**INFORME CNO 573**

Fecha: octubre 3 de 2019.

**ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:**

1. Las jornadas de Supervisión y Ciberseguridad se llevaron a cabo en Cali con la asistencia de cerca de 70 funcionarios de las empresas, consultores y organismos. El Consejo agradece a EPSA la organización y la logística, que fue todo un éxito.
2. La agenda Congreso MEM 25 está lista (se adjunta para su conocimiento). Se están contactando a los moderadores de los paneles para conocer el procedimiento que quieren aplicar. Previo a la instalación, en la mañana del miércoles 30 de octubre, la SSPD desarrollará un taller en el salón Guacamayas del Hotel Hilton de lanzamiento de la Unidad de Monitoreo de Mercados de la Superservicios, en una jornada de una mañana (9-12m) en el marco del Congreso del Mercado de Energía Mayorista. La idea es tener una introducción por parte de la Superintendente, dos presentaciones de expertos internacionales con un contexto y experiencias en el tema de monitoreo de mercados, y finalmente la presentación de la Unidad y de los principales productos que ha venido desarrollando.

**ASPECTOS TÉCNICOS:**

1. El MINENERGÍA dio respuesta al concepto del CNO dirigido a la Ministra sobre la aplicación del literal b del artículo 3 de la Resolución CREG 119 de 1998[[1]](#footnote-1), dada la programación desde el despacho económico de Demanda No Atendida-DNA en las subáreas Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), Córdoba-Sucre y Bolívar por agotamiento de la red. Dicha respuesta considera el concepto que la CREG envió al CND sobre la aplicación del Estatuto de Racionamiento, en el que la Comisión modificó el concepto inicial sobre el procedimiento aplicable a la actual situación operativa de las subáreas antes mencionadas.

1. El Comité Legal en la reunión 107 del 24 de septiembre de 2019 analizó los antecedentes de la situación operativa de las subáreas Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), Córdoba-Sucre y Bolívar por agotamiento de la red, las solicitudes del CNO, los conceptos de la CREG sobre la aplicación del Estatuto de Racionamiento previsto en la Resolución CREG 119 de 1998 y la normatividad vigente.

Como resultado del análisis realizado y teniendo en cuenta el artículo 88 de la Ley 143 de 1994[[2]](#footnote-2), la CREG debe prever las condiciones de un racionamiento programado de manera clara e inequívoca en el Estatuto de Racionamiento.

Dado que en la actualidad se está racionando de manera programada en cumplimiento de los criterios técnicos del Código de Operación, y que el último concepto de la CREG sobre la aplicación del racionamiento programado desde el despacho económico debido al agotamiento de red, por la falta de expansión NO está enmarcado en una de las causales del Estatuto de Racionamiento[[3]](#footnote-3), el Comité Legal recomienda al Consejo solicitar al regulador hacer las modificaciones a la Resolución CREG 119 de 1998, que reflejen la situación que actualmente se está presentando y que se tiene previsto continúe hasta el año 2021. Adicionalmente se recomienda analizar las implicaciones que el concepto CREG S 2019 – 005159 del 16 de septiembre de 2019 puede tener a nivel de la operación.

1. Se recomienda enviar informes periódicos del avance de las acciones a cargo del CNO y aquellas conjuntas CNO-CND presentadas al MME, las cuales se describen en el cuadro Anexo.
2. AES Colombia presentó en el Comité de Operación el cronograma de actividades del mantenimiento de las unidades 5, 6, 7 y 8 de la central de generación Chivor, que se llevará a cabo entre el mes de diciembre del año en curso y mayo del 2020. Los análisis conjuntos del CND y AES evidencian que, aún con un nivel de embalse del cinco (5) %, las cuatro (4) unidades restantes pueden ser consideradas como generación de seguridad y prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC. Al margen de lo anterior, se acordó en el Comité de Operación conformar un grupo de seguimiento a este mantenimiento, tal como se hizo en su momento durante los trabajos llevados a cabo en la central Guavio.
3. Durante los meses de octubre y noviembre del año en curso se llevará a cabo el mantenimiento de las unidades 1 y 2 de Termoguajira, respectivamente. Bajo esta condición operativa, la subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM) contará con 773 MW (generación interna más límite de transferencia) para atender una demanda máxima de potencia de 760 MW. Adicionalmente, en el Plan Semestral de Mantenimientos II de 2019 se prevén indisponibilidades a nivel del STN sobre la subárea, lo cual tornará más critica la situación (se reduciría el límite de importación actual de 540 MW). En este sentido, si bien el CND podría no autorizar ninguna intervención sobre los activos de transporte por condiciones de seguridad en GCM, ante la falla de Termonorte, o la unidad disponible de Termoguajira, se tendría que racionar demanda para controlar el límite de transferencia.

Por lo anterior, el Comité de Operación del CNO recomendó alertar sobre los riesgos operativos durante estos dos meses.

1. En la reunión del CACSSE del mes de septiembre, MINENERGÍA solicitó al CNO y el CND revisar los requerimientos y logística de combustibles del parque de generación térmico, si se materializa un evento cálido durante el próximo año. Teniendo en cuenta lo anterior, en el Subcomité de Planeamiento Operativo y el Comité de Operación, se calcularon las necesidades de combustible para honrar los compromisos de Energía en Firme (vigencia 2019-2020).

Dado que el parque de generación térmico tiene una ENFICC de 103 GWh/día y una OEF de 100 GWh/día, se concluyó:

* El parque a Gas Natural requiere cerca de 450 GBTUD para producir la totalidad de sus OEF (54 GWh/día).
* 95 GWh/día de generación térmica requeriría toda la OEF de carbón, Gas Natural Nacional, Gas Natural Importado-GNI, y cerca de 10 GWh/día de Combustibles Líquidos.
* 10 GWh/día de Combustibles Líquidos representa cerca 85 GBTUD, dependiendo de las unidades que usen ACPM, Diesel o FO6.
* Contar con 95 GWh/día o más de generación térmica tiene, en el mejor de los casos, una probabilidad cercana al 7%, lo anterior según los índices de indisponibilidad de los recursos (más allá de los reales requerimientos que se evidenciaron en el pasado fenómeno de “El Niño” 2015-2016).

Teniendo en cuenta estos resultados, en el Subcomité de Plantas se analizará la logística de combustibles correspondiente.

1. En el Comité de Distribución del Consejo, ELECTRICARIBE presentó una proyección de crecimiento de la Demanda No Atendida-DNA en las subáreas GCM, Córdoba-Sucre y Bolívar, considerando o no las medidas de mitigación de corto plazo, y la puesta en operación de los proyectos de expansión estructurales, a saber: La Loma-El Paso 110 kV (2021) y segundo circuito Boston-Chinú 110 kV (incierto).
* En el caso de GCM, ELECTRICARIBE proyecta que, si bien la conexión de los devanados a 34.5 kV del transformador Copey 220/110/34.5 kV y su unidad de reserva reduce el nivel de carga de la transformación actual, ante contingencia de este elemento se presentaría desatención de demanda en las subestaciones Copey 110 kV, El Paso 110 kV y El Banco 110 kV. Adicionalmente, el traslado de carga hacia la subestación La Loma 110 kV representa una solución hasta el año 2021, ya que, con el crecimiento de la demanda, las tensiones en el Banco serían inferiores a 0.9 en p.u. bajo condiciones normales de operación. En este sentido, se debe gestionar la puesta en servicio del proyecto La Loma-El Paso 110 kV lo más pronto posible.
* En la subárea Córdoba-Sucre la medida de mitigación (compartición de la bahía de línea para los dos enlaces Boston-Chinú 110 kV en la subestación Boston), si bien en estado estable representa una solución, ante contingencia de cualquiera de estos enlaces se presentaría Demanda No Atendida-DNA. Vale la pena mencionar que aún con las dos líneas en servicio con sus bahías exclusivas, a partir del año 2022 y bajo condiciones normales de operación, el nivel de carga del enlace Boston-Chinú 731 a 110 kV sería cercano al 100 %, motivo por el cual se debe garantizar para dicho momento la puesta en servicio de la nueva subestación Toluviejo 220 kV y redes asociadas.
* Para la subárea Bolívar, ELECTRICARIBE proyecta a partir del 2020 la materialización de la programación de DNA desde el despacho económico. En este caso el Operador de Red y la UPME no han definido el proyecto de expansión estructural, independientemente de la subestación La Marina. Por lo anterior desde ya se deben identificar las medidas de mitigación de muy corto plazo, que posiblemente estén asociadas a redistribución de cargas en el Sistema de Distribución Local-SDL.

Finalmente, el CNO recomendó a ELECTRICARIBE analizar con detalle si la tensión mínima en la subestación El Banco 110 kV puede ser cercana a 0.82 en p.u., como lo plantea el Operador de Red a partir de una curva PV. El Consejo sugirió construir la curva QV, analizar que pasaría ante la indisponibilidad de alguna de las unidades de Termoguajira y realizar análisis dinámicos.

1. Se expidió la Resolución CREG 098 de 2019, “*por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional*”. En esta Resolución se define una sola funcionalidad, servicios de red, para mitigar restricciones o evitar Demanda No Atendida-DNA.

Se menciona que los SAEB serán definidos únicamente bajo un proceso de convocatoria para su conexión, disponibilidad y mantenimiento, y que podrán participar en dicho proceso de libre concurrencia los Transportadores Nacionales y Regionales, Operadores de Red, Generadores, Comercializadores y terceros interesados. Por otro lado, no se da la primera opción, vía ampliación, a los responsables de los puntos de conexión de los SAEB. Este aspecto era muy positivo en la Resolución CREG 127 de 2018 (propuesta), ya que agilizaba la implementación de este tipo de soluciones.

Finalmente, la resolución definió las siguientes tareas para el CNO:

* Selección de firma de ingeniería que deberá emitir un concepto, si la UPME establece que los SAEB siguen requiriéndose una vez culmine el periodo de operación definido en los Documentos de Selección del Inversionista-DSI.
* Mientras se actualiza el Código de Redes, dentro de los dos meses siguientes a la entrada en vigencia de la Resolución, el CND debe elaborar una propuesta con las condiciones técnicas a exigir para la conexión de los SAEB y las pruebas que deben cumplir estos equipos antes de su entrada en operación comercial. Esta propuesta debe ser enviada al CNO para que, con base en ella y durante el mes siguiente a su recepción, defina y publique un acuerdo en el que se determinen las condiciones de conexión y las pruebas que deben cumplir dichos dispositivos. Plazo regulatorio: 6 de diciembre de 2019.
* Elaborar la lista de firmas interventoras de las convocatorias asociadas a los dispositivos SAEB, de acuerdo con los parámetros y consideraciones que señale la UPME para tal fin. Es importante mencionar que dichos interventores deberán dar concepto sobre el cumplimiento de las pruebas de puesta en operación comercial de los SAEB.

La vigencia de esta Resolución es hasta el 31 de diciembre del año 2022.

1. Se expidió la Resolución CREG 096 de 2019, “*por la cual se extiende la opción de acceso al despacho central, a plantas menores a 20 MW conectadas al Sistema Interconectado Nacional*”. En términos generales, las plantas que tienen una capacidad instalada mayor a 1 MW, pero menor a 20 MW, pueden optar por acceder al despacho centralizado para comercializar su energía. Es decir, se modificó el límite para optar al despacho centralizado. Según la Comisión de Regulación de Energía y Gas esta resolución busca facilitar la participación de plantas menores en los mecanismos de expansión, es decir, el Cargo por Confiabilidad y las Subastas de Energía para el largo plazo.
2. Se expidió la Resolución CREG 099 de 2019, “*por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “por la cual se define un esquema para permitir que los generadores puedan compartir activos de conexión al SIN*””. Si bien esta propuesta permite la optimización de la infraestructura para conectar proyectos de generación, debe definirse un límite técnico a la agregación de capacidad, dado que la contingencia de un activo de conexión podría comprometer la seguridad del SIN (inestabilidad de frecuencia).
3. En los Comités de Transmisión y Distribución se está trabajando en una comunicación de comentarios a la Resolución CREG 100 de 2019, *“por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por medio de la cual se proponen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones””.* Las observaciones se enmarcarán en la importancia de vincular a las cargas especiales en los procesos de pronósticos de la demanda, asignar adecuadamente el costo de las restricciones a los agentes que las causen, y llamar la atención sobre el enfoque equivocado de penalizar los mantenimientos por fuera de la franja 10:00 pm – 6:00 am. El plazo para enviar comentarios es el 10 de octubre del año en curso.
4. Se terminaron cinco (5) de las seis (6) tareas asignadas al CNO de la Resolución CREG 060 de 2019 (Acuerdos 1213, 1214, 1215, 1223, 1224, 1225, 1226, 1227 y 1228). Está pendiente por parte del Subcomité de Controles trabajar en el Acuerdo de validación de los modelos RMS de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas en el STR y STN, cuyo plazo regulatorio vence el 13 de noviembre de 2019.
5. En el Subcomité de Plantas los agentes propietarios de unidades de generación convencionales están contrastando sus parámetros técnicos con los valores de referencia de varios documentos internacionales. El objetivo es brindar señales a la CREG sobre las limitaciones técnicas del parque actual, de cara a los análisis de flexibilidad que está adelantando el CND y la actualización del Código de Redes por parte de la Comisión. Una vez culmine el ejercicio, el mismo será presentado en el Comité de Operación del Consejo.
6. En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica se presentaron por parte del CND los análisis de la indisponibilidad de la protección diferencial de la subestación Yumbo 230 kV (más de dos años), por las acciones de remodelación que llevará a cabo INTERCOLOMBIA. Si bien XM planteó una redistribución de campos en la subestación para disminuir el nivel de corto circuito en dicha subestación y reducir el impacto de una posible contingencia en barras, el CNO recomienda al CND analizar las diferentes situaciones que se podrían presentar bajo esta condición.
7. Se llevó a cabo una reunión MINENERGÍA-CREG-CNO para estudiar la posibilidad de actualizar el Acuerdo 1071, el cual establece los requerimientos de protección de los sistemas de generación con capacidad menor a 5 MW. Se acordó que, una vez la CREG emita su concepto (definir condiciones más allá del punto de conexión), el referenciado Acuerdo se podría recomendar al Consejo para su modificación, esto para que algunos requisitos de protección se puedan exigir al nivel de los inversores de los sistemas de generación fotovoltaicos. Asimismo, se recomienda elaborar un documento donde se establezca para los esquemas estudiados y por rango de capacidad, los niveles de riesgos sistémicos y un estimado de costos de implementación.
1. Comunicación CNO del 6 de septiembre de 2019 [↑](#footnote-ref-1)
2. “*Cuando el país se vea abocado a ejecutar un racionamiento de energía eléctrica, ya sea por limitaciones técnicas o catástrofe natural éste se llevará a cabo siguiendo los lineamientos trazados por el estatuto de racionamiento que con tal fin establecerá la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Este Estatuto debe estar inspirado en los principios de solidaridad y equidad para que todas las regiones atendidas por el sistema interconectado nacional participen en la distribución nacional del déficit energético."* [↑](#footnote-ref-2)
3. Concepto CREG S 2019 – 005159 del 16 de septiembre de 2019 (...) *"En primer lugar debe indicarse que la situación planteada no corresponde exactamente a ninguna de las causales arriba previstas para establecer un racionamiento programado. La posible necesidad de programación de una demanda no atendida, en virtud del atraso de la puesta en operación de una obra de expansión, o del agotamiento de la capacidad de los activos de red disponibles en el sistema no se enmarca literalmente en ninguna de las causales definidas en la resolución antes citada.*

*Ahora bien, la condición a la que más cercanamente podría asimilarse la situación descrita corresponde a la establecida en el literal c) antes citado, teniendo en cuenta que dicho literal establece la existencia de una limitación técnica que implica no atención de la demanda total esperada, por condiciones de falta de infraestructura que permita entregar la energía a los usuarios. Dicha falta de infraestructura obedece, en el caso de racionamiento de emergencia, a la condición de salida forzada de activos, y en la situación planteada por ustedes, al atraso en los proyectos de expansión."* [↑](#footnote-ref-3)