

Copia

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No. RADICACION: E-2018-008124 13/Ago/2018-16:54:49
MEDIO: CORREO No. FOLIOS: 1 ANEXOS: 23 FOLIOS
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION -CNO-
DESTINO Christian Jaramillo

cno
Consejo Nacional de Operación

Bogotá D. C., 13 de agosto de 2018

Doctor
CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo
COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG
Av. Calle 116 No. 7-15 Edificio Cusezar Int. 2 Oficina 901
La Ciudad

CREG 13 AUG 2018 16:51

Asunto: Solicitud de información – Fase de diagnóstico de la situación del Código de Redes Contrato 2018-043.

Respetado Doctor Jaramillo:

De acuerdo con la solicitud de información – Fase de diagnóstico de la situación del Código de Redes Contrato 2018-043, nos permitimos adjuntar el cuestionario solicitado por la Comisión de Regulación de Energía y GAS.

Se creó una carpeta digital con los documentos que se referencian en las respuestas al cuestionario, el cual se encuentra en el siguiente enlace de acceso: <https://drive.google.com/drive/folders/1vBoaKykbXnLhrVyl9plga3uHwatxMH7V?ogsrc=32>. Quedamos pendientes que nos informen los correos electrónicos de las personas a las que tenemos que dar acceso a la carpeta.

Atentamente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico CNO

Adjunto lo anunciado

Av. calle 26 No. 69-63 Oficina 408 Teléfonos: 7023029 – 7023026 - 7021892
E-Mail aolarte@cno.org.co - Internet: www.cno.org.co - Edificio Torre 26
Bogotá, D.C.- Colombia

Anexo - Cuestionario CNO

El Consejo Nacional de Operación, CNO, fue creado por las leyes 142 de 1994 (artículo 172) y 143 de 1994 (artículo 36), y tiene por función acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del SIN sea segura, confiable y económica y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación. El CNO expide acuerdos operativos y se pronuncia previamente sobre los proyectos de modificación de los aspectos operativos que van a ser adoptados por la CREG. Por tanto, el CNO es una institución que por sus funciones puede tener aportes a todos los Códigos.

En general, resulta importante para el Consultor y para la CREG que cuando el CNO considere algún aspecto del Código para ser modificado, complementado o adicionado, se pueda disponer de alternativas, evaluaciones o estudios para ser usados como insumos en el análisis y revisión del Código de Redes.

1. CNO Código de Planeamiento - CP

¿En los últimos 5 años el CNO ha realizado estudios específicos, directamente o a través de consultores, para determinar si los requerimientos de información para el planeamiento operativo, en sus aspectos funcionales y temporales requiere actualizaciones por aspectos tecnológicos?

Respuesta: En varias de las reuniones de los Subcomités de Planeamiento Operativo-SPO, Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE e Hidrológico-SH, se han analizado referencias (adjuntas a este documento) sobre la importancia de establecer una mayor resolución temporal en el reporte de las series históricas de los recursos renovables, convencionales y no convencionales, para el planeamiento energético y de potencia en sus diferentes escalas de tiempo (aportes hídricos, velocidad y dirección del viento, irradiación global horizontal, temperatura y presión). Dada la intermitencia de las fuentes Variables Renovables de Energía, VRE por sus siglas en inglés, se necesita información diezminutal u horaria para cada recurso, ello de cara a los análisis mencionados y a los asociados a la cuantificación de la flexibilidad¹ del Sistema Interconectado Nacional-SIN. Sin esta información se necesitaría en la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia-SEP una mayor programación de reservas para la regulación primaria y secundaria de frecuencia, no sería posible hacer pronósticos de generación, ni determinar los requerimientos de rampa del SIN en función de los porcentajes de integración de las fuentes VRE, entre otros ejercicios.

Adicionalmente respecto al reporte, se debe garantizar que los datos sean de buena calidad, cumpliendo las prácticas internacionales y los estándares de la

¹ La flexibilidad en los SEP se refiere a la habilidad que tiene el mismo para adaptarse a varias condiciones de cambio en el balance generación/demanda, proporcionando energía eléctrica de una manera confiable, segura y económica. En la medida que la participación instantánea de los recursos intermitentes es alta, se ocasionan secuencias excesivas de rampa para la Demanda Neta (demanda total menos generación VRE), lo cual no sólo incrementa el riesgo de inestabilidad del sistema (desplazamiento de generación sincrónica y su inercia asociada), sino que también hace necesario que las plantas flexibles, como son las hidroeléctricas y las centrales a gas, tengan que responder rápidamente, incrementando el denominado "ciclaje" (excesivos eventos de rampa, violación de los tiempos mínimos en línea, y en el peor de los casos, número alto de encendidos y apagados).

Organización Mundial de Meteorología-WMO. En este punto vale la pena reseñar lo que está ocurriendo con las plantas hidroeléctricas, donde los reportes de información se hacen, para algunos casos, con balances operativos, situación que genera bastante incertidumbre y puede repercutir en los resultados de los diferentes análisis de planeamiento operativo que realiza el CND. Es por ello que desde la regulación se debe incentivar la adecuada medición del recurso primario para el planeamiento de la operación con fuentes VRE (Código de medida de los recursos renovables intermitentes).

¿Ha estudiado el CNO la denominada coordinación de los subsectores gas - electricidad, tanto en la etapa de planificación operativa como en la etapa de planeamiento del LP?

Respuesta: Si se ha estudiado por parte del CNO (consultor PHC) la revisión conceptual de la operación de los SEP y de gas, al igual que el impacto mutuo en la seguridad operativa, las restricciones que se imponen debido a las incertidumbres propias de la operación de cada uno de sus sistemas y las leyes físicas que los gobiernan (se adjunta el documento).

Por otro lado, en la etapa de planificación de largo plazo, superior a cinco (5) años, los análisis que se presentan en el seno del Consejo por parte de XM sólo consideran la disponibilidad de los combustibles, pero no se modela el SNT ni sus restricciones asociadas. La co-optimización de sectores es un tema actual de investigación e implica el desarrollo de modelos "unit commitment" o de expansión electricidad-gas, por ejemplo, que requieren la modelación detallada de los sistemas involucrados. Teniendo en cuenta el estado del arte, no se ha visto la necesidad desde el CNO de implementar una modelación detallada de ambos sistemas (se considera la disponibilidad de los combustibles y sus precios),

De todas maneras, el Consejo ha abordado el tema y ha identificado una serie de acciones que deben ser contempladas en la coordinación gas/electricidad, de cara a la integración de las fuentes VRE y a las limitaciones que se puedan presentar bajo condiciones críticas del SIN (aportes hídricos deficitarios, reducción del límite de importación del área Caribe por indisponibilidad de circuitos a 500 kV, entre otros). Las mismas se listan a continuación:

Tópico	Situación actual	Situación deseada	Acciones
Tiempos de re-nominación.	Los actuales tiempos de re-nominación son de 6 horas, (establecido en el RUT, numeral 4.5.1.3 y la Resolución CREG 071 de 1999).	Disminución de los tiempos de re-nominación, acercándose a los tiempos del sector eléctrico (re-despacho de 1.5 horas, actualmente).	Revaluar los tiempos de re-nominación calculados con la dinámica del sistema antiguo (SNT), teniendo en cuenta las actuales condiciones y las distancias a los puntos de entrega. Adicionalmente, contemplar un estudio donde se reevalúe las bandas de presión en el SNT.

Viabilizar el "parqueo".	Si bien regulatoriamente esta acción existe, en la práctica sólo se utilizará de forma efectiva en condiciones críticas del sector eléctrico.	Extender el "parqueo" para diferentes situaciones, brindando flexibilidad al sector eléctrico. Por ejemplo, que fuera posible el parqueo de gas de forma periódica, considerando las restricciones físicas de transporte del SNT.	Propuesta técnica/regulatoria para viabilizar el "parqueo" en el sector gas ante diferentes situaciones.
Flexibilización de los tiempos de "inicialización" de la planta de regasificación del caribe.	El tiempo de arranque de la planta de regasificación es cercano a 12 horas, lo cual, dependiendo de las condiciones del sistema eléctrico, puede incrementar el riesgo de desatención de la demanda.	Reducir el tiempo de arranque de la planta de regasificación.	Analizar y estudiar con el Grupo Térmico las limitaciones técnicas que presenta la planta de regasificación en su arranque, para explorar alternativas de reducción de dichos tiempos.
Negociación de desbalances.	Los desbalances están asociados a las limitaciones de inyección de gas, si este no está contratado, o se consume menos de lo acordado. Adicionalmente, en condiciones de re-despacho, puede que, por limitaciones técnicas, no sea posible usar más gas. Asimismo, si hay más consumo de gas al contratado, existen penalizaciones para el generador. Todo lo anterior, en algunas situaciones para los sectores eléctrico y gas, puede incrementar el	Para el sector eléctrico: Viabilizar en situaciones de emergencia las desviaciones hacia "arriba", donde el SIN necesite más gas del contratado por el/los generador/es. Lo anterior respetando las condiciones físicas del SNT.	Desde la regulación, posibilitar un nuevo producto en el mercado, donde se viabilicen los mencionados desbalances (más allá de los acuerdos bilaterales). Priorizar el gas para el sector térmico ante condiciones que puedan comprometer la confiabilidad y seguridad del SIN.

	riesgo de desatención de demanda.		
Ajuste causal re-despacho.	Actualmente no existe una causal de re-despacho, cuando se presentan eventos en el sector Gas, que afectan la operación del SIN. Adicionalmente, tampoco se autorizan desviaciones cuando se requiere más generación térmica a gas, por condiciones eléctricas del SIN.	Definir desde la regulación causal de re-despacho y posibilidad de autorizar desviaciones, cuando se requiera por necesidades del SIN.	Proponer a la CREG causal de re-despacho cuando se presentan eventos o situaciones operativas en el sector gas, que afecten al SIN. Identificar bajo qué situaciones críticas, que puedan comprometer el SIN, se podrían permitir autorizaciones a desviarse, respetando siempre las restricciones del SNT, y sin poner en riesgo el sistema eléctrico.
Definir protocolos de comunicación ante situaciones críticas entre sectores y participantes del sector gas.	No existe un protocolo de comunicación FORMAL entre los sectores de gas y electricidad.	Desde la regulación, existencia de un protocolo FORMAL entre los sectores de gas y electricidad.	Formular en conjunto con el CNO gas un protocolo de comunicación, definiendo el tipo de información que se reporta, el flujo de dicha información, acciones que se deriven, entre otros aspectos.

Herramientas de pronóstico cercanas al tiempo real.	En algunos casos, se ha observado que los actuales pronósticos de demanda no son muy acertados, situación que implica un incremento o reducción de la generación asignada en el despacho. Lo anterior, bajo ciertas condiciones operativas del SIN, puede comprometer la seguridad y confiabilidad del mismo. Con el incremento de la participación de las Fuentes Renovables Variables de Energía en la matriz eléctrica colombiana, es necesario establecer mecanismos que flexibilicen la operación del SIN. Una de ellas, la cual no está implementada, está asociada a los pronósticos de generación intermitente.	Mejores herramientas de pronóstico de demanda, cercanas al tiempo real, e implementación, desde la regulación, de obligatoriedad de reportes de pronósticos de generación para plantas intermitentes.	Mejorar las metodologías de pronóstico de la demanda por parte de los OR. Gestionar con el regulador, vía actualización del código de redes, la obligatoriedad del reporte de pronósticos de generación de plantas intermitentes.
Despacho vinculante y mercado intra-diario.	No existen estos mecanismos actualmente.	Implementación del despacho vinculante y el mercado intra-diario	Interactuar con la CREG y sus consultores, en la definición y características del despacho vinculante y el mercado intra-diario.
Definir un Gestor Técnico del sector Gas.	No existe un Gestor Técnico del Sector Gas.		

Adicionalmente, en el año 2015, y como resultado del mandato de la Resolución CREG 88 de 2015 que modificó el artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013, se remitió a la CREG junto con el CNO gas el documento “*Protocolo de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas orientados a optimizar el despacho y re-despacho de las plantas termoeléctricas a gas, conforme a las condiciones del sistema de gas natural*”. El protocolo incluye propuestas de coordinación operativa

de aplicación inmediata y otros que requieren cambios regulatorios. (Se adjunta copia de la comunicación y el protocolo de coordinación enviado a la CREG).

En este sentido ¿ha elaborado el CNO, en los últimos 5 años, algún estudio con propuestas de ajustes al Código de Planeamiento?

Respuesta: El Consejo ha identificado varios aspectos que deben revisarse, dada la repercusión que tienen en la operación del SIN.

A continuación, listamos los más relevantes:

- Gestión de fallas en super-componentes (cisnes negros): Los super-componentes son aquellos arreglos de elementos, cuya falla puede generar problemas de inestabilidad, seguridad o confiabilidad en los SEP, o en el peor de los casos colapsos parciales o tales (blackouts). Los principales super-componentes son: i) líneas de transporte de energía que comparten múltiples circuitos; ii) subestaciones; iii) centrales de generación, y en general aquellos elementos críticos de un SEP. El Código de Redes actual establece que se deben llevar a cabo análisis de seguridad contemplando contingencias sencillas (criterios N-1 y N-1-1) en líneas y transformadores, sin embargo, no se menciona nada respecto a la identificación y tratamiento de los denominados “cisnes negros”. Eventos como el del 26 de abril del 2007, blackout ocasionado por la falla de la subestación Torca, permitieron a la UPME tomar una serie de medidas, como la definición de la metodología de evaluación de la criticidad de fallas en subestaciones y selección de la mejor configuración (Plan de Expansión 2014-2028). Si bien ello es positivo, consideramos que esta metodología debe ser parte integral del Código de Planeamiento. Lo anterior se puede extender a todos los super-componentes, especialmente a las centrales de generación (fallas en Guatapé y Flores durante el fenómeno de “El Niño” 2015-2016). Al respecto, a través de los Subcomités de Análisis y Planeamiento Eléctrico y Planeamiento Operativo, el Consejo junto con el CND pueden identificar los super-componentes del SIN en el corto, mediano y largo plazo, al igual que plantear su tratamiento en el planeamiento operativo.
- Definición de elementos flexibles, modulares y desplazables para la mitigación de situaciones críticas en el SIN: Catástrofes como la avalancha de Mocoa también afectaron al sector eléctrico. Si bien la indisponibilidad de la subestación del STN movilizó a los agentes transportadores para el restablecimiento del servicio, los planes de continuidad de las empresas se vieron afectados (facilitar elementos como bahías móviles, interruptores, transformadores de reserva, entre otros, para la normalización en Mocoa en detrimento de la confiabilidad). Este tipo de situaciones también se han generado por el retraso de la expansión de la red (conexión de transformadores móviles para atender la demanda en varios mercados de comercialización por el atraso de nueva infraestructura). En este sentido, sugerimos establecer desde el Código de Planeamiento alternativas de mitigación para esta clase de situaciones. Por ejemplo, se debería dar la opción a la UPME de estudiar económicamente la definición y localización

estratégica de elementos flexibles y desplazables, para ser utilizados cuando se requieran.

- Niveles de sobrecarga para el planeamiento de la expansión: Actualmente en los ejercicios de planificación de la red (cuantificación de beneficios por confiabilidad eléctrica y reducción de restricciones), la UPME considera la posibilidad de copar el límite de sobrecarga de las líneas y transformadores del STN y STR, es decir, ante una contingencia tipo N-1 o N-1-1 que ocasione un nivel de carga superior al 100 %, pero inferior al límite de emergencia, no se establece el Valor Esperado de la Energía No Suministrada-ENS, la Potencia Reconciliada, y subsecuentemente, una expansión de red. Lo anterior puede reducir el espacio factible de las medidas operativas que el CND aplica en la operación en tiempo real. En este sentido, consideramos que se debe definir claramente en el Código de Planeamiento, que no se permiten sobrecargas bajo condiciones normales de operación y contingencias N-1 y N-1-1.
- Selección del escalón de racionamiento: La valoración de la Energía No Suministrada es fundamental para establecer la viabilidad económica de las obras de expansión por agotamiento de la red o confiabilidad eléctrica. Para ello se utiliza el Costo de Racionamiento-CRO, sin embargo, no es clara la referencia para la selección del escalón, el cual depende del porcentaje de demanda racionada. Existen dos interpretaciones, la primera consiste en calcular el porcentaje de demanda a racionar respecto a la proyección nacional (casi siempre primer escalón). La segunda toma como referencia la proyección de la zona de influencia del proyecto. Dado que la expansión es sensible a este parámetro (se puede o no viabilizar un proyecto en función de las dos interpretaciones), recomendamos definir en el Código de Planeamiento el procedimiento de selección del CRO, tomando como referencia de selección la demanda de los diferentes mercados de comercialización.
- Esquemas Suplementarios de protección del Sistema-ESPS: Los ESPS han proliferado durante los últimos 10 años dado el atraso de la expansión de la red. La mayoría de ellos están relacionados con la desconexión de demanda en los STR's, posterior a una contingencia que ocasiona la violación de los límites de seguridad (cargabilidad y niveles de tensión, por ejemplo). Por esta razón el Consejo elaboró los documentos "*Marco Conceptual de Esquemas Suplementarios de Protecciones*" y "*Responsabilidades en los Esquemas Suplementarios del SIN*", previo a la expedición del Acuerdo 1019 de 2017(documentos adjuntos). En este sentido recomendamos a la Comisión abordar en el Código de Planeamiento dichos esquemas, definiendo responsabilidades, procedimientos de implementación y vigencias.

Vale la pena mencionar que en el corto y mediano plazo varias plantas de generación con fuentes VRE podrían solicitar su conexión al SIN antes de la

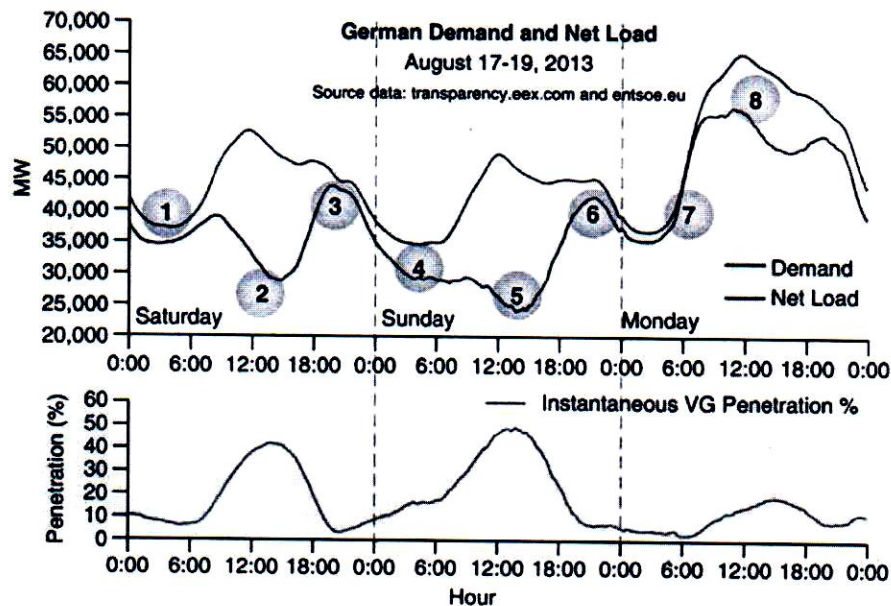
fecha de puesta en servicio de la expansión requerida por su incorporación, ello a través de esquemas tipo RAG (Rechazo Automático de Generación). Si bien lo anterior técnicamente es posible y ha sido implementado por varios operadores en otros sistemas (Uruguay y Dinamarca, por ejemplo), desde el Código de Planeamiento debe establecerse claramente si ello es factible.

- Manejo de restricciones con desconexión de demanda: La desconexión de demanda para la gestión de restricciones debe definirse como una medida de expansión del STN y los STR's, considerando inclusive una remuneración por ello (previa evaluación económica por parte de la UPME en el Plan de Expansión). Inclusive, en el mismo mecanismo del Cargo por Confiabilidad se podrían contemplar como proyectos de expansión los planes de desconexión de demanda bajo condiciones de activación del Cargo, es decir, cuando el precio de bolsa es superior al precio de escasez. Recomendamos a la Comisión incluir esta posibilidad en el Código de Planeamiento.
- Contratación de proyectos de largo plazo. Indicadores y su efecto en la expansión de la generación: Recientemente el Ministerio de Minas y Energía-MME expidió la Resolución 40791 de 2018, *"Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueve la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica, complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista"*. En dicha Resolución se define un procedimiento de precalificación y calificación a los proyectos interesados en participar en la subasta, ello a través de una serie de indicadores: i) Resiliencia; ii) Complementariedad entre recursos renovables; iii) Contribución a la seguridad Energética Regional y iv) Reducción de Emisiones. Adicionalmente, se menciona que en función de los análisis de la UPME plasmados en el Plan de Expansión, el MME establecerá la oportunidad de convocar el mecanismo y la cantidad de Energía Media a subastar. Por otro lado, los únicos criterios que actualmente se tienen en cuenta en el planeamiento operativo y de la expansión de la generación son: i) Valor Esperado de Racionamiento de Energía-VERE; ii) Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado-VEREC y iii) Número de casos con déficit (confiabilidad del 95 %).

En este sentido, es importante que el Código de Planeamiento unifique y estandarice todos los indicadores, y determine los límites permitidos para cada uno de ellos. En el caso del VEREC tener en cuenta que por su formulación matemática, es posible que con la entrada de un proyecto de expansión su valor aumente (físicamente no tiene sentido). Asimismo, creemos que se debe adicionar el criterio de flexibilidad en el planeamiento de la expansión (se detalla más adelante) al igual que la gestión del riesgo ante la incertidumbre de los aportes al SIN. Respecto a lo último, en Brasil por ejemplo la ONS planifica su sistema para cubrirse contra el peor escenario histórico. Finalmente, si bien actualmente se maneja en el planeamiento operativo la Curva Agregada de Aversión al Riesgo-CAR, sugerimos a la Comisión posibilitar el uso de otros enfoques desde el mismo

Código (Minimización del máximo arrepentimiento y Conditional Value at Risk-CVAR).

- Flexibilidad en el planeamiento de la expansión: Como se mencionó anteriormente, la flexibilidad se refiere a la habilidad que tiene un SEP para adaptarse a las variaciones en el balance generación/demanda. El Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica-EPRI, por ejemplo, relaciona la flexibilidad operativa como la habilidad de un sistema para "rampear" o ciclar varios recursos, manteniendo dicho balance y proporcionando energía de manera confiable y económica. En la siguiente gráfica se observa como la generación a partir de las Fuentes VRE representa un reto para la operación de los SEP.



En la medida que la participación instantánea de los recursos intermitentes es alta, se ocasionan secuencias excesivas de rampa para la Demanda Neta, lo cual no solo incrementa el riesgo de inestabilidad del sistema (desplazamiento de generación sincrónica y su inercia asociada), sino que también hace necesario que las plantas flexibles, como son las centrales hidroeléctricas y térmicas a gas, tengan que responder rápidamente. En este sentido, la incorporación de las fuentes VRE (desplazamiento de generación convencional por dichos recursos intermitentes) es el principal "driver" para incrementar las necesidades de flexibilidad en los SEP. También existen otros elementos, como la integración de mercados (caso europeo ENTSO-E), regulaciones ambientales, cambio en los patrones de consumo de la demanda, entre otras.

Asimismo, se deben modelar en el planeamiento de la expansión las principales fuentes de flexibilidad, es decir, las plantas controlables, el almacenamiento (convencional, electroquímico o emergente como el Power To Gas), la respuesta de la demanda y la red de transmisión, respetando las

restricciones del sistema, como los niveles de reservas, regulación y respuesta en frecuencia, requerimientos de inercia, restricciones ambientales, como los límites al caudal aprovechable, entre otras.

Si no se modela la flexibilidad en el planeamiento operativo y de la expansión, se puede materializar la conformación de un sistema poco flexible, lo cual limita los niveles de incorporación de las fuentes VRE.

Finalmente, sugerimos a la Comisión contemplar las siguientes métricas para establecer los requerimientos de flexibilidad de los SEP:

- ❖ Magnitud de Rampa (demanda total, generación solar fotovoltaica y eólica)-MW/min.
- ❖ Frecuencia de la Rampa (demanda total, generación solar fotovoltaica y eólica).
- ❖ Duración de la Rampa, métrica fundamental para establecer los tiempos de encendido de las plantas convencionales, principalmente térmicas.
- ❖ Magnitud de Rampa de la Demanda Neta (demanda total menos generación a partir de las fuentes VRE), que se incrementa en la medida que se incorporan más plantas intermitentes.
- ❖ Frecuencia de Rampa de la Demanda Neta.

Se adjuntan varias referencias donde se presenta el estado del arte de este tipo de análisis.

2. CNO Código de Conexión - CC

Desde el punto de vista de las funciones del CNO en el proceso de conexión (Acuerdos 646, entre otros posibles) ¿qué requerimientos adicionales a los actualmente previstos en el Código de Conexión deben incluirse en este Código para permitir la incorporación de nuevas tecnologías o la adopción de cambios tecnológicos en Colombia, tanto en generación como en transmisión, especialmente en las necesidades de equipamiento o las especificaciones de los equipamientos actualmente establecidos (esquemas de protecciones, telecomunicaciones supervisión y control, otros)?

Respuesta: En el Acuerdo 646 se establece el procedimiento guía y los plazos aclaratorios no previstos en la regulación para la entrada en operación de plantas al SIN, de Activos del Sistema de Transmisión Nacional-STN, del Sistema de Transmisión Regional-STR, y de Activos de conexión al STN. Adicionalmente, el Acuerdo 601 define los plazos de reporte al CND de los parámetros técnicos para la realización del Planeamiento Operativo Eléctrico. Dichos Acuerdos son fundamentales y en este momento se están actualizando, dada la incorporación prevista en el mediano y largo plazo de nuevas tecnologías de generación y transporte de energía.

Los cambios analizados, estudiados hasta ahora y aún en discusión, se muestran en la presentación adjunta de XM (no son definitivos). Se debe tener en cuenta que

los nuevos Acuerdos serán definitivos una vez expedida la Resolución transitoria planteada por la CREG.

- **¿Deben modificarse o complementarse las responsabilidades de los diferentes usuarios del STN en el proceso de la supervisión y control de la operación del STN?**

Respuesta: Teniendo en cuenta que la pregunta referencia al STN, asumimos que las nuevas tecnologías que se conectarán a dicho sistema tienen una capacidad importante (mayor a 5 MW, por ejemplo). Las responsabilidades de los nuevos usuarios en relación con la supervisión y control no deben cambiar, es decir, tienen que mantenerse. Por otro lado, consideramos que deben contemplarse los nuevos estándares, arquitecturas y normativas internacionales (ciberseguridad, por ejemplo), dados los avances tecnológicos (adjuntamos documento de referencia). Asimismo, se debe garantizar la supervisión y control de usuarios conectados en otros niveles de tensión, STR y SDL, dadas las expectativas de incorporación de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER y su efecto en la operación y planeación de los SEP.

Vale la pena mencionar otros aspectos relacionados con las responsabilidades de supervisión y control de futuros usuarios conectados al STN, si se reevalúa por parte de la Comisión la definición de Activos de Uso. Actualmente cuando una demanda o generador quieren conectarse a dicho nivel de tensión, reconfigurando un activo del STN, no es posible que el interesado acometa las obras que son necesarias para su incorporación, ya que este debe esperar a la selección del transportador por parte de la UPME (convocatoria). Si la CREG permite que un usuario pueda llevar a cabo las obras que son necesarias para su conexión, independientemente que se reconfigure un activo que sirva a varios usuarios, todas las responsabilidades deben ser asumidas por un transportador (ya sea o no el incumbente).

Finalmente, recomendamos estudiar si se debe definir desde la regulación las metas de calidad de la supervisión, dado que hoy en día se hace vía Acuerdo por parte del Consejo.

- **¿Deben incorporarse en el Código de Conexión pruebas adicionales a las definidas en este Código a la luz de la incorporación de nuevas tecnologías, o modificación de las pruebas requeridas actualmente? ¿Cuáles?**

Respuesta: Sí deben incorporarse en el Código pruebas adicionales por la conexión de las nuevas tecnologías de generación. Las mismas, que están contempladas en la propuesta transitoria de XM, las listamos a continuación:

- Pruebas de estatismo potencia/frecuencia.
- Pruebas de estatismo potencia reactiva/tensión.
- Pruebas de modelos validados de generadores y controles asociados.
- Pruebas de potencia reactiva.
- Pruebas de desempeño respuesta rápida en frecuencia (emulación de inercia o inercia sintética).
- Pruebas adicionales para otros parámetros (rampas, configuraciones, curva potencia/nivel de embalse, elementos de transmisión, protecciones, entre otras).

¿Considera el CNO que se debe mantener o excluir la posibilidad de conexiones en T en el STN? Por favor dar los argumentos de su respuesta.

Respuesta: El antecedente regulatorio de las conexiones en T es el siguiente:

La Resolución CREG 025 de 1995 preveía:

"7.2. LÍNEA DE TRANSMISIÓN PARA ACOMETIDA AL STN.

Por exigencias propias de confiabilidad y seguridad de la operación del SIN y del STN, no se permitirán conexiones en " T ", ni aun provisionalmente, de líneas de transmisión o transformadores a líneas del STN. El diseño de la línea de transmisión deberá cumplir las especificaciones del Anexo CC.1 y se someterá a aprobación del Transportador."

La Resolución CREG 093 de 1996, que modificó la Resolución CREG 025 de 1995, establece lo siguiente:

Considerandos: (...) *"hay situaciones excepcionales en las cuales es conveniente permitir las conexiones provisionales en "T".*"

"7.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN PARA ACOMETIDA AL STN

Por exigencias propias de confiabilidad y seguridad de la operación del SIN y del STN, no se permitirán conexiones permanentes en "T". Para casos excepcionales, el CNO podrá autorizar conexiones transitorias, ya sea que se trate de la conexión de un generador, de un transportador, o de una línea de refuerzo al Sistema de Transmisión Nacional. En estos casos, la nueva conexión no debe afectar la confiabilidad de los agentes ya conectados al sistema, para lo cual se presentará solicitud al CNO para el estudio de la conexión provisional. La decisión del CNO deberá sustentarse y consignarse en acta, en donde además se establecerá el período máximo de la situación transitoria de la respectiva conexión. El diseño de la línea de transmisión deberá cumplir con las especificaciones del anexo CC1 y se someterá a la aprobación del transportador."

Bajo las condiciones actuales del STN y STR, donde se evidencian subáreas del SIN en estado de emergencia y múltiples restricciones, no se deben permitir las conexiones en "T". No obstante, si las expansiones definidas por la UPME y los Operadores de Red-OR entran en operación, la condición del Sistema mejora ostensiblemente, se garantiza un adecuado esquema de protecciones y se define una temporalidad a este tipo de conexiones, se deben seguir permitiendo previo análisis de confiabilidad del operador del Sistema.

Vale la pena referenciar el caso de Drummond en la subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), donde técnicamente se evidenció como esta carga, a su máxima demanda, afectaría aún más esta porción del SIN (zona del país que depende de la programación de generación de seguridad para el control de tensión, la cual se hace insuficiente si la demanda se incrementa, no se expande la red y no se tiene una fuente adicional de potencia reactiva).

Asimismo, se debe reflexionar respecto al comportamiento del SIN, si un usuario quisiera conectarse en "T" a uno de los corredores más importantes del país, como

son Primavera-Bacatá 500 kV u Ocaña-Copey 500 kV. Es claro el riesgo al que estarían expuestas las áreas Oriental y Caribe, y en general todo el SIN, dado el porcentaje de la demanda que atienden.

- **¿Se requiere definir en el Código de Conexión nuevas responsabilidades de los transportadores, o de los usuarios del SIN en el punto de conexión? ¿Cuál es la justificación?**

Respuesta: Si consideramos que deben definirse nuevas responsabilidades a los transportadores y usuarios en el Código de Conexión, en especial bajo la multipropiedad y cuando varios agentes están involucrados en un proyecto de expansión específico.

En el Consejo se han presentado casos particulares, en los que un proyecto, compuesto por obras en el STN y STR, está listo para entrar en servicio parcialmente. Si primero está disponible la infraestructura del STR y la parte del STN se demora, ya sea por modificación de fecha o atraso, se pueden generar incentivos al no cumplimiento de los cronogramas inicialmente definidos. Para este ejemplo, dado que el proyecto fue concebido como uno sólo, no sería posible la conexión de las obras del STR con su subsecuente remuneración. Este tipo situaciones deben ser estudiadas por la Comisión.

Adicionalmente, tampoco es claro en la regulación cómo proceder en aquellos casos en los que se requiere reevaluar la operación de un ESPS por agotamiento de la red, responsabilidad del OR incumbente, y las modificaciones asociadas a dicho esquema implican adecuaciones sobre activos de un transportador regional, involucrado por ser el dueño de los activos, ejecutados a través de una convocatoria previa del STR (¿quién es el responsable por la adecuación del ESPS?). Este tipo de situaciones también deben ser analizadas por la CREG.

Finalmente, alertamos a la CREG sobre la asignación de los puntos de conexión al STN y STR por solicitudes de agentes generadores. La Resolución CREG 106 de 2006 estableció un mes para la constitución del contrato de conexión entre el transportador y el usuario, contados a partir de la fecha de expedición del concepto de la UPME. Si ello no se cumple, se puede liberar la capacidad aprobada. Al margen de lo anterior, observamos que varios proyectos de generación cuentan con concepto de la Unidad y el transportador, pero no se ha avanzado en la construcción del proyecto y su incorporación al sistema. Lo anterior puede bloquear solicitudes de otros agentes con la verdadera intención de conectarse (¿cuál es la vigencia de un concepto de conexión?). Nuevamente, recomendamos a la CREG estudiar este y los otros casos expuestos, desde el punto de vista de las responsabilidades.

- **¿Qué recomendaciones específicas tiene el CNO que impliquen modificar el Código de Conexión para la adopción de los esquemas suplementarios?**

Respuesta: Ver respuesta anterior y recomendación del Consejo sobre los aspectos que deben revisarse en el Código de Planeamiento por su impacto en la operación del SIN (aparte de los ESPS).

- **El Código de Conexión en su numeral 13, establece los servicios que los usuarios, tanto generadores como demanda pueden y deben prestar. ¿existen restricciones a la prestación de estos servicios que deban corregirse desde el Código de Conexión?**

Respuesta: Respecto al control de frecuencia, específicamente la regulación primaria, el Consejo ha identificado algunas limitaciones para ciertas tecnologías de generación. Ello se encuentra plasmado en el documento "Consideraciones técnicas para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia de las plantas de generación del SIN", el cual adjuntamos. Adicionalmente, creemos que, debido a dichas restricciones, la Comisión debe estudiar la conformación de un mercado de regulación primaria para eventos de sub-frecuencia, sobre todo si se materializa una penetración masiva de plantas solares fotovoltaicas y granjas eólicas.

Con relación al Control Automático de Generación-AGC (Regulación Secundaria de Frecuencia), existen nuevos elementos como los dispositivos de almacenamiento electroquímico-baterías y cargas flexibles (demanda con inercia térmica asociada), que podrían proporcionar este servicio. Desde la regulación y los mismos Acuerdos del Consejo se deben hacer los ajustes necesarios para viabilizar estas posibilidades tecnológicas.

Respecto al control de tensión y suministro de potencia reactiva, si bien las tecnologías despachadas centralmente han proporcionado este servicio en función de sus curvas de capacidad, no es claro si las plantas conectadas al nivel del SDL, como los paneles solares fotovoltaicos sobre techos de edificaciones, también tiene que hacerlo, esto si su participación agregada en la matriz eléctrica es significativamente alta. Sugerimos a la Comisión estudiar este punto, principalmente por lo definido en la Resolución CREG 030 de 2018, procedimientos simplificados para la conexión de la Autogeneración a Pequeña Escala y la Generación Distribuida (el Consejo a través de sus comités y subcomités están analizando a partir de qué rango de capacidad se debe exigir el suministro de potencia reactiva para el control de tensión).

3. CNO Código de Operación - CO

- ¿El o los procedimientos establecidos en el CO para el intercambio de información entre las empresas requiere alguna actualización o modificación? ¿Cuáles y por qué? ¿Existe algún tipo de agente que no esté incluido dentro del cubrimiento del Código de Operación y que lo deba estar? ¿Cuál?

Respuesta: En el Consejo se presenta intercambio de información entre sus miembros y el CND, con el fin de realizar el planeamiento operativo eléctrico y energético de mediano y largo plazo. Adicionalmente, existen diversas plataformas como el PARATEC, donde se actualizan los parámetros de los elementos del STN y STR. Asimismo, el HEROPE permite registrar todos los eventos sobre las plantas de generación despachadas centralmente y activos del STN y STR. En este mismo sentido, en el SNC y NEPTUNO se registran las consignaciones e hidrología de las plantas despachadas de forma centralizada, respectivamente.

Teniendo en cuenta lo anterior, es importante resaltar que la información de eventos e hidrología de las plantas de generación se hace para aquellas centrales con una capacidad superior a 20 MW. Con la incorporación de los recursos intermitentes, es decir, plantas filo de agua, solares fotovoltaicas y eólicas a nivel centralizado y distribuido, se deben actualizar las mencionadas plataformas y procedimientos del Consejo, haciendo extensivo el reporte de información del recurso primario (aportes

hídricos, velocidad y dirección del viento, al igual que la irradiación global horizontal) a plantas renovables, convencionales y no convencionales, con una capacidad, por ejemplo, mayor a 1 MW. Es evidente que lo anterior requiere de inversiones en tecnología, tanto para el CND como para los agentes generadores (nuevos y existentes).

¿Se ha identificado algún tipo de limitación o barrera procedimental o tecnológica que limite el intercambio de información bien sea entre agentes o entre agentes y el Centro Nacional de Despacho, CND, que deba ser levantada desde el Código de Operación, cuál y por qué?

Respuesta: Respecto a los procedimientos, reiteramos nuevamente lo que ocurre con algunas plantas hidroeléctricas, en los que el reporte de la información de caudales se hace a través de balances operativos y no mediciones. Asimismo, en línea con la respuesta anterior, se deben llevar a cabo inversiones tecnológicas para el intercambio de información del recurso primario de generación de las fuentes VRE (capacidad mayor a 1 MW, por ejemplo).

Un tema que no es menor, pero consideramos debe ser estudiado por la Comisión, es el acceso a la información de la base de datos del SIN por parte de cualquier interesado, previo análisis del solicitante. Esto se puede constituir en una barrera de entrada para los nuevos usuarios (ellos deben realizar los estudios de conexión respectivos según la reglamentación vigente).

¿Se requiere la adopción de nuevos sistemas de información para la realización de la operación ante la entrada de nuevas tecnologías o la evolución de las existentes, de tal forma que se requiera modificar el Código de Operación?

Respuesta: Si se requiere la adopción de nuevos sistemas de información y/o la actualización de los existentes, ello en el marco de la actualización del Código de Operación. La justificación se encuentra en la respuesta a las dos preguntas previas.

¿Qué información adicional se requiere para el planeamiento operativo energético y eléctrico de las fuentes no convencionales de energía? ¿Cuáles serían las fuentes, la oportunidad, entre otros aspectos, de la información de las fuentes no convencionales de energía, requerida por el CND para su ejercicio de planeamiento operativo energético en los diferentes horizontes de planeamiento?

Respuesta: Como se mencionó previamente, se debe incluir en el Código de Operación el reporte de los recursos primarios para la generación de energía, con una resolución horaria o diezminutal y medidos bajo estándares de la WMO (Código de medida de los recursos renovables intermitentes). Adicionalmente, se necesitan los modelos detallados de cada una de las plantas de generación, con las nuevas funcionalidades (FRT, LVRT, HVRT, RRF, estatismos, inyección rápida de reactivos, curvas de capacidad, protección anti-isla y controladores). Las fuentes de información son los mismos agentes y la oportunidad de su reporte la está estudiando el Consejo en el marco de la actualización del Acuerdo 646.

¿Desde el punto de vista operativo sigue siendo válido el criterio de definición de las plantas despachadas centralmente y las no despachadas centralmente? si no lo es ¿qué alternativa(s) de ajuste se tienen, o se han evaluado?

Respuesta: Como lo mencionamos previamente, la incorporación masiva de las fuentes VRE a nivel distribuido y centralizado hace necesario contar con su supervisión y la información del recurso primario. En este sentido, se observa en el mediano plazo que el criterio de definición de las plantas despachadas centralmente debe cambiar. En el seno del subcomité de plantas del CNO se estudió la reducción del límite actual para despacho centralizado, de 20 a 5 MW, dado que este valor es la cota superior para los procedimientos simplificados de la Resolución CREG 030 de 2018. Sin embargo, desde el punto de vista tecnológico, una planta solar fotovoltaica de 1 MW ya es considerada MEGASOLAR. Por ello, al principio se podría definir un límite de 5 MW, para luego en función de los porcentajes de penetración de los DER, ajustarlo a 1 MW.

- ¿Qué ajustes considera el CNO que se requieren hacer ante la entrada de nuevas tecnologías en generación y transmisión (FRNC, HVDC, FACTs, dispositivos de almacenamiento, por ejemplo)?

Respuesta: Como se ha referenciado previamente, es importante actualizar los procedimientos de reporte de información del recurso primario de las fuentes VRE, incluir los nuevos recursos intermitentes e incrementar su resolución temporal, todo ello para el planeamiento energético y de potencia a nivel operativo y de la expansión (incluyendo los análisis de flexibilidad). Asimismo, se deben adicionar los nuevos requerimientos de conexión y operación planteados por XM en su propuesta transitoria, haciéndolos extensivos a las plantas filo de agua (cuando aplique).

Por otro lado, si bien desde la UPME y XM se han estudiado soluciones tipo BESS, no ha sido posible la definición de esta clase de tecnologías para la gestión de restricciones en áreas congestionadas y bajo condición crítica (Atlántico), ello a pesar de la Resolución CREG 093 de 2014, la cual ya fue aplicada previamente para evitar el colapso del área Oriental por el atraso de la expansión definida. Una de las razones que se esbozan desde la Unidad para no aplicar la citada Resolución en el caso de las baterías, es la inexistencia del marco regulatorio para este tipo de elementos. En este sentido, el Código de Redes debe definir el referenciado marco regulatorio. Al respecto, recomendamos no encasillar al almacenamiento electroquímico como un elemento específico de la cadena (generador, transmisor o distribuidor), sino reconocerlo como un dispositivo multitarea.

Respecto a los FACTS, desde el planeamiento de la UPME y los Acuerdos del CNO no se evidencian por ahora ajustes en el Código, ya que elementos como SVC's y STATCOM's ya se encuentran en servicio. Vale la pena mencionar que desde XM, la UPME y el CNO se han estudiado otros dispositivos, como los TCSC's, SSSC, DFACTS y PST's, (en la medida que se definan y se incorporen al SIN, se ajustarán los acuerdos asociados). Adjuntamos el Acuerdo 947.

Vale la pena mencionar que existen otras herramientas que permiten flexibilizar la operación de los SEP. Por ejemplo, los límites dinámicos de sobrecarga, DLR² por sus siglas en inglés, también deben incorporarse en el Código de Operación, dada

² Dynamic Line Rating-DLR: Este tipo de tecnologías permiten definir un límite máximo de sobrecarga variable, en función de las condiciones meteorológicas, como son la temperatura, la velocidad del viento y la irradiación global horizontal.

su utilidad para el manejo de restricciones donde otro tipo de soluciones no son posibles de implementar.

Finalmente, debe hacerse un análisis de las restricciones tecnológicas de los diferentes tipos de redes HVDC (VSC y LCC), ya que recientemente la UPME definió en su Plan de Expansión la infraestructura en corriente continua para evacuar más de 2600 MW de generación VRE, pero no es claro el tipo tecnología a implementar. Adjuntamos como referente el Código de Redes del ENTSO-E para esta clase de redes.

- ¿Qué aspectos del Código de Redes, específicamente del Código de Operación deben ser actualizados por avances tecnológicos?

Respuesta: Ver respuesta a la pregunta anterior.

- ¿La definición de los costos de racionamiento y su aplicación requiere algún ajuste?

Respuesta: Consideramos que los costos de racionamientos deben actualizarse a través de un nuevo estudio de la UPME, diferenciándolos por regiones y tipo de eventos, es decir, si son desconexiones imprevistas o programadas. Asimismo, reiteramos nuevamente lo expuesto, respecto a la selección del CRO en función del porcentaje de demanda a deslastrar (demanda nacional o de la zona de influencia de un proyecto de expansión).

- ¿Qué información adicional a la establecida en el Código de Operación se requieren para el planeamiento energético según cada tipo de tecnología?

Respuesta: Ver respuestas previas, con relación al recurso, resolución y calidad de la información.

- ¿El CNO considera que se requiere algún ajuste a los requerimientos de información empleada por el CND para hacer el planeamiento operativo en sus diferentes horizontes?

Respuesta: Ver respuesta previa, específicamente a la primera pregunta sobre el Código de Operación.

- ¿El proceso o los requerimientos de información para realizar las proyecciones de demanda de energía y potencia actualmente establecidas en el Código de Operación requiere ajustes? ¿Cuáles y por qué?

Respuesta: En la reciente revisión de la proyección de demanda de la UPME se menciona que se ha hecho un cambio metodológico, pasando de un modelo determinístico a otro estocástico. Si bien compartimos este nuevo enfoque, no es clara la nueva modelación. Por ejemplo, no se especifican las funciones de distribución de probabilidad para cada una de las variables contempladas en la proyección, tampoco se conoce si estas cambian en el tiempo o si se ha tipificado un comportamiento diferencial en cada región para cada una de las variables consideradas en el pronóstico de la demanda. Así mismo, consideramos que, debido al cambio de enfoque, es importante llevar a cabo la calibración del modelo, es decir, con información conocida de cada una de las variables que intervienen en el proceso de proyección, determinar la demanda de energía para un instante u horizonte de tiempo.

Uno de los nuevos elementos contemplados en la proyección de demanda, es la reducción de consumo debido al crecimiento de la Generación Distribuida-GD. Si bien es positiva la inclusión de dicha variable, se recomienda tener en cuenta las siguientes observaciones:

- Regulatoriamente la CREG ha definido que la GD está asociada a aquellas plantas conectadas al Sistema de Distribución Local-SDL y con capacidad instalada menor a 0.1 MW. Entendemos de los documentos de la UPME que plantas como Jepirachi y Solar Yumbo, cuyas capacidades son superiores a 10 MW y que están conectadas al Sistema de Transmisión Regional-STR, fueron consideradas como Generación Distribuida. Por lo anterior sugerimos a la UPME revisar cuales son los proyectos de generación que no deben ser contemplados en los escenarios de proyección de la demanda, teniendo en cuenta la definición contenida en la resolución CREG 030 de 2018.
- Los proyectos solares fotovoltaicos en Colombia podrían tener la mayor participación dentro de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER en el mediano y largo plazo. En ese sentido, se recomienda considerarlos para los ejercicios de proyección de la demanda, particularmente aquellos que están registrados en las fases 2 y 3 del aplicativo SIEL de la UPME y que cuentan con conexión aprobada, junto con la información histórica del recurso y su ubicación geográfica. Estos dos aspectos son fundamentales, ya que, a través de la estimación de la producción y la demanda instantánea, es posible conocer cuánta energía se inyecta a la red, y subsecuentemente, la demanda neta. Por ello se debe exigir el reporte de las series históricas del recurso primario para cada uno de los proyectos, o en su defecto, utilizar herramientas de información secundaria, como SOLARGIS o NREL.
- Según la normatividad vigente (Resolución CREG 030 de 2018), es obligatorio el reporte de la información de los Operadores de Red, de la Autogeneración a pequeña y gran escala (AGPE y AGGE), y de la GD que se conectaría al SDL y los STR's. La anterior información podría complementar la que tiene la Unidad.
- La UPME históricamente ha considerado para los Grandes Consumidores Especiales-GCE un sólo escenario de crecimiento de demanda en energía y potencia máxima. Teniendo en cuenta el nuevo enfoque de la Unidad, modelación estocástica, se recomienda generar más escenarios para este segmento de la demanda. En el caso particular de la interconexión con Panamá, sugerimos establecer a partir de una modelación del SIN colombiano y el SIEPAC, cuál sería el sentido de los intercambios para el horizonte de análisis. Lo anterior es muy importante, ya que, dependiendo de la expansión en el sistema centroamericano, dicha interconexión podría ser considerada como una "planta de generación", ya que en algunos instantes Colombia importaría energía desde Panamá.

- Para las cargas especiales instaladas, sugerimos analizar la información histórica de consumo para ajustar la proyección, y diferenciarlas de la demanda vegetativa (sector regulado). Para ello sugerimos analizar la Información de Planeamiento Estándar que reporta cada uno de los agentes a la UPME, en el marco de la formulación del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión. Para las cargas futuras, la historia ha mostrado que su consumo es diferente al reportado en los estudios de conexión (demanda máxima de potencia), por ello se recomienda generar diferentes escenarios de comportamiento.

- ¿Existe la necesidad de formalizar procedimientos operativos en el Código de Operación, que se emplean actualmente? ¿Cuáles?

Respuesta: A nivel de regulación no.

- ¿Los informes de resultados del ejercicio de planeamiento operativo requieren modificar su periodicidad o su contenido?

Respuesta: Consideramos que la periodicidad trimestral o semestral, en función del tipo de informe (Planeamiento Operativo de Mediano y Largo Plazo), es adecuada. Respecto al contenido, se deben incluir los ejercicios de flexibilidad, como ya se comentó previamente (sujeto a la disponibilidad de la información con resolución diezminutal u horaria).

- ¿A raíz de la incorporación de nuevas tecnologías en transmisión y generación se requieren informes adicionales por parte del CND? ¿Cuáles, con qué frecuencia de publicación?

Respuesta: Se requieren los nuevos análisis de flexibilidad, bajo la misma frecuencia de publicación actual (semestral y trimestral). Adicionalmente, son necesarios los estudios de verificación de cumplimiento de los requerimientos de conexión (para tecnologías de generación basadas en inversores).

- ¿Los destinatarios de los informes del ejercicio de planeamiento operativo son los que deben ser?

Respuesta: Consideramos que así es. De todas maneras, creemos que se deben incluir a las agremiaciones que representan a la demanda.

- ¿El término para poner a disposición del CNO y de los agentes los informes de planeamiento operativo requieren ajustes, cuáles y por qué?

Respuesta: Entendemos de la pregunta si el tiempo para comentarios a los informes de planeamiento operativo es el adecuado. Actualmente los mismos son socializados en el Consejo, y cuándo hay observaciones, las mismas son abordadas en el siguiente informe.

- ¿Se han identificado barreras o limitaciones al uso de mejores herramientas para realizar el planeamiento operativo energético y eléctrico en los diferentes horizontes, las cuales puedan levantarse desde el Código de Operación?

Respuesta: A la fecha no se han identificado restricciones al uso de mejores herramientas para realizar el planeamiento operativo. No obstante, si se requiere el desarrollo de nuevos modelos para realizar los análisis de flexibilidad.

- ▶ ¿Los criterios para ejecutar el planeamiento operativo energético y eléctrico en los diferentes horizontes requieren algún tipo de actualización? ¿Cuáles?

Respuesta: Mirar respuesta a la última pregunta del Código de Planeación.

- ▶ ¿El diseño del EDAC requiere alguna reforma procedimental, de entrega de información, de verificación, de seguimiento (bandas de frecuencia, tiempos de respuesta de las protecciones), verificación de la actuación del mismo?

Respuesta: La Resolución CREG 061 de 1996 que modificó la Resolución CREG 025 de 1995 en su numeral 2.2.4, estableció: *"Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia: Mediante estudios de estabilidad dinámica y, aplicando los criterios definidos en este Código, el CND determinará para cada área operativa el número de etapas a implementar, el porcentaje de demanda total a desconectar en cada etapa y la temporización correspondiente. El esquema será sometido a consideración de las empresas a finales de abril de cada año. El CND revisará la propuesta teniendo en cuenta los comentarios de las empresas y colocará a su disposición el informe del esquema definitivo antes del 31 de mayo de cada año. Las empresas deberán tener implantado el esquema antes del 30 de junio del mismo año."* No obstante, en la regulación no se menciona que el esquema se debe poner a consideración del CNO, se acordó hacerlo a través del Consejo, teniendo en cuenta que en su estructura se cuenta con el Comité de Distribución, el cual está integrado por varios operadores de red, que están en capacidad de realimentar el esquema propuesto.

En el Acuerdo 1059, *"por el cual se modifica el procedimiento para el reporte de información y la definición de la realización de pruebas del Esquema de Deslastre Automático de Carga"*, al igual que el Acuerdo 1060, *"por el cual se aprueba el Esquema de Deslastre Automático de Carga EDAC por baja frecuencia para el año 2018"*, se han abordado los aspectos de la pregunta, es decir, procedimientos de entrega de información, pruebas y seguimiento (adjuntamos los documentos). No obstante, con la penetración de las fuentes VRE, principalmente a nivel distribuido, al igual que la participación de la demanda (cargas activas y flexibles), se debe estudiar el procedimiento de ajuste del esquema. El CND y CNO a través de sus comités y subcomités están estudiando el tema e informarán a la CREG los ajustes que deban hacerse desde la regulación.

- ▶ ¿Se requiere algún ajuste en el procedimiento para establecer la demanda horaria del día de operación, cuál y por qué?

Respuesta: Teniendo en cuenta el porcentaje de participación de los DER en la matriz eléctrica, en el mediano y largo plazo se requerirá contar con la información de producción instantánea de los AGPE's, AGGE's y GD's. Adicional a lo anterior, desde el Consejo no se ve la necesidad de llevar a cabo algún ajuste.

- ▶ ¿Se requieren ajustes al procedimiento de coordinación de mantenimientos, a las herramientas empleadas para dicha coordinación, a las responsabilidades de los

agentes, tales que deban modificarse las condiciones actuales establecidas en el CO, cuáles y por qué?

Respuesta: Consideramos que se debe definir un Plan trimestral de mantenimientos y no semestral. Asimismo, contemplar las condiciones especiales de coordinación de agentes dada la multipropiedad. En los Comités de Transmisión y Distribución se está desarrollando una propuesta que próximamente compartiremos con la CREG.

- ▶ **¿Se requiere algún tipo de actualización a los criterios para establecer la reserva rodante y su asignación por áreas, cuáles y por qué?**

Respuesta: Si se requiere actualizar el procedimiento de cálculo de las reservas de regulación secundaria de frecuencia, ello en función de la expectativa y pronósticos de generación VRE, al igual que la incertidumbre de la demanda. Es claro que, en función de la producción instantánea de esta clase de tecnologías y la demanda neta, se requerirá una mayor o menor holgura (cálculo dinámico y no estático). Asimismo, dada la conexión entre cada una de las subáreas del SIN y su composición de generación síncrona (inercia y tecnología), desde el punto de vista técnico-económico es beneficioso localizar un porcentaje diferente de la holgura en cada subárea.

En el caso de las reservas para regulación primaria de frecuencia, consideramos que el porcentaje exigido para todas las tecnologías actualmente, 3 %, es adecuado. Adjuntamos documento NREL de referencia.

- ▶ **¿Se requiere algún ajuste a las condiciones de operación ante CAOP, cuáles y por qué?**

Respuesta: Se debe evaluar incluir en el CAOP otras condiciones, como las asociadas a la materialización de riesgos de ciberseguridad y por esta razón cambiar el nombre, ya que no necesariamente deben ser condiciones de orden público, que deben ser evaluadas por el CND y el CNO.

- ▶ **¿Se requiere algún ajuste a los procesos de adquisición de la información de mantenimientos y disponibilidad de infraestructura, entre otra información requerida del sector gas para la planeación de la operación y la operación del sistema eléctrico, cuál y por qué?**

Respuesta: Por favor remitirse a la última pregunta del Código de Planeamiento, respecto a la importancia de la coordinación Gas/Electricidad.

- ▶ **¿Se han evaluado las situaciones en las cuales se ha requerido realizar restablecimiento y, si así es, se han encontrado mejoras a los procedimientos y requerimientos a los agentes que puedan o deban implementarse en el Código de Operación?**

Respuesta: El CNO periódicamente evalúa junto con el CND la guía de restablecimiento, ello en función de los cambios topológicos y de capacidad del SIN. De todas maneras, se deben considerar en el Código de Redes otros proveedores del servicio del restablecimiento, como son las baterías y la tecnología VSC de las redes HVDC.

- ▶ **¿Ha identificado barreras el CNO para cumplir el requerimiento de regulación de frecuencia y voltaje? ¿Cuáles? ¿Se han planteado soluciones que requieran modificaciones al CO, cuáles?**

Respuesta: Por favor remitirse a la respuesta de la última pregunta sobre el Código de Conexión.

- ▶ **¿Se han encontrado dificultades para la aplicación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento y si así es, cuáles y de qué forma se pueden solucionar?**

Respuesta: Para varios instantes del Niño 2015-2016 la condición del sistema, según el estatuto, resultó normal, dada una mayor energía disponible (ED mayor que la demanda), los precios del mercado y los resultados de los análisis energéticos. No obstante la normalidad obtenida, el CNO consideró conveniente mantener un seguimiento del indicador AE en forma semanal, independiente de lo exigido por la resolución (revaluación mensual).

Por otro lado en el 2017, pese a la normalidad en las variables climáticas (con altas probabilidades de condiciones neutrales o enfriamiento en el Pacífico), la disminución en las proyecciones de crecimiento de la demanda, y la evolución de las reservas del SIN, la condición del sistema resultó en vigilancia gran parte del tiempo.

Por todo lo anterior, consideramos que deben replantearse las condiciones establecidas en el estatuto de desabastecimiento, como se verá en la siguiente respuesta.

- ▶ **¿Los procedimientos e indicadores establecidos en el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento requieren algún tipo de actualización o ajuste, cuál y por qué?**

Respuesta: El IDEAM recomienda como rango de normalidad en precipitaciones el intervalo 80%-120%. La hidrología colombiana puede presentar variaciones muy altas que se traducen en inestabilidad de la confirmación de la vigilancia. Teniendo en cuenta que el estatuto está diseñado principalmente para condiciones críticas de hidrología, se propone que el umbral del HSIN para la confirmación de la vigilancia tenga dos valores: 90% y 80%. Cuando se observe que las condiciones climáticas muestran evolución hacia valores ONI, que sobrepasen el margen de normalidad y aumenten las probabilidades de desarrollo de un evento cálido en el pacífico, el umbral del HSIN se define en 90%. Por el contrario, si las condiciones climáticas son de neutralidad o enfriamiento, el umbral del HSIN se establece en 80%. Independiente de las variables hidroclimáticas, el umbral del HSIN puede restablecerse en 90% cuando las condiciones energéticas evaluadas por el CNO indiquen que es necesario.

- ▶ **¿Ha estudiado su entidad los casos relacionados con eventos de baja probabilidad y de alto impacto (Cisnes negros) que pueden presentarse en el SIN? En caso afirmativo, ¿qué estudios ha realizado y cuáles han sido los resultados? ¿Desde su entidad se ha desarrollado alguna estrategia para prevenirlos?**

Respuesta: Si, a raíz del pasado evento NIÑO 2014-2015-2016, el Consejo realizó un ejercicio de identificación de los riesgos para la operación del SIN, y desarrolló una matriz de riesgos, estableciendo sus correspondientes calificaciones y medidas de administración. Se adjunta la misma.

Asimismo, por favor remitirse a la respuesta de la última pregunta del Código de Planeamiento, sobre los super-componentes.

- ¿Qué expectativa de implementación a nivel nacional de equipos de medida avanzados como los PMU (*Phasor Measurement Unit*) se ha identificado desde su entidad? ¿Conoce el nivel de avance que tienen los operadores de los sistemas en la instalación de este tipo de equipos? Describa. Sobre el mismo tema, ¿en su entidad se han realizado estudios o revisiones de experiencias internacionales en el uso de este tipo de equipo? En caso afirmativo, por favor describa.

Respuesta: No; ha sido un proyecto liderado en su totalidad por XM y eventualmente se han llevado al Consejo reportes de su desarrollo y grado de avance. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que en las nuevas convocatorias de transmisión de la UPME se está exigiendo la instalación de este tipo de tecnologías.

- ¿Tienen alguna propuesta de modificación o adición a las disposiciones del Código de Redes que contribuya a prevenir el abuso de posición dominante que puedan ejercer las empresas que prestan las diferentes actividades del servicio? Por favor describir la posible situación y plantear la solución propuesta.

Respuesta: El CNO en cumplimiento del Decreto 2238 de 2009 solo puede tratar aspectos técnicos de la operación del SIN, le es prohibido tratar temas comerciales e incluso la restricción abarca a las personas que participan en las distintas áreas de trabajo del Consejo, las cuales no pueden pertenecer a las áreas comerciales.

- Finalmente, si hay alguna sugerencia adicional al cuestionario anterior será bien recibida.

Respuesta: El CNO ha desarrollado estudios y análisis adicionales a los reseñados en el presente documento, que pueden ser de interés:

- Comunicación a la CREG con propuesta de ajuste al Estatuto de Racionamiento (Resolución CREG 119 de 1998). Comunicación enviada a la CREG.
- Propuesta de modificación del Código de Conexión contratado por el CNO y desarrollado por IEB.
- Comunicación a la CREG de modificación regulatoria de las pruebas de generación.
- Comunicación a la CREG de modificación de la definición de los mantenimientos de emergencia.
- Comunicación a la CREG de modificación del numeral 6.2 de la Resolución CREG 025 de 1995 de declaración de datos hidrológicos reportados diariamente al CND.
- Comunicación a la CREG de solicitud de revisión del literal h del artículo 1 de la Resolución CREG 121 de 1998.
- Comunicación a la CREG de solicitud de modificación periodicidad del Plan Semestral de Mantenimientos.
- Comunicación a la CREG de solicitud de modificación de la definición de nivel máximo físico y respuesta de la Comisión.

Finalmente, recomendamos a la CREG incluir nuevamente en el Código, el planteamiento del artículo 1 de la Resolución CREG 028 de 2014, las fronteras embebidas.

Adicionalmente, articular con el MME los objetivos de la Resolución CREG 030 de 2018 y la actualización del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE.