Informe CNO 675

Fecha: septiembre 01 de 2022

**Temas administrativos**

1. Se llevó a cabo de manera exitosa la Jornada Académica de Transmisión en el Hotel Hilton Garden Inn de la ciudad de Bogotá. Se tuvo la participación de más de 130 funcionarios entre expositores, universidades, consultores y empresas del sector. Las presentaciones se encuentran disponibles para consulta en la página web del Consejo, junto con las ponencias de la Jornada del Comité de Distribución.

En este mismo sentido, en el mes de septiembre se realizará la jornada académica del Subcomité de Plantas (virtual), 6 de septiembre, y de Supervisión & Ciberseguridad (presencial), 29 y 30 de septiembre. Respecto a la primera, se contará 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 computacionales de producción de plantas solares fotovoltaicas y eólicas, 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.

1. Respecto a la agenda técnica del Congreso del Mercado de Energía Mayorista, se confirmó la participación de TRANSNETBW, uno de los 4 TSO del sistema de potencia Alemán, y de AFRY, una de las principales consultoras europeas en mercados de electricidad. El Operador alemán hablará sobre las experiencias de coordinación gas-electricidad en su área de control, y el consultor presentará algunas referencias sobre el diseño de mercados intradiarios y el despacho vinculante.
2. A continuación, las recomendaciones del Comité Legal de la reunión 123 del 29 de agosto del año en curso:

a. Debido proceso retiro Grupo Tesla universidad de Antioquia

El Comité Legal recomienda al CNO el retiro del Grupo Tesla de la UDEA, previas las siguientes consideraciones:

* El Comité Legal en la reunión 121 del 5 de julio de 2022 analizó la situación de incumplimiento de los dictámenes técnicos del Grupo de Investigaciones en Materiales y Sistemas Energéticos de la Universidad de Antioquia - TESLA, de la Resolución CREG 201 de 2017 y el Acuerdo 1042 de 2018. Según los conceptos técnicos del Subcomité de Plantas y del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables, se recomendó al Consejo continuar el debido proceso para el retiro del grupo de la lista según los lineamientos del Acuerdo 770. Lo anterior, teniendo en cuenta que el CNO es competente para integrar la lista de dictaminadores y para su modificación, y existe un riesgo de corresponsabilidad del CNO si no se toman decisiones sobre la permanencia de una empresa, que, de manera evidente, incumplió la regulación y un acuerdo del CNO.

Por esto, el 27 de julio de 2022 se envió al Coordinador del Grupo Tesla, con copia al Decano de la Facultad de Ingeniería y al rector de la Universidad de Antioquia, la comunicación con el asunto: Solicitud de respuesta. Cumplimiento de la Resolución CREG 201 de 2017 y el Acuerdo CNO 1042 de 2018, y previo relato de los antecedentes y hechos, se le dio traslado de los conceptos técnicos de los subcomités y la recomendación del Comité de Operación, para que, en el término de 15 días hábiles contados a partir de la fecha de recepción de la comunicación, presentara sus argumentos de respuesta. Además, se le informó que su comunicación de respuesta sería sometida a consideración de los subcomités que corresponda, con el objetivo que den su recomendación al Consejo, el cual como máximo órgano decisor evaluaría y tomaría la decisión sobre la permanencia del Grupo de Investigaciones en Materiales y Sistemas Energéticos de la Universidad de Antioquia-TESLA en el Acuerdo 1042 de 2018 o aquel que lo modifique o sustituya. También se le indicó que, vencido el anterior plazo sin haber recibido su respuesta, el Grupo de Investigaciones en Materiales y Sistemas Energéticos de la Universidad de Antioquia-TESLA sería retirado del Acuerdo 1042 de 2018 o aquel que lo modifique o sustituya.

* El Comité Legal en la reunión 123 del 29 de agosto de 2022 recomendó al CNO el retiro del Grupo de Investigaciones en Materiales y Sistemas Energéticos de la Universidad de Antioquia-TESLA de la lista de personas habilitadas para emitir el dictamen técnico de las series de irradiación solar horizontal y temperatura ambiente y la verificación de las constantes de la ecuación correspondiente a las pérdidas por temperatura ambiente de las plantas solares fotovoltaicas, prevista en el Acuerdo 1579 de 2022, esto teniendo en cuenta que dentro del debido proceso, no se recibió respuesta por parte del Coordinador del Grupo antes mencionado, del Decano de la Facultad de Ingeniería o del Rector de la Universidad de Antioquia, a la comunicación del CNO enviada por correo electrónico del 27 de julio de 2022.
* El Comité Legal está de acuerdo en la necesidad de trabajar en la revisión del Acuerdo 770, de manera que se establezca claramente el procedimiento de retiro de una empresa dictaminadora, auditora o interventora por circunstancias como la presentada de incumplimiento regulatorio y de un acuerdo del CNO.

b. Revisión del alcance y aclaración de las ofertas y recomendación al CNO

Se recibieron 3 ofertas para la elaboración del concepto relacionado con aspectos generales de la situación de control empresarial y la recomendación de las reglas aplicables, que garanticen la pluralidad de decisiones de los integrantes del CNO, así: Gómez y Pinzón, A&M Abogados Asociados y Ruíz y Asociados. Después de una primera revisión se les solicitó a las 3 firmas aclaraciones y alcance de sus ofertas, con el objetivo de hacerlas comparables.

Teniendo en cuenta que el valor ofertado por A&M Abogados Asociados ($34.000.000) se encuentra muy alejado del valor ofertado por las otras 2 firmas, el Comité Legal hizo la evaluación de estas. A continuación, se presenta un cuadro comparativo de los principales aspectos de las 2 ofertas recibidas:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| OFERENTES | VALOR OFERTA | TIEMPO DE ENTREGA | FORMA DE PAGO | EXPERIENCIA |
| Gómez y Pinzón | 13.500.000 + IVA | Los tiempos de las actividades para la entrega del concepto se acuerdan | 50% con la aceptación de la propuesta y 50% contra entrega del concepto | Experiencia materia societaria y eléctrica y energética |
| Ruiz y Asociados | 8.100.000 + IVA | Primera entrega del concepto: 8 días hábiles. Respuesta a inquietudes del CLegal: 5 días hábiles. Las fechas de la reunión con el CLegal y entrega del concepto final se acuerdan. | 40% con la aceptación de la propuesta y 60% contra entrega del concepto | Experiencia societaria y del sector real en general |

Los integrantes del Comité Legal con base en el criterio de la experiencia de las firmas hicieron su recomendación de contratación así:

* AES: recomendó aceptar la oferta de Ruíz y Asociados porque considera que, al tener experiencia en temas societarios del sector real, puede aportar nuevas recomendaciones. Si bien CEO no tiene voto, apoyó esta recomendación.
* ENEL, TEBSA, GECELCA, EPM, ISAGEN, ENERTOTAL: recomiendan la aceptación de la oferta a Gómez y Pinzón porque consideran que es importante contar con una empresa que tenga experiencia en temas societarios, y del sector eléctrico y energético.
* La empresa XM manifestó tener un conflicto de interés y se retiró de la reunión, e ISA Intercolombia se abstuvo de votar por manifestar tener un conflicto de interés.
* La empresa Celsia manifestó que se acoge a la recomendación mayoritaria y se retiró de la reunión.

1. Se solicita la autorización del Consejo para incrementar el salario de los asistentes Administrativo y financiero, y del auxiliar administrativo, en el 20 % de su salario actual, ello por el siguiente aumento de funciones:

* Asistente administrativo y financiero: Administrar y gestionar el sistema de Seguridad en el Trabajo SST.
* Auxiliar administrativo: Administrar y supervisar el sistema de firmas digitales del Consejo.

**Temas técnicos**

1. Se envió comunicación de comentarios a la CREG sobre los proyectos normativos 008 y 009, con relación a la metodología de cálculo de la energía en firme de las plantas eólicas y solares fotovoltaicos. La carta puede ser consultada 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, para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN. El resumen de las mismas se encuentra en el Informe del Comité de Distribución, anexo al Acta de la reunión CNO 675.
3. El grupo de seguimiento del área Caribe sesionó el pasado 26 de agosto del año en curso, dada la condición crítica que experimenta actualmente la subárea GCM, y que ha empezado a mostrar Bolívar. Los principales aspectos tratados en la reunión se listan a continuación:

* Recientemente se incorporaron al Sistema los proyectos, segundo circuito Boston-Chinú 110 kV y el corredor Cerromatoso-Chinú-Copey 500 kV, los cuales tuvieron un impacto positivo para la operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN en materia de confiabilidad e incremento de límite de importación del área Caribe. Estas expansiones no representan una mejora para la subárea GCM, dada sus restricciones internas, el atraso de otras expansiones de red y el fenómeno de Recuperación Lenta de Tensión Inducida que actualmente enfrenta.
* La Demanda No Atendida-DNA del área Caribe, programada y no programada, desde el 01 de enero hasta el 26 de agosto del año en curso, representa más del 50 % de la DNA de todo el país.
* En las subáreas Bolívar, GCM y Córdoba-Sucre, en varios activos del STR y de conexión al STN, se presentan niveles de carga superior al 95 %. Algunas de estas situaciones han producido eventos de DNA, 52 en total.
* Por situaciones sistémicas en la subárea GCM, el CND ha tenido que solicitar desconexiones de carga (DNA) para respetar el límite de transferencia. Esta situación se torna más crítica ante la indisponibilidad de generación local. En este punto vale la pena mencionar el caso de Termonorte, donde se informa que el CND ha requerido el cumplimiento de las asignaciones de seguridad (mínimo número de unidades), y la planta no ha respondido positivamente; es decir, el racionamiento por dicho incumplimiento en GCM ha sido mayor al esperado.
* Todas las subáreas del área Caribe presentan atención radial de demanda, lo cual ante contingencia sencilla implica la materialización de eventos de DNA.
* En el área Caribe están operativos 34 Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS, 8 en la subárea Atlántico, 11 en la subárea Bolívar, 8 en la subárea Córdoba-Sucre y 7 en la subárea GCM. Adicionalmente, existen 7 ESPS que se activan bajo condiciones de mantenimiento.
* Dependiendo de las condiciones del Sistema, se prevé que los riesgos de desatención de demanda en las subáreas GCM y Bolívar continúen hasta el año 2023 y 2026, respectivamente, ya que las expansiones necesarias para evitar las bajas tensiones en las subestaciones La Jagua 110 kV, El Banco 110 kV y El Paso 110 kV, al igual que Gambote 66 kV, San Jacinto 66 kV, Zambrano 66 kV y Calamar 66 kV, estarían en servicio en dichas fechas (La Loma-La Jagua 110 kV, La Loma-El Paso 110 kV y Carreto 500/66 kV con su red asociada).
* El CND advierte que los ESPS se están quedando “cortos” y las soluciones a muchas restricciones del área Caribe están lejos en el tiempo.
* Sumado a la crítica situación de algunas subáreas del área Caribe, se manifiesta en la reunión las posibles restricciones a la evacuación de energía por la incorporación de 41 plantas que ya tienen permiso de conexión.
* AFINIA informa que está estudiando medidas de mitigación para las restricciones identificadas en las subáreas GCM y Bolívar. Por otro lado, GECELCA menciona que no tiene programada ninguna parada de Termoguajira en los próximos meses. Por último, TRANSELCA socializó la situación que se está experimentando con uno de los transformadores de conexión al STN en la subestación Valledupar (implica su revisión, cambio por la unidad de reserva y ajuste del ESPS correspondiente).
* Finalmente, se acuerda agendar otra reunión del grupo de seguimiento del área Caribe, para analizar junto con Termonorte el incumplimiento de las asignaciones de seguridad, y revisar con GEB e INTERCOLOMBIA el estado de sus obras de expansión.

1. Avanza según cronograma el desarrollo de las tareas asignadas por la CREG al Consejo en su Resolución 0101 011 de 2022. El 22 de agosto de 2022 se publicaron para comentarios del público en general los documentos que instrumentan dicha norma. El plazo para observaciones vence el 9 de septiembre del año en curso. A continuación, el CNO debe expedir los acuerdos correspondientes, a más tardar el 16 de septiembre, previa recomendación de los Comités de Distribución y Operación.
2. Los términos de referencia para 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 encuentran en revisión del Comité de Distribución hasta el 5 de septiembre. Está pendiente que la CREG de respuesta a las solicitudes de aclaración enviadas por el Consejo. Una vez publicada en el Diario Oficial la Resolución 022, se contabiliza el plazo regulatorio de 7 semanas para hacer la convocatoria, recibir las solicitudes de las empresas, evaluarlas y expedir el Acuerdo correspondiente.
3. ENEL COLOMBIA informó al Consejo los hechos que están afectando la correcta operación de la central Guavio. Se informa que desde el pasado 11 de agosto un grupo de manifestantes ha estado bloqueando algunas vías del corredor Santa María (Boyacá) – Mámbita (Ubalá) y San Pedro de Jagua - Mámbita (Ubalá), donde está ubicada la central de generación. Se menciona por parte del generador “*(...) a pesar que el bloqueo radica en la insatisfacción de la comunidad frente al estado de las vías, una labor que está a cargo de las Gobernaciones Departamentales de Boyacá y Cundinamarca, desde el 16 de agosto se ha impedido el tránsito de los colaboradores de Enel Colombia y sus empresas contratistas entre el campamento, las oficinas, la caverna de máquinas y el edificio de control de la Central, además de la entrega de suministros y víveres. Esta situación ha impactado directamente la operación de la central de generación Guavio y ha puesto en riesgo no sólo la seguridad y bienestar del personal, colaboradores y contratistas que laboran en la central, sino también la atención segura y confiable de la demanda del Sistema Interconectado Nacional, al impedir el cambio de turnos de los operadores, el ingreso de víveres e influenciando sobre la salud mental de los mismos (...)*”.
4. En el Comité de Operación el CND presentó el balance ENFICC-Demanda. El CND identifica que para la vigencia 2024-2025 se cubriría el escenario medio de demanda + 1.5% de consumo adicional, lo anterior teniendo en cuenta que se contemplan las plantas que entrarán en operación por compromisos adquiridos bajo el mecanismo del Cargo por Confiabilidad; no se consideran las plantas en operación que no participaron en la última asignación de Obligaciones de Energía Firme, es decir, Termocentro, Cartagena 1, 2,3, y Termoyopal 1 y 2.

Vale la pena mencionar que, en promedio, históricamente el escenario alto de la UPME es el 103 % del escenario medio, es decir, para la vigencia 2024-2025 no se cubriría dicho escenario de consumo, y menos el caso actual de demanda alta de la Unidad (IC superior 95 %).

Por todo lo anterior, se recomienda al Consejo: i) alertar sobre esta situación a MINENERGIA lo más pronto posible, teniendo en cuenta que la CREG ha planteado una subasta de Energía en Firme para la vigencia 2027-2028; ii) Sugerirle a la UPME analizar los escenarios de proyección de demanda, dado que el escenario alto actual sería mayor a la oferta de energía en firme desde la vigencia 2023-2024.

1. El 24 de agosto del año en curso se llevó a cabo la reunión 161 del CACSSE. El Director de Riesgos y Atención de Desastres alertó sobre las situaciones que se podrían presentar en la segunda temporada invernal, lo cual fue ratificado por el IDEAM. El Consejo, a través del Comité de Operación asumió el compromiso de compilar los planes de prevención y manejo de vertimientos que se solicitó remitir a la Dirección de Prevención y Atención de Desastres.

De igual manera, el Comité de Transmisión está realizando un inventario de la infraestructura que debe ser reparada antes de la temporada invernal, ello para afrontarla con la infraestructura en óptimas condiciones.

1. Se reactivó nuevamente el grupo de Flexibilidad del Consejo, que está conformado por los integrantes de algunos miembros de los Subcomités de Plantas, Análisis y Planeación Eléctrica y Planeamiento Operativo. En las reuniones se presentaron algunas observaciones y recomendaciones sobre la versión 3 del estudio de Flexibilidad, elaborado por el CND, y este mismo socializó los supuestos contemplados para la versión 4 del estudio.

Próximamente se reunirá nuevamente el grupo para retomar la formulación de métricas de evaluación de la flexibilidad, y se discutirán algunas propuestas metodológicas de mediano plazo, que están encaminadas en acercar el modelo utilizado actualmente para la elaboración del estudio a la operación real y futura del SIN.

1. Se llevó a cabo el pasado 08 de agosto del año en curso un nuevo Taller de Resiliencia, el cual contó con la participación de todos los Comités del Consejo y los Subcomités de Protecciones, Análisis y Planeación Eléctrica, y Planeamiento Operativo. En el encuentro el CND mostró la metodología de construcción de la matriz de riesgos y vulnerabilidades, los resultados y la selección de escenarios de riesgos del CNO. Al respecto, se consideraron 5 amenazas a ser simulados en la etapa “*Gestión de Riesgos y Etapa de Inversión*”, la cual contempla el cálculo de métricas de Resiliencia y formulación de recomendaciones. Estas son:

* Amenaza 1: Fenómeno de El Niño extremo.
* Amenaza 2: Cambio climático.
* Amenaza 3. Atentados a la infraestructura de transmisión.
* Amenaza 4: Errores humanos.
* Amenaza 5: Ciberataques.

1. En el Comité de Operación el CND presentó las lecciones aprendidas de los modelos validados y definitivos de los dispositivos DFACTS, esto en el marco de los Acuerdos 1501 y 1560. El Operador del Sistema sugiere incluir:

Para el modelo preliminar

* El modelo debería funcionar para cortocircuito, método completo, reproduciendo verídicamente los comportamientos de la impedancia, considerando su principio VSC.
* Debería operar satisfactoriamente para simulaciones RMS balanceadas y desbalanceadas, incluyendo las lógicas que puedan modificar su comportamiento durante oscilaciones, condiciones desbalanceadas y en general otro tipo de situaciones.
* Debería converger en todos los casos de simulación, representando su operación real (bypass o inyección).

Para el modelo validado

* El modelo debería incluir diagrama de bloques con su debida parametrización, que represente el funcionamiento real de los dispositivos
* Se debería incluir el cálculo del Error de Valor Final (EVF) para las señales adecuadas (tensión inyectada y corriente a través del dispositivo).
* Actualmente no se envían los detalles necesarios para reproducir las pruebas mediante simulación.

Teniendo en cuenta lo anterior, y la importancia de los modelos validados de dichos dispositivos para la planeación de la operación del SIN, se recomendó por parte del Comité de Operación discutir las lecciones presentadas en los subcomités de Controles y Análisis y Planeación Eléctrica.

1. El CND presentó en el Comité de Operación el balance energético del mantenimiento de la Planta de Regasificación de Cartagena-FSRU, el cual se realizará entre el 8 y 12 de septiembre del año en curso. el Operador recomienda:

* Revisar por parte de Tebsa, Candelaria y Prime–Termoflores la posibilidad de contar con gas adicional, con el fin de lograr aumentar la disponibilidad de generación para los días del mantenimiento.
* Solicitud a los responsables de los pronósticos de la Demanda Regulada (AFINIA y AIRE) y No Regulada del área Caribe (Cargas conectadas al STN), de gestionar y ajustar los pronósticos de la demanda para los días del mantenimiento.
* Maximizar la disponibilidad de las líneas a 500 kV en general de las áreas Caribe y Caribe 2.
* Maximizar la disponibilidad de la Central Hidroeléctrica Urrá, térmicas a carbón y líquidos del área Caribe.
* Contar con la logística que garantice la disponibilidad de combustibles en las plantas del área Caribe durante la ejecución del mantenimiento.
* No realizar pruebas de generación en el área Caribe.
* No realizar intervenciones en la red eléctrica del área Caribe que requieran generación térmica a gas.
* Maximizar la declaración de la disponibilidad de las unidades de generación del área Caribe.

1. El 14 de septiembre el Comité de Operación se reunirá para establecer 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*”. Se debe recalcar que la Comisión solicitó al CNO, en el marco de la Circular 078 de 2022, una reunión para que el Consejo presente su análisis de los aspectos más relevantes del proyecto normativo.
2. En el Comité de Operación se presentó el estado del seguimiento al área Oriental. A la fecha, no se ha citado a la segunda reunión, donde se abordarán las medidas de mitigación de corto plazo para mitigar la situación ya conocida por el CNO.
3. Se recomienda al Consejo delegar al Comité de Operación la formulación de observaciones a las recomendaciones de PSR sobre los ajustes del mecanismo del Cargo por Confiabilidad, lo anterior teniendo en cuenta alguna de las propuestas del consultor, como son:

* Continuar con el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, contemplando como activadores del mismo únicamente variables físicas.
* Analizar las diferencias entre el plan de expansión de un modelo de planificación centralizada, que considera los criterios de confiabilidad de la reglamentación actual, y el portafolio asociado al mecanismo actual. Todo lo anterior para estudiar la manera de incorporar la “sinergia” existente entre las diferentes tecnologías, al igual que determinar la eficiencia desde el punto de vista de la maximización del beneficio social del actual esquema.
* No permitir a las plantas definidas en las Subastas de Contratos de Energía para el Largo plazo, tomar obligaciones de energía en firme, pero si considerar su aporte al momento de establecer la demanda objetivo.
* Establecer precios techos diferenciados para las plantas con grandes periodos de construcción, y tener un tratamiento específico en función si una planta es existente o nueva.
* Determinar una reserva de generación, que no participará en el mercado y sólo se requeriría como parte del anillo de seguridad, generación de última instancia.