Informe CNO 679

Fecha: octubre 6 de 2022

**Temas administrativos**

1. El 29 y 30 de septiembre del año en curso se llevó a cabo la jornada presencial de Supervisión y Ciberseguridad en el Hotel Hilton Garden Inn de la ciudad de Bogotá. Se tuvo la participación de más de 160 funcionarios entre expositores, universidades, consultores y empresas del sector. Las presentaciones estarán disponibles para consulta en la página web del Consejo.

Asimismo, en el mes de septiembre se realizó de manera virtual la jornada académica del Subcomité de Plantas. Se contó con la participación de la CREG con una charla sobre el mercado intradiario y despacho vinculante, y otras ponencias relacionadas con la coordinación gas-electricidad, modelos de producción de plantas renovables, servicios sistémicos proporcionados por los Recursos Energéticos Distribuidos-DER, Gestión integrada de Recursos y el rol de las plantas menores en el contexto actual y futuro del Sistema. Las memorias pueden ser consultadas en la página web del Consejo.

1. Durante el mes de noviembre se llevarán a cabo las jornadas académicas de los Subcomités de Controles-SC y Recursos Energéticos Renovables-SURER. El foco de las mismas son los nuevos desafíos relacionados con el control de Sistemas de Potencia con baja inercia, y los modelos computacionales para la simulación de la producción de plantas solares fotovoltaicas y eólicas. En la reunión ordinaria del CNO del mes de noviembre se socializarán las agendas definitivas.
2. La firma Gómez Pinzón entregó el 30 de septiembre del año en curso el borrador de concepto sobre el tema de control societario. El 5 de octubre se llevó a cabo la primera reunión de socialización de dicho concepto con el Comité Legal del CNO. Como resultado de la reunión, se acordó el envío de las preguntas adicionales a las que se hicieron en esta. El 12 de octubre Gómez y Pinzón enviará el concepto final con los ajustes solicitados y el 18 de octubre se hará la reunión final con el Comité Legal. A partir de lo anterior dicho Comité evaluará si procede hacer una propuesta de ajustes al Reglamento Interno del CNO. Adicionalmente, se recibió la respuesta de la Supersociedades a las preguntas formuladas por el Consejo sobre este mismo tema.

**Temas técnicos**

1. Se enviaron dos comunicaciones a la UPME, donde se presentan observaciones al Plan de Transmisión 2022–2037, circular 074 2022, y al contenido de los estudios de conexión de que trata la Resolución CREG 075 de 2021, circular 083 de 2022. Asimismo, se envió carta a la Comisión con observaciones a la Resolución CREG 701 018, las mismas pueden ser consultadas en la página web del Consejo.
2. En el Comité de Distribución-CD se realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red-OR, para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN. El detalle del seguimiento se presenta a continuación:

* DISPAC: Se ingresaron 3 nuevas acciones, para un total de 54 por ejecutar, de las cuales 36 obedecen a descoordinación de protecciones, 8 por inversión de secuencia de fases y 7 por inconvenientes operativos en equipos de potencia. Los activos más afectados son las líneas El Siete - Quibdó 115 kV (22 acciones), Quibdó-Cértegui 110 kV (19 acciones) y Cértegui-La Virginia 115 kV (6 acciones).
* EMSA: El OR no presentó reporte. A la fecha tiene 15 acciones por ejecutar. El CND informó que si bien el OR viene realizando las actualizaciones en el StationWare-SW, no ha solicitado el cierre de las acciones tal como lo indicó en la pasada reunión de agosto del CD.
* EBSA: A la fecha tiene 15 acciones por ejecutar; durante este mes no fue cerrada ninguna de ellas. Se debe destacar que ha sido difícil avanzar en el plan de modernización de la subestación Paipa 230/115 kV, que tiene asociadas 7 acciones.
* CEDENAR: Pasó de tener 19 acciones por ejecutar a 4, de las cuales 3 son por 87B en las subestaciones 115 kV Jamondino y Panamericana, y 1 asociada a la bahía de línea de la subestación Pasto hacia a Jamondino 115 kV. Dado que fueron cerradas 15 acciones pendientes, el CND informó que las 4 acciones referenciadas también están siendo gestionadas por el OR. Dada está significativa reducción, el CD consideró que no es necesario continuar realizando seguimiento a esta empresa.
* ELECTROHUILA: El OR no asistió a la reunión. Continúan pendientes las mismas 12 acciones que se reportaron en las últimas dos reuniones del Comité. Vale la pena mencionar que ELECTROHUILA no ha solicitado cierre de acciones. Dado que el CNO remitió comunicación al agente y que no se ha recibido respuesta, la SSPD solicitó programar reunión conjunta SSPD-CNO-ELECTROHUILA-CND para revisar el tema.

1. El 5 de octubre de 2022 venció el plazo para la inscripción de las empresas interesadas en integrar la lista de verificadores de los planes de inversión de los operadores de red, de que trata la Resolución CREG 101 022 de 2022. Se recibió una solicitud de inscripción, se hará la evaluación y los resultados se presentarán al Comité de Distribución para la recomendación de expedición del acuerdo. El 18 de octubre vence el plazo para que el CNO expida el acuerdo correspondiente. La propuesta es convocar un C N O no presencial antes de la fecha límite.
2. Se desarrollaron las tareas asignadas por la CREG al Consejo en su Resolución 0101 011 de 2022, con la expedición de trece (13) nuevos Acuerdos. En este momento se está elaborando un documento de recomendaciones a la Comisión, teniendo en cuenta los análisis y el referenciamiento llevado a cabo por el CNO en el marco de la instrumentación de las Resoluciones CREG 148 de 2021, 174 de 2021 y 101-011 de 2022.
3. Con relación al balance ENFICC vs Demanda presentado por el CND al Consejo en la pasada reunión ordinaria del mes de agosto del año en curso, luego de analizar las diferencias entre los balances del CND y la CREG, el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO sugiere al Comité de Operación-CO y al mismo CNO, recomendar a la CREG no incluir dentro de este ejercicio, recursos de generación que no tengan Obligaciones de Energía Firme. Lo anterior considerando el riesgo que esto puede representar en el cubrimiento de la demanda, dada la inexistencia de compromisos reales de estos recursos para generar bajo condiciones críticas de hidrología, como lo establece el esquema del Cargo por Confiabilidad-CXC. Por lo anterior, el SPO considera que el ejercicio de balance debería limitarse solamente a la contabilidad de la ENFICC de los recursos de generación con Obligaciones en cada vigencia estudiada.
4. Se llevó a cabo la reunión 162 del CACSSE, en la cual se presentaron los avances de los compromisos de la reunión 161; **i)** Inventario de torres en riesgo y **ii)** Planes de mitigación de la infraestructura energética con capacidad de embalsamiento. Asimismo, durante la reunión se socializaron los siguientes temas:
   * + - Situación Guavio, variables, panorama energético y seguimiento a las principales áreas eléctricas del SIN. La Viceministra de Energía citará a la CREG, UPME, CNO y CND, para analizar las áreas y subáreas críticas Guajira-Cesar-Magdalena-GCM, Chocó-DISPAC y ORIENTAL.
       - Limitaciones a la movilidad: Se solicitó por parte de MINENERGÍA a los agentes generadores y transportadores, estar atentos a cualquier indicio de una posible limitación al movimiento de cuadrillas de mantenimiento o personal de operación, e informar de manera inmediata al Ministerio. Al respecto, el Consejo expidió la Circular 106- Información eventos de bloqueos.
       - Cusiana: El CNO gas presenta el balance del SNT bajo este mantenimiento, comprendido entre el 8 y 12 de octubre del 2022. MINENERGÍA manifestó su preocupación por el impacto de esta intervención desde el punto de vista de restricciones, dado que el balance indica la necesidad de GNL importado desde Calamari. Si bien se indicó que toda la demanda se puede atender, la diferencia entre la oferta y la demanda es mínima, razón por la cual cualquier evento podría implicar racionamiento. Por esto el CNO gas y el mismo Ecopetrol recomendaron tener presente una posible declaratoria de racionamiento programado en el sector Gas.
5. En el Comité de Operación se analizará la hoja de ruta para la formulación de los Comentarios a la Resolución 143 de 2021, “*por la cual se establecen las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación*” en reunión extraordinaria el miércoles 12 de octubre después del Taller CREG del lunes próximo. Al respecto, a continuación, se resaltan algunos de los aspectos más importantes de la propuesta normativa:

* Se establece que deben definirse las reservas para regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia por parte del CND, esto para el Mercado del Día Anterior-MDA y el Mercado Intradiario-MID.
* Para las plantas térmicas ciclo combinado, la configuración no es variable de decisión en el despacho, esto es un cambio respecto a la Resolución CREG 101 028 de 2022.
* Para el despacho, las plantas térmicas declararán una curva de oferta de máximo 5 pasos.
* Los precios de oferta para AGC y la regulación terciaria, pueden ser diferentes a los declarados para el MDA, lo anterior independiente de los mecanismos de mitigación del poder del mercado.
* Los recursos de generación auto despachados menores a 1 MW deben reportar para el MDA y el MID su disponibilidad.
* No está claro si la demanda no regulada-UNR con oferta de precio se desconectará si no resulta en el despacho del MDA o en cualquiera de las tres sesiones del MID.
* **El CNO deberá definir la metodología de desagregación de la demanda a ser contemplada en el modelo eléctrico del CND.**
* Los recursos de generación entre 1 y 5 MW son auto despachados (declaran disponibilidad VINCULANTE, pero no precio), los mayores a 5 MW ya son considerados despachados centralmente.
* Se intervienen las ofertas de precio si el mecanismo de mitigación del poder del mercado identifica un agente pivotal para el MDA, MID (regulación secundaria y terciaria), o gestión de restricciones.
* Se co-optimiza el despacho de energía y reservas en el MDA, es decir, no se ejecutan secuencialmente los dos mercados. En el MDA se definen cantidades y precio a remunerar para los diferentes servicios complementarios (regulación secundaria y terciaria de frecuencia).
* En el MID se tienen tres sesiones, donde se define un despacho factible y un despacho de precio, encontrando los “compromisos” para las mismas variables del MDA, pero a la luz de la actualización de las nuevas variables, como pronóstico de demanda, disponibilidad, etc.
* La resolución del MID son 48 periodos de 30 minutos.
* Son 4 los servicios complementarios: **i)** Regulación Primaria de Frecuencia-RPF; **ii)** Regulación secundaria de frecuencia-AGC; **iii**) Regulación terciaria de frecuencia y **iv)** Arranque Autónomo-AU. La RPF es obligatoria, inclusive para los autogeneradores con capacidad mayor declarada a 5 MW. No es obligatoria para GD, AGPE y AGGE con capacidad menor a 5 MW. La RPF es un servicio no remunerado, calculado por el CND en los despachos factibles.
* La RPF se asigna a prorrata de los recursos de generación. Puede ser el 3 % de la generación programada en el despacho factible, o la suma de los pronósticos de desviación horaria de FNCER e hidroeléctricas filo de agua, más la desviación de la demanda. La reserva de RPF para el día d se determina en el día d-2.
* **El CNO deberá establecer las características de medida y comunicaciones para la verificación de la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia.**
* El CND y CNO deben determinar los requisitos de prestación de AGC para que las plantas con capacidad mayor a 5 MW puedan participar.
* Los criterios de cálculo de las reservas para AGC hacia arriba cambian. Se dice que es el mayor valor entre la reserva para RPF, y el 50 % de la pérdida de la unidad más grande o enlace de importación internacional más relevante. También se menciona que puede ser un cálculo probabilístico, que considere la variación horaria estimada de la demanda neta (FNCER-Demanda), hacia arriba.
* Para la determinación de las reservas de AGC hacia abajo, se dice que estas deben ser capaz de cubrir la variación hacia arriba de la generación FNCER, y la pérdida de la carga individual más grande del SIN. También se plantea que pueda ser un cálculo probabilístico, que considere las desviaciones hacia arriba de generación FNCER y la contingencia N-1 de la referenciada carga.
* **El CNO debe definir los criterios e índices de desempeño y seguimiento a la regulación secundaria de frecuencia.**
* Para la regulación terciaria de frecuencia, se mencionan que pueden participar todas las plantas que declaren precios, es decir, los recursos auto-despachados no participan en este servicio.
* Se establece que la reserva terciaria es el máximo valor entre la reserva para AGC hacia arriba y la pérdida de la unidad más grande de generación, o enlace internacional de importación.
* Para el servicio complementario de Arranque Autónomo-AU, se menciona que el CND debe establecer y asignar, a partir de estudios eléctricos, las necesidades de disponibilidad de AU para cada una de las áreas eléctricas del SIN. Podrán participar recursos existentes (asignación de AU por un año) y nuevos (asignación de AU por 5 años). De todas maneras, no es claro el horizonte del estudio para cuantificar las necesidades de AU por áreas eléctricas.
* El CND debe establecer las necesidades de nuevos servicios complementarios, saber si el sistema cuenta con ellos, o si se deben incorporar “desde cero” al SIN.

1. Se llevó a cabo la tercera reunión del grupo de flexibilidad. En ella se acordó considerar para la cuarta (4) versión del estudio del CND en cuanto a métricas:

* Demanda Neta, magnitudes de rampa horaria e intra horaria, junto con sus desviaciones: El CND seguirá habilitando la información por subárea eléctrica para la demanda neta (diferencia entre el consumo y la generación con recurso primario renovable). Asimismo, se calculará la función de densidad de probabilidad-fdp de las rampas horarias a partir de las salidas del modelo.
* Valor Esperado de Rampa Insuficiente: Si se gestiona en el Subcomité de Plantas la información de arranque de las plantas hidroeléctricas, se cuantificará este indicador.
* Número de eventos de “ciclaje” (arranques y parada): Por ahora, se seguirán mirando los “ciclajes” como en la versión tres (3) del estudio de flexibilidad. Es decir, la frecuencia de optimización es fija y su horizonte es de 8760 horas.
* Envolvente de Flexibilidad: Se presentará para la cuarta versión del estudio del CND.
* Capacidad de transporte: Para el % de uso de la red, se presentará el índice para la región caribe. Dependiendo de los resultados, se podrá masificar para otros “cortes” importantes del SIN.
* Vertimientos de generación renovables (on line): Se abordará en esta versión, y dependiendo de los resultados, se podrá hacer un “doble click” para una tecnología en particular.

1. Se llevaron a cabo reuniones con PHC y ENERGYA, consultores de la CREG que están realizando estudios sobre servicios complementarios y agregación de Recursos Energéticos Distribuidos-DER. A PHC se le suministraron todas las comunicaciones enviadas a la Comisión con algunas recomendaciones sobre la prestación de los servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia, Arranque Autónomo, pruebas y sugerencias para tener en cuenta para la actualización del Código de Red. A ENERGYA se le suministró la información relacionada con los Acuerdos expedidos en el marco de las Resoluciones CREG 148 y 174 de 2021, y 101-011 de 2022. Adicionalmente, se compartieron algunos referentes sobre los servicios complementarios que los DER son capaces de proporcionar.
2. En la Resolución CREG 101-028 se prevé el siguiente mandato regulatorio:

“*(...) El CNO con base en los modelos presentados por el CND para la representación de los arreglos de unidades de las plantas térmicas de ciclo combinado, la selección de las configuraciones para la operación y de las transiciones entre configuraciones, expedirá un acuerdo para definir los parámetros técnicos a considerar de las configuraciones en el despacho económico y redespacho. El CNO dispondrá de un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días calendario para expedir el acuerdo, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución (...*)”.

A partir del plan de trabajo propuesto por el CND se convocarán reuniones extraordinarias del Subcomité de Plantas y el Comité de Operación para cumplir con el encargo regulatorio. El cronograma es el siguiente:

* 17 de octubre: Solicitud del CND a los agentes requiriendo la información para la formulación de los modelos de transiciones.
* 18 al 21 de octubre: Validación de parámetros del CND con los agentes.
* 24, 25 y 31 de octubre: Reuniones del Subcomité de Plantas.
* 1 y 2 de noviembre: Reuniones del Comité de Operación.
* 3 de noviembre: Reunión CNO de aprobación del Acuerdo.

1. Se presenta para observaciones del Consejo la comunicación para ser enviada a MINENERGIA sobre la situación del SIN. En ella se describen las condiciones que están afrontando algunas áreas y subáreas del Sistema, el balance ENFICC/Demanda, los riesgos asociados al atraso de los proyectos de expansión, entre otros aspectos.
2. Los Comités de Transmisión y Distribución están trabajando en la formulación de los comentarios al proyecto de Resolución de la Comisión de Regulación de Comunicaciones-CRC que tiene como objetivo hacer la revisión de las condiciones de compartición de infraestructura perteneciente a otros sectores, susceptible de ser utilizada por agentes del sector de telecomunicaciones. El plazo para el envío de las observaciones vence el 7 de octubre. Los principales comentarios son:

* Se recomienda a la CRC hacer los acercamientos con la CREG para eliminar las asimetrías de los tiempos de solicitud de intervenciones en los activos de transmisión y evitar afectaciones en los indicadores de calidad del servicio.
* Se solicita la ampliación del plazo de autorización de las intervenciones en la red a los agentes operadores de la infraestructura.
* Se solicita a la CRC ratificar que la información de la ubicación exacta de la infraestructura es opcional.
* Se solicita ampliar el plazo de 6 meses previsto para que la información solicitada de los activos de transmisión esté disponible.
* Se solicita a la CRC ratificar que las gestiones sobre las servidumbres son responsabilidad de los agentes de telecomunicaciones.

1. Frente al reporte de los bloqueos que los agentes hacen en cumplimiento de la Circular 106, a la fecha se ha recibido información de ESSA e Intercolombia. Según el compromiso, estas situaciones ya fueron informadas a MINENERGIA. El Comité de Operación recomienda que las empresas acompañen el reporte con un breve análisis de las implicaciones para la operación del Sistema. Adicionalmente, llama la atención sobre la necesidad de analizar los impactos y posibles acciones que se deben emprender, para que este tipo de situaciones no afecten la operación del SIN.
2. Dentro de las tareas regulatorias pendientes de desarrollo se encuentran las siguientes:

* Resolución CREG 101 023, *por la cual se definen las exigencias de calidad del servicio para los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, SAEB, aprobados en la Resolución CREG 098 de 2019*.

“*(...) Artículo 5. Compensación por eventos no programados. Por indisponibilidad del SAEB por eventos no programados se calculará una compensación que se sumará a la del incumplimiento de metas por eventos programados definido en el artículo Artículo 4 (...).*

*(...) Parágrafo 1.* ***Dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, el CNO hará los ajustes necesarios a los acuerdos relacionados con la elaboración de informes sobre eventos, para que queden incluidos los eventos no programados que se presenten en los SAEB.*** *(...)*”**.**

La fecha máxima de cumplimiento de la tarea es el 30 de febrero de 2023. El responsable por el desarrollo de la misma es el Subcomité de Plantas.

* Resolución CREG 101 024, p*or la cual se definen los procedimientos para las subastas del Cargo por Confiabilidad en el mercado de energía mayorista*.

“*(...) Artículo 37.* ***Auditorías de los contratos de combustible durante el periodo de planeación.******Todos los participantes de la subasta con plantas y/o unidades de generación térmica que respalden obligaciones de energía firme, deberán entregar al ASIC, usando el SUICC, todos los contratos de combustible para respaldar sus obligaciones de energía firme de los que trata el artículo 36 de esta resolución, debidamente auditados, por un auditor según la lista de auditores que defina para ello el Consejo Nacional de Operación (CNO). Los costos de estas auditorías deberán ser asumidos por el representante de la planta y/o unidad*** *(...).*

*(...) Artículo 44. Auditorías para la construcción de infraestructura de importación de combustible. El ASIC deberá contratar una auditoría de la construcción de la infraestructura de importación de combustible que respalda la OEF de las plantas o unidades de generación nuevas, especiales y existentes con obras, a quienes haya entregado certificados de sus asignaciones, en cumplimento de las obligaciones de que trata el numeral 43.2 del artículo 43 de esta resolución. El ASIC deberá cumplir con las siguientes condiciones:*

*(...) 44.1.* ***El auditor será elegido mediante selección objetiva de la lista de auditores que disponga el CNO*** *(...)*”.

No hay plazo regulatorio y el responsable por el desarrollo de la tarea es el Subcomité de Plantas.

1. En el Comité de Operación-CO se llamó la atención sobre la disminución del porcentaje del indicador de calidad de la supervisión al 92.1 %, esto para el mes de agosto de 2022. Se solicitará al Comité de Supervisión revisar en detalle los motivos de dicha reducción y la retroalimentación posterior al CO.
2. El Comité de Operación recomienda que en el espacio de UPME se amplie con los temas que actualmente se están discutiendo en el Consejo, específicamente la ventanilla única, las señales de expansión, las proyecciones de demanda, precios de los combustibles líquidos, entre otros.

A la fecha estamos pendientes de la citación por parte de la UPME a la reunión de seguimiento de la situación del área Oriental.