRIE (a las que no hace referencia el informe diagnóstico) para adoptar una decisión o determinar la conveniencia o no de implementar la propuesta.

Observación No. 7

Consideramos necesario que se evalúe la implementación de un mecanismo para la gestión de las rampas de generación, en coordinación con los OS/OM's. Actualmente, el RMER no contempla un mecanismo que gestione las rampas en los cambios de los intercambios en cada hora, por ejemplo, el intercambio puede tener un cambio neto de 600MW (desde un retiro de 300MW hasta una inyección de 300MW), dado que ese cambio puede tornarse muy costoso para las áreas de control, ya sea por la valorización de desviaciones o por la implementación de reserva rodante secundaria adicional

Observación No. 8

Tomando en cuenta las observaciones anteriores, y el análisis sugerido en las observaciones 3 y 6 anteriores, se sugiere que se evalúe algún otro método para la clasificación de las desviaciones de energía, tomando en cuenta la naturaleza del Sistema Eléctrico Regional -SER- y la influencia que la interconexión con el Sistema Eléctrico Mexicano tiene sobre el mismo, para aplicar una metodología que alcance los objetivos conforme el Tratado Marco en beneficio del MER y no en detrimento de las transacciones de energía por la aplicación de un régimen poco factible para la realidad de la región.