

Bogotá D. C., 6 de diciembre de 2016

Doctor
GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas
Ciudad

ASUNTO: Comentarios al proyecto Resolución CREG 176 de 2016

Respetado doctor Castro:

El Consejo Nacional de Operación en ejercicio de las funciones de acordar los aspectos técnicos para garantizar una operación segura confiable y económica del sistema interconectado nacional y ser el ejecutor del Reglamento de Operación, presenta los siguientes comentarios y observaciones a la Resolución CREG 176 de 2016, por la cual se hace público una nueva propuesta de la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, considerando el adecuado desarrollo de la operación y expansión en los STRs y SDLs en Colombia.

En primera instancia, consideramos como aspecto positivo que la Comisión haya tenido en cuenta en la nueva propuesta de la Res 176 de 2016, algunos comentarios que el CNO señaló en la comunicación enviada el 25 de abril de 2016 sobre la propuesta de la Res CREG 024 de 2016. Sin embargo, también existen otros comentarios que no se han tenido en cuenta en la nueva propuesta, por lo cual respetuosamente solicitamos a la Comisión nos permitan conocer las razones para no acogerlos.

A continuación, exponemos los comentarios por temas:

Calidad del Servicio STR

Consideramos que aún se deben revisar otros aspectos para la determinación de la Energía No Suministrada ENS, considerando todas las experiencias obtenidas por parte de los ORs con la aplicación de dicho esquema, tal como lo manifestó el Consejo Nacional de Operación en la comunicación enviada a la CREG el 26 de febrero de 2016 con número de radicación E-2015-001833.

La definición de ENS del proyecto de Resolución, "Energía no suministrada: estimación de la cantidad de energía que no puede ser entregada cuando se presentan eventos en el sistema, realizada con base en las disposiciones que para tal fin se establecen en la regulación vigente", no armoniza con lo establecido en la Resolución CREG 094 de 2012. Se propone a la CREG integrar ésta resolución con la Resolución definitiva de la metodología de remuneración de distribución.

En las zonas excluidas de compensación, reiteramos nuestra solicitud de incluir aquellas zonas que no son radiales y requieren expansión, pero que no son aprobadas por la UPME por tener una relación beneficio-costos menor a uno.

Respecto a los grupos de activos utilizados en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el STR, se presentan casos en los cuales los activos que lo componen son de diferentes ORs, dando lugar a que por solicitudes de consignaciones de emergencia o cambios al programa trimestral de mantenimientos, eventos o finalización de maniobras no reportados en los plazos establecidos o indisponibilidades ocasionadas por un OR en particular, se tengan que ver afectados los otros OR propietarios de activos del grupo. Se propone que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad permitidas deberían ser por activo, permitiendo así que cada OR sea responsable de sus indicadores y que las compensaciones se apliquen a los que realmente no cumplieron con las metas.

Se solicita nuevamente a la CREG aclarar el valor del denominador por 6800 en la fórmula de VHRC (Valor de referencia para cálculo de compensación).

Calidad del Servicio SDL

El cálculo de las variables THC y TVC se indica como una sumatoria de 11 meses, sin embargo el cálculo de la referencia DIUG y FIUG y el cálculo de los indicadores DIU y FIU se realizan sobre un periodo de 12 meses, por lo tanto no hay consistencia entre los periodos de estos indicadores.

En la nueva propuesta se han incorporado cambios significativos en lo relativo a la definición de las metas de calidad y en el diseño del esquema de incentivos y compensaciones. No obstante, se debe evaluar la pertinencia de la instalación del tercer equipo en el 70% de los circuitos. Las longitudes de los circuitos no son estándar, en algunos ORs esta exigencia puede ser válida, mientras que en otros el porcentaje de la exigencia puede ser mayor, dependiendo de las características y topología del sistema de cada OR. Se deben considerar aspectos particulares de los sistemas eléctricos, de tal forma que se identifique la mejor opción, en lugar de exigir una regla general. Por tal razón, proponemos que se le otorgue la facultad al OR para la instalación del tercer equipo (u otros que estén disponibles en el mercado que ayuden a dicha gestión) con base en sus estudios técnicos, longitud de la red y recorrido de los circuitos.

En las exclusiones, se deben tener en cuenta otras exclusiones por fuerza mayor ajenas a la gestión del OR como son zonas rojas, vendavales, actos de terceros (vehículos, etc.), Resolución 1348 de 2009 del MME trabajos en la noche, fuerza mayor, entre otras situaciones.

En relación con el cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI, la metodología internacional excluye interrupciones mayores a 3 minutos. Se debe acoger de esta forma y no como lo plantea el proyecto de resolución que excluye interrupciones mayores a un minuto. Si la CREG define criterios y parámetros comparables de indicadores de calidad de empresas colombianas frente a empresas internacionales, en el mediano plazo se podrán efectuar estudios comparativos que permitirán medir adecuadamente y con exactitud el comportamiento, desarrollo y logro real de metas de calidad en Colombia frente a otros países y de esta forma reevaluar o confirmar las señales de largo plazo.

Un aspecto positivo de la nueva propuesta, es la exclusión de eventos asociados con los trabajos que sean parte del Plan de inversiones aprobado por la CREG. Esto incentiva la ejecución oportuna de los planes de inversión, lo cual incidirá favorablemente en la calidad y confiabilidad de los SDL.

En nuestros comentarios sobre propuestas anteriores solicitamos excluir las interrupciones que se motivan por evidente riesgo para la vida humana. La CREG acogió el comentario para el esquema del STR, pero no lo hizo extensivo para el SDL, por lo que respetuosamente se solicita esta precisión.

Las empresas que operan ZNI y se interconecten al sistema también deben aplicar el esquema de calidad en un plazo de 18 meses. Esta condición es un desincentivo para la interconexión de estas zonas, debido a que las actividades relacionadas con el AOM e inversión difieren sustancialmente de las convencionales en las ZNI. Consideramos que no debe tener los mismos requisitos de cumplimiento, dadas las condiciones especiales de dichas zonas y deberían definirse unos indicadores y requisitos acorde con las necesidades y tipo de usuario. Para mantener unos altos niveles de calidad debido a la lejanía y difícil acceso a estas zonas, la Comisión debería estructurar en forma paulatina condiciones diferentes en metas dentro del esquema de calidad, hasta lograr estándares iguales en el largo plazo. Dado que en comunicaciones anteriores habíamos manifestado el mismo comentario, solicitamos respetuosamente a la Comisión nos permita conocer las razones para no tenerlo en cuenta dentro de la nueva propuesta.

En cuanto al listado de causas de interrupción se sugiere incorporar los códigos de los eventos excluibles, con el fin de facilitar el seguimiento de las causas de eventos e indicadores de calidad.

Se solicita considerar e incorporar como causales de exclusión las indisponibilidades debidas a actos de vandalismo y aquellas originadas por responsabilidad de los clientes (PQR's) u órdenes expresas de una autoridad judicial e igualmente incorporar en las causas de apertura, las fallas asociadas a indisponibilidades del STN y de baja tensión.

Unidades constructivas – Nuevas tecnologías

Se considera importante disponer del detalle de los costos unitarios de las Unidades Constructivas. Se solicita respetuosamente a la Comisión, divulgar el soporte de los costos unitarios y elementos constitutivos de las Unidades constructivas, dado que con los valores totales, tal como se presenta en la Res CREG 176, difícilmente se pueden hacer análisis y comparaciones frente a los costos reales de las empresas. Este tema es relevante para poder realizar trazabilidad de las observaciones que se han presentado en las propuestas anteriores de la CREG. Proponemos que la CREG presente para el análisis y observaciones de los agentes el soporte de la propuesta del capítulo 17 de la resolución, para lo cual es fundamental que la Comisión incluya el detalle de los ajustes realizados después de presentadas las observaciones a la Circular 038 de 2014 y de las resoluciones CREG 179 de 2014 y 024 de 2016 sobre este tema.

El Consejo Nacional de Operación a través de la comunicación E-2014-002196 sometió a consideración de la Comisión el “Estudio Estándares, Arquitecturas y Normativas de las Nuevas Tecnologías para la Gestión de la Distribución”, con el objetivo de tener un referente de las mejores prácticas, arquitecturas y estándares en materia de interoperabilidad de la red de potencia y de sus sistemas de gestión, que permitan aumentar las capacidades en la operación para mejorar la eficiencia, la seguridad y la confiabilidad del sistema.

Sin embargo, vemos que en la definición y conformación de las unidades constructivas de la Res CREG 176 de 2016 no se encuentran los conceptos relacionados con seguridad y ciberseguridad, arquitecturas de gestión, gestión de la medición, ni las Unidades constructivas relacionados con los Centros de control, equipos de comunicaciones y control y sistemas de control de subestaciones relacionados en el estudio. Por lo anterior, solicitamos respetuosamente a la Comisión nos exponga las razones por las cuales estos temas no se encuentran plasmados en la Resolución CREG 176 de 2016. Estamos dispuestos a socializar el estudio y en caso de ser necesario realizar jornadas de trabajo con la Comisión. Consideramos que dentro de la metodología definitiva de remuneración de la actividad de distribución, deben definirse señales regulatorias de corto, mediano y largo

plazo desde el punto de vista de desarrollo tecnológico, en procura de mejorar la operación de los sistemas de distribución de Colombia, incorporar mejores prácticas y lograr un desarrollo tecnológico eficiente con el apalancamiento de los estándares y normativas.

Así mismo, vemos que en la propuesta de Resolución no se plantean señales regulatorias sobre esquemas y soluciones energéticas integrales para zonas remotas y aisladas, a la luz de la ley 1715 de 1994. Dado que algunos OR, están analizando y formulando proyectos para mejorar la cobertura de su área de influencia a través de alternativas energéticas renovables no convencionales, se hace fundamental conocer la visión de la CREG con el fin de incentivar el desarrollo de los sistemas de distribución en forma eficiente y se obtenga una mejor operación integrada en el SIN.

Por otra parte, las Unidades Constructivas propuestas en la Resolución 176 de 2016 no permiten la asimilación integral de los proyectos que actualmente están implementando los Operadores de Red sobre el código de medida (Res CREG 038 de 2014), por lo cual se hace necesario estructurar Unidades constructivas especiales. Sin embargo, pudiera plantearse una propuesta intermedia consistente en estructurar unidades mixtas o combinadas a partir de elementos constitutivos de diferentes Unidades Constructivas, de tal forma que se pueda lograr una mejor similitud a la realidad técnica de los proyectos de los OR. En caso que existieran diferencias sustanciales técnicas, se plantearían unidades constructivas especiales.

Plan de inversión en activos

Sobre los ajustes al plan de inversiones, proponemos precisar que la revisión permitida de los planes puede dar lugar a una revisión completa para los años en cuestión, esto siempre basado en la planeación de corto y largo plazo de cada operador de red y al criterio de Flexibilidad de que trata el Reglamento de Distribución (Res CREG 070 de 1998).

Se requiere que la metodología brinde señales regulatorias que faciliten a los OR la adquisición de áreas de reserva para ampliaciones tanto en subestación como en servidumbres, lo cual permitiría agilizar y viabilizar proyectos de

expansión y ampliaciones futuras, para atender en forma confiable y oportuna las necesidades de la demanda.

Se requiere una mayor claridad de cuál es la responsabilidad de la UPME frente a la aprobación del plan de inversiones de los agentes especialmente en los niveles de tensión 3, 2 y 1, en donde el OR es el responsable de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y mantenimiento de los Sistemas de distribución local.

Se solicita que, en las condiciones para el seguimiento y cumplimiento del plan de inversiones, se excluyan situaciones de fuerza mayor o caso fortuito debidamente soportadas por los operadores de red que impliquen cambios en los cronogramas y/o que generen sobrecostos de los proyectos.

AOM

La Comisión efectuó algunos cambios en la remuneración de los AOM, pero mantiene su propuesta de la aplicación de la eficiencia hallada a través del modelo de frontera estocástica al promedio histórico de AOM, 2009-2014, demostrado por los agentes. No se considera adecuada la aplicación del factor de eficiencia sobre promedio histórico, dado que el modelo de eficiencia captura todas las diferencias y características de los diferentes años. Cada año tiene sus particularidades, necesidades y restricciones. Si una empresa fuera eficiente al 100% no le reconocerían el total de sus costos de AOM. Esto amerita una especial revisión por parte de la CREG.

En la nueva propuesta se brinda la posibilidad de reconocer un mayor AOM a los OR con activos que no disten de más de 20 km del mar, sin embargo, esta mejoría no tiene incidencia en la mayoría de los OR. Las mejoras propuestas en el proyecto de resolución consideran como si todos los OR atendieran sistemas homogéneos desconociendo aspectos propios de la situación colombiana como la ruralidad, problemas de orden público de algunos departamentos de Colombia, en donde la prestación del servicio es dificultosa además de costosa.

Cargos horarios

La propuesta mantiene las mismas consideraciones de la resolución anterior (024/2016) desconociendo el distinto uso que hacen de los sistemas eléctricos los diferentes tipos de usuarios (residenciales, industriales y comerciales) y su ubicación (urbano, rural, altura sobre el nivel del mar). La metodología para el establecimiento de curvas típicas y el mecanismo para la determinación del consumo sin el impulso de sistemas de medición inteligente, no favorecen la eficiencia energética individual ya que la determinación de los cargos se basa en la interpretación de todo un conjunto cuya valoración estaría en manos del LAC sin precisar las responsabilidades de esta entidad sobre los agentes y usuarios.

De acuerdo con lo establecido en la ley 1715 de 2014, le corresponde a la Comisión establecer los mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda y mejora de la eficiencia energética en el SIN, conforme los principios y criterios de ésta ley, las leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin. En la resolución CREG 176 de 2016 existe una propuesta para la determinación de cargos horarios, pero no es claro cuál es la señal regulatoria, la visión de largo plazo y esquema de incentivos para mejorar la eficiencia energética. Consideramos que la CREG debería dar un mayor alcance sobre el tema y fijar esquemas que permitan medir la respuesta de la demanda y la optimización energética.

De otra parte, se debería considerar una revisión de la implementación y efectividad de este esquema en la optimización del uso de la infraestructura, por lo menos a la mitad del periodo tarifario, a fin de realizar los ajustes requeridos en la metodología que permita lograr el objetivo esperado por la propuesta.

Pérdidas de energía

Consideramos positivo que en nivel 1, se haya replanteado la metodología de remuneración de pérdidas, teniendo en cuenta la realidad a la que se enfrentan diversos Operadores de Red para el mejoramiento de indicadores y la gestión integral de pérdidas.

En relación con las pérdidas de nivel 4, el modelo del despacho puede afectar positiva o negativamente la definición del índice de pérdidas de cada Operador de Red, teniendo en cuenta que el pronóstico oficial de demanda utilizado para definir el programa de generación de unidades (Despacho económico) difiere del modelo utilizado para alimentar las cargas del modelo eléctrico (estudios de flujo de carga y estabilidad dinámica), el cual contempla en detalle los elementos de la red del Sistema Interconectado Nacional para el STN, STR y en algunos casos el SDL. El pronóstico oficial de demanda nacional se define por UCPs (Unidades de Control de pronóstico) para cada uno de los periodos del día, estimando en forma global las pérdidas de potencia en el Sistema de transmisión Regional y el pronóstico de potencia de la componente activa demandada el Sistema de Transmisión Nacional.

La desviación del programa de generación de la unidad o unidades de referencia en el sistema, es exactamente igual a la diferencia entre el pronóstico de pérdidas y las pérdidas calculadas en el modelo eléctrico. Esta situación genera una desviación en los flujos de potencia de todo el sistema, y por consecuencia el cálculo de las pérdidas en líneas y transformadores tienen embebido un error, el cual, es más grande en aquellas zonas cercanas eléctricamente a las unidades de referencia. Dado lo anterior, solicitamos a la Comisión revisar la metodología de cálculo del nivel de tensión 4.

Energía Reactiva

Se requiere definir el procedimiento para realizar el cobro del transporte de energía reactiva en el nivel de tensión 4 (STR). No es claro el tema en la Res CREG 176 de 2016.

Falta estipular los parámetros para determinar cuándo se considera energía reactiva inductiva o energía reactiva capacitiva para determinar el costo de transporte de energía reactiva.

Reiteramos la necesidad de disponer de medidas para el control de energía reactiva en los generadores menores, que al maximizar su producción de activa, pueden absorber energía reactiva degradando el voltaje del sistema, cuando lo que se requiere es que puedan proporcionar energía reactiva.



Consejo Nacional de Operación

Se requiere reglamentación para que éstos generadores puedan colocar a disposición del sistema su curva operativa de carga y el OR tenga potestad de regular la entrega de reactivos por parte de estos agentes. De la misma manera debe reglamentarse el manejo de la reactiva en la incorporación de autogeneradores.

Estamos a su disposición para cualquier aclaración adicional.

Atentamente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico