**INFORME CNO 577**

Fecha: diciembre 5 de 2019.

**ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:**

1. Anexo a este informe encontrarán el presupuesto proyectado de funcionamiento del Consejo para el año 2020, con un supuesto de incremento del SMLM del 5 %. El porcentaje de incremento es del 7.64 %, el cual se revaluará una vez se conozca el valor definitivo del incremento del salario mínimo para el año 2020.
2. El resultado de las elecciones de los miembros del CNO para el año 2020 es el siguiente:
   1. Representantes de la actividad de generación con una capacidad instalada entre el 1% y el 5% de la capacidad instalada nacional: GECELCA S.A. E.S.P. y TERMOVALLE S.A. E.S.P.
   2. Representante de la actividad de generación con capacidad instalada inferior al 1% del total nacional: Proeléctrica y CIA S.C.A. E.S.P.
   3. Representante de la actividad de transmisión: INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. en representación de ISA S.A. E.S.P.
   4. Representante de la actividad de distribución: DISPAC S.A. E.S.P.
3. En el Anexo del informe encuentran el reporte de asistencia de los miembros CNO del año 2019, hasta la reunión 575.

**ASPECTOS TÉCNICOS:**

1. Luego que los subcomités de Controles, Protecciones y Análisis y Planeación Eléctrica, junto con el Comité de Supervisión, formularan junto con el CND la propuesta de Acuerdo para definir las condiciones de conexión y pruebas de los dispositivos SAEB, en el marco de la Resolución CREG 098 de 2019, los Comités de Operación, Transmisión y Distribución recomendaron al CNO aprobar dicho Acuerdo. Algunos agentes manifiestan que el requerimiento asociado a la rampa operativa propia del SAEB, que define que este dispositivo debe inyectar el 100 % de su capacidad (en potencia) antes de 1 segundo, es muy exigente. Es decir, dicha condición podría, a juicio de ellos, constituirse en una barrera de entrada para algunos fabricantes.

Al respecto, el CND indicó que este es un requerimiento definido para cumplir con la función de alivio de restricciones, y que los fabricantes consultados la cumplen a cabalidad. Ante esta situación, se definió que se realizará una consulta a otros fabricantes.

Finalmente, se está elaborando una comunicación para enviar a la UPME y la CREG, sobre la importancia de determinar claramente en los DSI de la Unidad las características, modos de operación, estudios específicos, dimensionamiento y funciones que deben desempeñar los SAEB para mitigar restricciones, ya sean operativas o eléctricas. Asimismo, se incluirán los comentarios del Comité de Supervisión y ciberseguridad sobre:

* 1. Definición regulatoria de un alcance más claro en cuanto a la supervisión requerida para el monitoreo de las restricciones en el SIN.
  2. Revisión del alcance de la coordinación de los centros de control de los OR de los SAEB, por la probabilidad de afectación de la calidad del servicio.
  3. No posibilitar más funciones a los dispositivos SAEB (beneficios marginales una vez se cumpla la vida útil de las baterías).

1. El Acuerdo que reemplaza el 1071 se está revisando en el Subcomité de Protecciones, por lo que, una vez recomendado por el Comité de Operación, se convocará un CNO no presencial para su aprobación. De manera resumida se plantean para tres rangos de capacidad de Generación Distribuida y Autogeneración a Pequeña y Gran Escala (0-250 kW, 250-1000 KW y más de 1000 kW), funciones de protección que pueden cumplirse a nivel de inversor o en el punto de conexión.
2. Las observaciones a la consultoría técnica sobre la actualización del Código de Redes se enviaron el pasado 26 de noviembre. Los comentarios se enmarcaron en llamar la atención sobre la no formulación de una propuesta para actualizar el Código de Operación, y la no inclusión de los aspectos antes referenciados y recomendados por el Consejo a la CREG para los Códigos de Planeación y Conexión. Adicionalmente, se está formulando una comunicación conjunta CNO-CND-UPME para alertar sobre la estructura del futuro Código de Redes, ya que, además de la no incorporación de elementos previamente sugeridos, no se observa una articulación con las otras consultorías contratadas por la CREG (servicios complementarios, mercado intradiario y despacho vinculante, Revisión E&Y Código de Redes e indicadores de seguimiento a la Generación Distribuida-GD).

Respecto a los comentarios del CNO, la comunicación enviada y las observaciones de detalle pueden ser consultadas en la página web del Consejo. Los principales ejes temáticos fueron los siguientes:

* 1. Red degradada.
  2. Eventos en super-componentes y gestión de los mismos.
  3. Inflexibilidades del parque de generación convencional para cuantificar beneficios de proyectos de transmisión, cuando estos reducen generación de seguridad.
  4. Límites de sobrecarga.
  5. Costos de racionamiento y selección del escalón correspondiente.
  6. Código de Planeamiento indicativo de la generación.
  7. Definición de unidades constructivas modulares y desplazables.
  8. Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS.
  9. Inclusión del atributo de flexibilidad en los Códigos de Planeación y Operación.
  10. Conexiones en “T”.
  11. Factor de potencia.
  12. Nivel de cortocircuito y máximo número de bahías para aprobación de conexiones a subestaciones del STN y STR.
  13. Procedimiento solicitudes de conexión de grandes usuarios a los STR’s.
  14. Repotenciaciones de activos existentes.
  15. Unificación de los criterios de planeamiento con el Decreto 570 de 2018 de MINENERGÍA.
  16. Coordinación Gas/Electricidad y planeamiento de los dos sectores.
  17. Nuevas tecnologías.
  18. Cálculo de reservas operativas.
  19. Articulación del RETIE con la Resolución CREG 030 de 2018.
  20. Actualización Código de Distribución.
  21. Definición de corredores estratégicos desde el Planeamiento para los futuros proyectos de transmisión.
  22. Permitir a lo SAEB desempeñar otras funcionalidades, adicionales a la gestión de restricciones.
  23. Actualización de la Resolución CREG 106 de 2006.
  24. Efectos de las expansiones en los sistemas de protección.
  25. Unidades de Medición Fasorial-PMU.
  26. Servicios auxiliares.
  27. Entrada parcial de proyectos de expansión y sus efectos operativos.
  28. Fraccionamiento de capacidad instalada y sus efectos en la operación y planeación.
  29. Ciberseguridad.

1. Sobre la Resolución CREG 153 de 2019 “*Por la cual se establece una excepción a los límites de variación de la tensión nominal en la operación de los Sistemas de Transmisión Regional*”, se propone citar al comité legal para analizar los riesgos del Consejo frente a un Acuerdo que defina límites de tensión provisionales para subestaciones radiales del STR. Respecto a este punto, el CND informó en el Comité de Distribución que está realizando un inventario de otras subestaciones que pueden ser objeto de la aplicación de esta Resolución.
2. Se informó por parte del CND y ELECTRICARIBE que recientemente se racionaron cargas en la subárea GCM a nivel del SDL, ya que la demanda ha “repuntado” nuevamente por el incremento de la temperatura en la zona. Vale la pena mencionar que dicho racionamiento se materializó cuando la tensión en el Banco 110 kV fue 0.86 en p.u., es decir, el voltaje era superior al valor de referencia informado previamente por ELECTRICARIBE, 0.82 en p.u. (análisis estático a través de una curva PV). Lo anterior debe considerarse al momento de formular el Acuerdo relacionado con la Resolución CREG 153 de 2019.
3. En el Comité de Operación se estudiaron nuevamente las modificaciones del Acuerdo CNO 555, sobre las autorizaciones automáticas de desviación por dos periodos consecutivos en el despacho o redespacho, cuando una planta en su programa de generación pasa de cero (0) MW a un valor diferente de cero (0) MW, de un valor diferente de cero (0) MW a cero (0) MW, o su generación cambia de un periodo a otro en 230 MW. Se presentó por parte del Consejo el análisis regulatorio respecto a la franja de tolerancia de desviación horaria del 5% para las plantas convencionales, partiendo de la Resolución CREG 024 de 1995, 112 de 1998 y 060 de 2019. Al respecto, los agentes informaron que revisarán el análisis presentado, y de forma paralela, se preparará una comunicación para envío a la Comisión, explicando con detalle los análisis del Acuerdo 555 (también se solicitará una reunión a la CREG).
4. El CND presentó detalladamente a los Subcomités de Planeamiento Operativo y Plantas, al igual que el grupo de coordinación Gas/Electricidad y al CNO Gas, el cálculo de la flexibilidad sistémica esperada para el SIN en el año 2023 bajo diferentes escenarios de incorporación de Fuentes Variables de Energía-VRE. El ejercicio incorpora varios elementos de detalle del SIN en la modelación, como son las restricciones de transporte a nivel del STN, rampas operativas, mínimos técnicos, tiempos mínimos fuera y en línea, requerimientos de reserva para la regulación secundaria de frecuencia, variabilidad de los recursos primarios renovables no convencionales, entre otros.

El Consejo recomienda al CND complementar el análisis con el SPO, teniendo en cuenta algunos aspectos adicionales en la modelación, como las restricciones significativas en el STR, escenarios de red degradada, una modelación simplificada pero más ajustada a la realidad operativa de los ciclos combinados, almacenamiento electroquímico bajo diferentes modos de control, incorporación de la regla operativa de Ituango, algunas restricciones a los aprovechamientos hidrológicos, inclusión de las restricciones linealizadas de inercia (Nadir, Rocof y desviación de frecuencia en estado estable), restricciones simplificadas del sector gas (incorporación exógena) y algunos escenarios de participación de la respuesta de la demanda.

Lo anterior es fundamental, ya que, con estas adiciones, se podrá establecer de manera más realista si el SIN está preparado para incorporar 6 GW de capacidad de plantas eólicas y solares fotovoltaicas.

1. El día de hoy se llevará a cabo una Reunión con la CREG sobre el estado de la actualización de los principales parámetros del Cargo por Confiabilidad para las diferentes tecnologías de generación en el SIN. La Comisión quiere conocer, de cara a un posible fenómeno de El Niño en el periodo 2020-2021, como está el estado de las batimetrías, factor de convención, capacidad efectiva neta, consumo específico, serie histórica de recursos, entre otros parámetros.
2. El subcomité de Plantas revisó la posibilidad de optimizar algunas pruebas en las unidades de generación, para minimizar las horas de indisponibilidad de estas centrales. Las conclusiones del subcomité fueron las siguientes:
   1. Existen pruebas que son previamente coordinadas con el CND, y de esta manera son organizadas para que no se presente simultaneidad con otras intervenciones.
   2. La programación de pruebas con un horizonte semanal no tiene firmeza, dado los inconvenientes que podrían presentarse en el desarrollo de la operación, y que podrían ameritar la programación de pruebas no planeadas, necesarias para mantener la disponibilidad de los recursos de generación para el SIN.
   3. El CND puede realizar la cancelación de pruebas por motivos de seguridad, incluso habiéndose implementado un esquema de planeación con resolución semanal.
   4. No es viable agrupar bajo algún esquema todas las pruebas existentes.
   5. Las pruebas por unidad, una vez esté en firme el articulado específico de la Resolución CREG 034 de 2019, reducirá la indisponibilidad de las plantas de generación en el SIN.
   6. Las pruebas que pueden ser planeadas y coordinadas con el CND son las siguientes: Pruebas curvas de capacidad, modelos, estatismo y banda muerta.
3. Se llevó a cabo la cuarta reunión de coordinación Gas/Electricidad con el CNO de gas, en la que se presentaron las observaciones principales del sector gas al estudio de PHC, encargado por TGI, sobre el almacenamiento en los gasoductos y el “parqueo”. El mismo tiene relación con el estudio del CND sobre la flexibilidad sistémica, ya que en la práctica dicho servicio le permitiría a la flota térmica responder de mejor manera a la variabilidad de las fuentes VRE, si así lo requiere el Sistema de Potencia Colombiano. La presentación del estudio puede ser consultada en la página web del Consejo.
4. El CND presentó en el SAPE los análisis preliminares asociados a la instalación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS tipo RAG para TERMOVALLE y TERMOEMCALI, lo anterior teniendo en cuenta la actual situación de la subárea Valle, y la esperada por el incremento de la capacidad de generación y las reconfiguraciones topológicas en algunas subestaciones del STN y STR. Se debe tener en cuenta que la propuesta limitaría la generación de las referenciadas plantas para evitar congestión en la red ante continencias sencillas y máximo despacho en la subárea, y que dicho Esquema podría requerir un Acuerdo del Consejo, si se considera del tipo sistémico.
5. ELECTRICARIBE presentó en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE, la revaluación de algunas capacidades de transporte en estado normal y de emergencia en varios enlaces del STR en la subárea Córdoba-Sucre. Lo anterior es muy positivo, ya que para esta fracción del Sistema ya no se materializaría, en el corto plazo y bajo condiciones normales de operación, Demanda No Atendida-DNA no programada. El Consejo recomendó al Operador de Red revaluar la evolución esperada de la DNA para el corto plazo con esta acción y replicar el ejercicio para las subáreas Bolívar, GCM y Atlántico.
6. En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE el CND presentó el Informe Trimestral de Restricciones. En este XM plantea una alternativa a través de dispositivos DFACTS para la subárea Atlántico, que tendría un desempeño técnico similar a la opción SAEB, pero a un costo menor. Teniendo en cuenta estos resultados, se sugiere al CND interactuar con la UPME en el marco del CAPT para determinar cuál es la mejor alternativa tecnológica de corto plazo, validando las bondades de los FACTS distribuidos.
7. La CREG envió nuevamente comentarios a los productos CNO asignados en el marco de la Resolución CREG 030 de 2018, es decir, los lineamientos para la elaboración de los estudios de conexión simplificados, las pruebas requeridas previas a la conexión de la generación distribuida y la autogeneración con capacidad menor a 5 MW, y el borrador de la actualización del Acuerdo 1071. En este momento el Comité de Distribución y el Subcomité de Protecciones están analizando los comentarios correspondientes.
8. En el marco del Comité de Operación, ENERCON, firma alemana proveedora de aerogeneradores tipo IV, hizo una presentación sobre los requerimientos exigidos en la Resolución CREG 060 de 2019 para la conexión de plantas eólicas y solares fotovoltaicas en el STN y STR. Se pudo constatar que esta tecnología cumple a cabalidad todas condiciones exigidas en dicha Resolución. La presentación puede ser consultada en la página web del Consejo.

ANEXO

![Imagen que contiene captura de pantalla

Descripción generada automáticamente]()