



Bogotá D.C., 20 de diciembre de 2023

Doctor
OMAR FREDY PRIAS CAICEDO
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG
Ciudad

Asunto: Comentarios a la Agenda Regulatoria Indicativa CREG 2024.
Documento CREG-905 005 07 de diciembre de 2023.

Respetado Director Ejecutivo:

En el plazo establecido por la Circular CREG 089 del 11 de diciembre de 2023 para enviar comentarios al proyecto de Agenda Regulatoria Indicativa del 2024, el Consejo Nacional de Operación-CNO en cumplimiento de sus funciones de ley, presenta sus observaciones para la construcción de la Agenda Regulatoria Indicativa del 2024, que esperamos aporte al desarrollo de la regulación del sector eléctrico, y más específicamente, a la operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN para resolver la crítica situación de algunas áreas y subáreas del Sistema.

Esta comunicación está estructurada de la siguiente manera: en la primera parte se encuentra una recomendación general a la Comisión para la elaboración de la Agenda Regulatoria, posteriormente se presentan los temas que proponemos sean incluidos en la Agenda Regulatoria Indicativa del 2024. A continuación, la lista de temas pendientes de respuesta a solicitudes del Consejo, y finalmente una sugerencia de atención prioritaria de los aspectos asociados a la operación del SIN.

1. Recomendación General:

Para aportar de mejor manera a la construcción de una agenda regulatoria, es recomendable la presentación de un análisis de los factores económicos, sociales y tecnológicos del entorno nacional, regional e internacional, en el corto y mediano plazo, que permita establecer cómo se enmarca la propuesta de temas priorizados en las necesidades del sector eléctrico, los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 y los Planes sectoriales de la UPME.

2. Propuesta de inclusión de temas

El CNO ha alertado a las autoridades sectoriales acerca de la necesidad de tomar medidas regulatorias urgentes que contribuyan a dar solución a la operación crítica de las Áreas Oriental, Caribe y la subárea Chocó-DISPAC. Al respecto, dichas medidas deben ser priorizadas en la Agenda Regulatoria del 2024. En este sentido, a continuación se listan los temas incluidos en las propuestas de Planes de Acción enviados al Ministro de Minas y Energía-MINENERGÍA en comunicación del 4 de septiembre del año en curso.

- Mecanismos alternativos y rápidos, que permitan llevar a cabo las medidas de mitigación y obras de expansión de las áreas críticas Caribe, Oriental y Chocó-DISPAC: Por ejemplo, considerar más tipos de obras en la Resolución de Ampliaciones del SIN.
- Establecer los incentivos normativos para reducir los riesgos para la seguridad y confiabilidad del SIN por niveles de cortocircuito superiores al 100 % de la capacidad de corte en varias subestaciones del STN y STR: Si bien existe la Resolución CREG 193 de 2020, que permite vía ampliación el cambio de bahías por otras con mayores especificaciones, el literal g de la citada norma las enmarca en la tipificación de las Unidades Constructivas-UC. Es decir, si se requiere un cambio de conductor a nivel de 230 kV o una mayor capacidad de corto circuito de ciertos equipos, ello no es posible vía esta Resolución (tipificación de UC no está en función de dichos atributos).
- Establecer los incentivos normativos para reconfigurar las subestaciones del STN y STR con configuraciones poco confiables, anillo y barra sencilla, por ejemplo: Varias subestaciones con este tipo de configuración, un elevado número de bahías y nuevas solicitudes de conexión, están presentes en varias áreas y subáreas operativas críticas del SIN, a saber: Fundación, Valledupar, Ternera y Copey a nivel de 220 kV, Santa Marta, Fundación, Valledupar, Chinú y Cerromatoso a nivel de 110 kV, y Ternera 66 kV.
- Revisión de la definición de mantenimientos de emergencia contenida en la Resolución CREG 065 del 2000: Específicamente se solicitó la modificación a dicha definición y la creación de un nuevo tipo, el de urgencia. Adicionalmente, habilitar Planes Trimestrales de Mantenimientos-PTM en detrimento de los Planes Semestrales-PSM.
- Actualización del Estatuto de Racionamiento, Resoluciones CREG 119 de 1998 y 153 de 2019. Responsabilidades y situaciones no previstas por el Estatuto de Racionamiento. Delegación de coordinación y ejecución del racionamiento a los comercializadores. Se solicitó revisar la posibilidad que la coordinación de un racionamiento esté en cabeza de los Operadores de Red y no de los Comercializadores. Cabe mencionar que se estableció a partir de simulaciones y la caracterización de la demanda (tipos de usuario con comportamientos de potencia constante), que el racionamiento por tensión no sería efectivo cuando la magnitud de este es inferior al 15 % de la demanda nacional.

Para el CNO este tópico es muy relevante, ya que la situación actualmente presentada en el área Caribe y del año 2019 no está prevista en el actual Estatuto de Racionamiento. Respecto a la Resolución CREG 153 de 2019, se informó a la Comisión que, si bien en el marco de la aprobación de la excepción (operación en colas del sistema con tensiones inferiores a 0.9 en p.u.) se prevé que tanto el CND como el CNO verifiquen la no afectación de la operación segura y confiable del SIN, ello no es posible técnicamente para todos los usuarios del SDL.

- Consideraciones técnicas para la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia-RPF y restricciones técnicas para obtener las magnitudes y tiempos en la realización de las pruebas de Estatismo y Banda Muerta de las plantas de generación: Dichas limitaciones deben ser tenidas en cuenta en los diferentes esquemas/posibilidades de la prestación del servicio de RPF para preservar la seguridad del SIN.
- Comportamiento de los pronósticos de demanda asociados a las cargas industriales conectadas al SIN: Vale la pena resaltar que en la propuesta normativa de la Resolución CREG 143 de 2021, se plantea para el Mercado del Día Anterior-MDA y el Mercado Intra Diario-MID la actualización de los pronósticos de demanda y la consideración de la autogeneración en dichos modelos de pronóstico.
- Incremento del “ciclaje” en las unidades de generación: Teniendo en cuenta la situación actual y esperada de algunas áreas críticas del SIN, donde se identifica un atraso sistemático de los proyectos de expansión de red, que ha originado continuos ciclos de calentamiento/enfriamiento de varias plantas de generación, consideramos oportuno que la Comisión evalúe diferentes alternativas para mitigar la situación expuesta. Lo anterior implica que este tipo de plantas tendrán un aumento relevante en el número de arranques y en el patrón de “ciclaje” a medida que aumenta la penetración de la generación basada en inversores. Cabe mencionar que este comportamiento se podría acrecentar debido a la Resolución CREG 101 028 de 2022.
- Consideraciones y propuesta sobre los Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS: Se debe resaltar que, si bien los ESPS actualmente evitan que una contingencia sencilla pueda ocasionar un apagón parcial o total en diferentes partes del SIN, a nivel regulatorio es muy poco lo que se ha reglado sobre este tipo de elementos.
- Participación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías-SAEB en el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia-AGC: Si bien entendemos que los SAEB asociados a plantas de generación pueden participar en el servicio de regulación secundaria de frecuencia cuando el grupo Generador-Batería cumple con los requisitos técnicos establecidos, la normatividad vigente definió que solamente las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente pueden participar en dicho servicio, limitando la participación individual de estos dispositivos, es decir, aquellos SAEB que no estén asociados a una planta de generación específica.
- Procedimientos de ejecución de maniobras, Resolución CREG 025 de 1995: Teniendo en cuenta la evolución del Sistema desde 1995, debe considerarse que actualmente hay multipropiedad en

diferentes subestaciones, y deben contemplarse los riesgos asociados a las maniobras en estas. Bajo este contexto, el Consejo analizó los procedimientos vigentes, y recomendó a la Comisión algunos ajustes para ser incluidos en el nuevo Código de Redes.

- Inclusión del concepto de flexibilidad en los Códigos de Planeamiento, Operación y Conexión: En función de las condiciones actuales del SIN y las esperadas en el mediano y largo plazo con la masificación de la generación basada en inversores, consideramos que se deben definir nuevos servicios complementarios, activar la respuesta ante eventos de sub frecuencia, definir programas de generación con mayor granularidad, establecer nuevos requisitos de conexión, evaluar junto con la UPME el impacto de la penetración masiva de fuentes de generación con costos variables tendientes a cero, entre otras acciones. A continuación, listamos algunos temas que consideramos deben ser revisados juntamente con la Comisión:
 - Concepto de fortaleza de red, fortalecimiento de los criterios de seguridad y nuevos servicios, como inercia y cortocircuito.
 - Redundancia en esquemas de protección a nivel de STR y STN.
 - Reporte de modelos validados RMS y EMT en la carga y los generadores no síncronos.
 - Actualización de requisitos de plantas de generación conectadas mediante inversores.
 - Herramientas de coordinación operativa (despachos intra horarios, reservas y otros).
 - Coordinación de la operación a nivel del SDL (fortalecimiento del Operador de Red-OR, inversiones en controlabilidad y expansión de la red).
- Coordinación Gas-Electricidad: Desde el punto de vista de la seguridad y confiabilidad del SIN es importante que se revise la coordinación operativa de los sectores de gas y electricidad. Lo anterior teniendo en cuenta la repercusión que tendrá, por ejemplo, el Sistema Nacional de Transporte de Gas-SNT en la prestación futura de los servicios complementarios bajo diferentes condiciones operativas y porcentajes de integración de fuentes variables de generación. Asimismo, el actual Reglamento Único de Transporte de Gas Natural-RUT sigue considerando seis (6) horas para las renominaciones de este combustible por solicitudes del CND.
- Código de medida de variables hidrométricas: Si bien la Comisión ha establecido en varias agendas regulatorias la importancia de generar un nuevo Código de medida para este tipo de variables, a la fecha desconocemos el estado actual de la propuesta, a pesar de las múltiples reuniones que se llevaron a cabo entre los funcionarios de la CREG y el Consejo. Adicionalmente, el CNO y CND han venido analizando la forma de incorporar en los estudios de flexibilidad las reglas operativas de las plantas hidroeléctricas con capacidad de regulación, al igual que la guía de cálculo del caudal ambiental. Al respecto, se pudo establecer que no se cuenta con la información de aportes hídricos y descargas con la granularidad requerida (diezminutal u horaria), motivo por el cual este tipo de restricciones no se pueden modelar; es decir, no se puede establecer

directamente el impacto de dichas restricciones en la flexibilidad operativa del Sistema, sin asumir supuestos, como un caudal promedio semanal o mensual constante para todas las horas de un (1) mes típico de operación.

- Bases de datos del Sistema Interconectado Nacional-SIN: En las jornadas de restricciones del Comité de Distribución y el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE del Consejo, se identificó que pueden existir dos (2) bases de datos del Sistema Interconectado Nacional-SIN; la que considera el CND en el marco de las Resoluciones CREG 025 de 1995 y 083 de 1999, y la utilizada por la UPME según la Resolución CREG 075 de 2021. Contar con dos bases de datos puede implicar que las restricciones visualizadas por el CND no sean identificadas por la UPME, y las señales del operador del Sistema respecto a las necesidades de expansión no sean acogidas por la Unidad. Vale la pena mencionar que, durante la jornada, la UPME mencionó que identificó más de 3000 diferencias entre la información de su base de datos (Resolución CREG 075 de 2021) y el sistema de información de parámetros del SIN-PARATEC que administra el CND (Resoluciones CREG 025 de 1995 y 083 de 1999).

3. Temas pendientes:

A continuación se muestran las solicitudes más importantes hechas a la Comisión y que a la fecha no tienen respuesta definitiva por parte de la CREG. La mayoría de ellas están asociadas a los aspectos abordados en el numeral 2 de esta comunicación.

- 13 de octubre de 2016: Solicitud de revisión de definición de mantenimientos de emergencia, contenida en la Resolución CREG 065 del 2000, y la importancia de migrar de Plan Semestral de Mantenimientos a uno Trimestral.
- 16 de marzo de 2018: Documento de "Consideraciones Técnicas para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia de plantas de generación del SIN".
- 10 de agosto de 2018: Solicitud de modificación de la Resolución CREG 119 de 1998, Estatuto de Racionamiento. Delegación de coordinación y ejecución del racionamiento a los comercializadores, y viabilidad del racionamiento por tensión.
- 13 de agosto de 2019: Remisión de documento conjunto CNO-CND/XM-UPME sobre el concepto de flexibilidad y del documento de justificación del CNO sobre la importancia de establecer un Código de Planeamiento para la generación.
- 26 de noviembre de 2019: Comentarios a las circulares CREG 07 y 090 de 2019. Taller de resultados sobre la consultoría para actualizar los criterios y parámetros técnicos del Código de Redes.
- 25 de febrero de 2020: Comportamiento de los pronósticos de demanda asociados a las cargas industriales conectadas al SIN.

- 7 de julio de 2020: Incremento del “ciclaje” en las unidades de generación del área Caribe.
- 4 de agosto de 2020: Restricciones técnicas para obtener las magnitudes y tiempos en la realización de las pruebas de Estatismo y Banda Muerta en unidades de generación (reiteración de la comunicación del 5 de junio de 2019).
- 21 de octubre de 2020: Consideraciones y propuesta sobre los esquemas suplementarios de protección. Acuerdo 1019 de 2017.
- 17 de noviembre de 2020: Participación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías – SAEB en el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia AGC.
- 4 de octubre de 2021: Necesidad de ajustes regulatorios. Resoluciones CREG 119 de 1998 y 153 de 2019. Responsabilidades y situaciones no previstas por el Estatuto de Racionamiento. Ver antecedentes en las comunicaciones CNO con radicado CREG E2019007578 del 15 de julio de 2019, E - 2019012050 del 6 de noviembre de 2019, y las comunicaciones CREG S -2019004650 del 21 de agosto de 2019 y S – 2019005159 del 16 de septiembre de 2019.
- 23 de noviembre de 2021: Observaciones aplicación Resolución CREG 044 de 2020.
- 22 de febrero de 2022: Riesgos identificados para el SIN por las plantas de cogeneración mayores a 20 MW sin garantía de potencia.
- 23 de febrero de 2022: Propuesta de ajustes procedimientos de ejecución de maniobras ante la actualización del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995.
- 12 de julio de 2023: Incorporación del atributo de Flexibilidad en el Código de Redes.
- 10 de agosto de 2023: Nivel de Corto Circuito.
- 10 de septiembre de 2023: Modificación de la Resolución CREG 123 de 2003.
- 12 de septiembre de 2023: Recomendaciones sobre los dispositivos “modular Static Synchronous Series Compensator - mSSSC”, conocidos generalmente como Distributed Flexible AC Transmission System-DFACTS.
- 9 de noviembre de 2023: Código de medida de variables hidrométricas y bases de datos del Sistema Interconectado Nacional - SIN.
- 5 de diciembre de 2023: Solicitud de concepto modificación de mantenimientos de los activos del STN y del STR (Resolución CREG 065 de 2000). reiteración de la comunicación del 29 de julio del 2014).

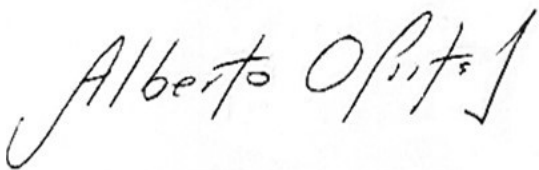
- 5 de diciembre de 2023: "Ciclaje" de las plantas térmicas durante el fenómeno de "El Niño".

Mayor detalle de la anterior lista se encuentra en la presentación adjunta.

4. Solicitud del CNO:

Finalmente, se sugiere respetuosamente a la Comisión abrir un espacio de reuniones periódicas para tratar los aspectos más importantes de la operación del SIN y su atención prioritaria.

Cordialmente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico CNO

Se adjunta lo anunciado.

Copia: Dr. Javier Campillo Jiménez. Viceministro de Energía. MINENERGÍA