**INFORME CNO 547**

Fecha: noviembre 8 de 2018

**ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:**

1. Congreso MEM 24: Se llevó a cabo la versión 24 del Congreso MEM con un agradecimiento a todos los miembros que apoyaron con patrocinios y asistencia. En total asistieron 498 funcionarios de empresas, entidades de gobierno, financieras y del sector gas. La presentación detallada del balance preliminar se adjunta.
2. Según lo previsto en el Reglamento Interno del CNO, este fin de semana se abre la convocatoria para la selección de los miembros por elección del Consejo (representantes de generación, transmisión y distribución) del año 2019.

**ASPECTOS TÉCNICOS:**

1. El Comité de Distribución sigue trabajando en el documento de pruebas durante el proceso de conexión de la Generación Distribuida-GD y la Auto Generación a Pequeña y Gran Escala (AGPE y AGGE con capacidad menor a 5 MW). Ya fueron elaborados y puestos en consulta del público en general el formato simplificado para la conexión de la GD y AGPE con capacidad menor a 0.1 MW, al igual que el documento de contenido y lineamientos para la elaboración de los estudios de conexión simplificados. Respecto a estos dos últimos productos, se recibieron observaciones hasta el martes 06 de noviembre del año en curso. Próximamente se convocará una reunión extraordinaria del Comité de Distribución para revisar los comentarios y finalizar el documento de pruebas.
2. El consultor de la CREG contratado para la revisión del Código de Redes tuvo una reunión con el Comité Tecnológico para tratar temas específicos (CSIRT, arquitectura del SIN, ciberseguridad, espectro electromagnético dedicado, medición inteligente, entre otros).
3. El Alto Consejero para la Seguridad Digital citó a una reunión con la CREG, XM y CNO para conocer el estado de avance de conformación del CSIRT del sector eléctrico. Como resultado de esta reunión y con el grado de urgencia manifestado por el Gobierno, la CREG solictó una reunión con los expertos del sector para tener la manifestación de respaldo a la creación formal del Centro de Respuesta ante Incidente Cibernéticos. En el día de ayer se convocó la reunión con los expertos nombrados por las empresas, que manifestaron en consenso su respaldo a la creación del CSIRT. Solicitamos al Consejo la autorización de envío de la comunicación a la CREG con este requisito solicitado por el regulador para adelantar las gestiones correspondientes.
4. En cumplimiento del mandato de la Resolución CREG 089 de 2018, se solicitó concepto a la CREG para ampliar la lista a firmas de ingeniería y consultoría. La CREG respondió que, si el Consejo lo consideraba necesario, era posible dicha ampliación. Se modificaron los términos de referencia de integración de la lista de firmas auditoras de los precios y cantidades de los combustibles declarados para la determinación del precio marginal de escasez y se expidió el Acuerdo 1104 por el cual se amplió la lista antes mencionada.
5. Dado que la resolución transitoria del Código de Redes aún no ha sido expedida por parte de la CREG, actualmente se identifican algunas dificultades para desarrollar ciertas pruebas que están contenidas en el actual Código para las nuevas tecnologías de generación. En el caso de las pruebas de verificación de respuesta en frecuencia para las plantas solares fotovoltaicas, se solicitó concepto a la CREG respecto a los ajustes de los protocolos antes de la expedición de la citada resolución transitoria. La Comisión indicó que los eventuales ajustes deben hacerse en el marco de la reglamentación vigente.
6. Se reactivó la guía metodológica para el cálculo del caudal ambiental por parte del MADS. El pasado viernes 02 de noviembre se llevó a cabo una reunión con dicho Ministerio, donde se presentaron los principales ajustes a la guía. Básicamente se identifican cuatro grandes cambios: **i)** la definición de una fase 0 donde la autoridad ambiental establece la condición ecológica deseada; **ii)** ajuste al procedimiento de cálculo de los eventos de interés ecológico; **iii)** la inclusión de una metodología complementaria para determinar si hay alteración del régimen de flujo a través del cálculo de los indicadores IHA (índices de alteración hidrológica superior al 40 %); y **iv)** la propuesta de un régimen transitorio. Durante la reunión la viceministra del MADS solicitó de manera urgente la valoración del impacto, razón por la cual el día de ayer se llevó a cabo una reunión con su equipo técnico para determinar las causas de las diferencias en la magnitud de los aprovechamientos teóricos y reales. Se agendó una nueva reunión con los funcionarios que corren los modelos para verificar los datos de entrada para este viernes 9 de noviembre. Es importante mencionar que el grupo de trabajo UPME-XM-CNO hará la valoración de impacto nuevamente, una vez se llegue a un punto común de entendimiento con el MADS respecto a dichos aprovechamientos.
7. El miércoles 31 de octubre llegó la comunicación de DRUMMOND, en la que solicita al Consejo la reconsideración de la solicitud de conexión en T como usuario del servicio público de electricidad, en aplicación de la excepción de inconstitucionalidad a la Resolución CREG 093 de 1996. El tema será revisado por el Comité Legal en reunion del próximo 14 de noviembre.
8. A través de la Circular 082 la CREG publicó el tercer informe del estudio “*Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)”.* Las observaciones serán recibidas por la CREG hasta el viernes 9 de noviembre del año en curso. En el Subcomité de Plantas y Comité de Operación se formularon varios comentarios, los cuales se detallan en el documento y diapositiva adjunta.
9. XM publicó recientemente el Informe Trimestral de Restricciones, donde se evalúo energéticamente cada una de las alternativas en corriente continua para evacuar mas de 2000 MW de potencia eólica en la subárea Guajira/Cesar/Magdalena-GCM. Los resultados obtenidos por el CND sugieren que el enlace planteado al área Oriental bajo la tecnología LCC tendría un nivel de carga inferior al 45 % en estado estable, ya que la mayoría de la producción renovable se consumiría localmente en el área Caribe. Por otro lado, si se contempla la alternativa VSC en Cerromatoso, dicha línea soportaría toda la potencia eólica, pero la misma se devolvería hacia el área Caribe por los diferentes enlaces en corriente continua. Finalmente, para la alternativa VSC al área Oriental, esta generación se inyectaría en su totalidad en dicha zona, evidenciándose que, en los momentos de altos aportes hídricos en los meses de julio y agosto, cuando precisamente se presentan las crecientes en el piedemonte llanero, el área Oriental exportaría potencia al resto del SIN.

Dadas las implicaciones de los resultados encontrados por el CND para el cálculo de los beneficios de cada una de las opciones en corriente continua y sus efectos en la operación del SIN en el largo plazo (reducción de costos operativos, disminución del costo marginal de la demanda e incremento de los límites de importación), se convocará una reunión conjunta entre los Comités de Transmisión, Distribución y Operación para analizar dichos resultados (también serán analizados en el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO).

1. A través de la Circular 078 la CREG publicó para comentarios el segundo informe del “*Estudio para el Diseño de Indicadores de Seguimiento y Evaluación de la integración de la Autogeneración y la Generación Distribuidas en el Sistema Interconectado Nacional*”. A través del Subcomité de Planeamiento Operativo se construyó una comunicación con observaciones, la cual puede ser consultada en la página web del Consejo. Los ejes fundamentales de las observaciones fueron:

* Limitación a una única fuente de información para la construcción de las trayectorias y los escenarios, es decir, el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión versión 2017-2031.
* Solo contemplar a las plantas solares fotovoltaicas como insumo principal para la construcción de las trayectorias, omitiendo otros recursos energéticos distribuidos, como las pequeñas centrales hidroeléctricas, las plantas térmicas menores y la biomasa.
* Extrapolación de la modelación multi zonal de la UPME a nivel de los STR´s y STN, a cada uno de los SDL´s.
* Restricción del crecimiento de la Generación Distribuida al 5 % anual, dada la limitación interna contemplada por la UPME, motivada por la Resolución CREG 121 de 2017.
* Modelación incorrecta de la producción de la Generación Distribuida, ya que se asume un autoconsumo del 40 % (solo se inyectaría el 60 % al SIN), desconociendo los supuestos de modelación de la UPME (la producción de la Generación Distribuida en la modelación de la Unidad se inyecta en su totalidad a la red).

1. El Consejo junto con la Universidad de los Andes definieron los protocolos para el cálculo de la Capacidad Efectiva Neta-CEN de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas. Para el primer caso ya se cuenta con la recomendación de la Comisión Temporal de Trabajo de Plantas Eólicas para elevarlo a la categoría de Acuerdo. En el segundo caso, si bien ya hay un punto común de entendimiento, aún no es posible recomendar su adopción, lo anterior por el error identificado en el cálculo de la ENFICC de la Resolución CREG 201 de 2017 y su repercusión en el cálculo de la CEN (se debe cambiar dicho parámetro por la POT DC en la ecuación 1). Es importante mencionar que la CREG informó al Consejo que está estudiando modificar dicha resolución después de la próxima subasta del Cargo por Confiabilidad, abordando un enfoque parecido al cálculo de la ENFICC eólica (modelación detallada de los parques).
2. En el Comité de Transmisión TRANSELCA manifestó su preocupación por el crecimiento del número bahías en algunas subestaciones del STN con configuración anillo y barra principal más transferencia, esto por la conexión de nuevos usuarios. Si bien técnicamente pueden encontrarse argumentos para limitar dicho crecimiento hasta que no se reconfiguren dichas subestaciones (asumiendo que es la mejor alternativa desde un punto de vista técnico y económico), en la regulación actual se establece como únicos parámetros para emitir los conceptos de viabilidad los espacios disponibles y la capacidad de corto circuito. En este sentido, se definió en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE estudiar el tema, valorando los impactos y riesgos de dichas configuraciones (red completa, degradada y bajo condiciones de mantenimiento).
3. Teniendo en cuenta los análisis de XM plasmados en el tercer informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo, al igual que las recientes experiencias operativas y el balance de restricciones llevado a cabo en el CNO, se acordó en el SAPE establecer el porcentaje del tiempo donde el SIN a nivel del STN y STR se encuentra en condición degradada (por lo menos bajo un estado N-1). Lo anterior es muy importante de cara a la homogenización de las metodologías de planeación de la operación y expansión, hasta donde sea posible, y la actual revisión del Código de Redes.

Se publicó la circular 085 de 2018, donde la CREG convoca para el 15 de noviembre de 2017 un taller para la presentación de las propuestas de modificación al Código de Redes. Dicho encuentro se realizará en horas de la tarde de 2:30 pm a 6:00 pm.

1. El Consejo Nacional de Operación realizó la primera Jornada de recursos energéticos renovables del Sector Eléctrico Colombiano, que se llevó a cabo el 12 de octubre.
2. Se encuentra para comentarios hasta el 15 de noviembre la propuesta de Agenda Regulatoria de la CREG del año 2019, se consolidarán para envío con los Comités de Operación, Transmisión, Distribución y Tecnológico.
3. El 15 de noviembre la CREG, de 2:30 a 6 p.m., llevará a cabo la presentación de las propuestas de modificación del Código de Redes.
4. El próximo 14 de noviembre se realizará el 6 foro de ética de 8 a 12 y 30 del día; la agenda está en la página del CNO a través del link respectivo.