

Bogotá D.C., 18 de mayo de 2023

Doctora
IRENE VÉLEZ
Ministra de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA
Ciudad

Asunto: Riesgos identificados para la operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN.

Respetada Señora Ministra:

El Consejo Nacional de Operación-CNO en ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le ha asignado, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional-SIN sea segura, confiable y económica, y ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, presenta a continuación algunos aspectos que consideramos deben ser objeto de un análisis conjunto, dado el impacto que tienen para la operación segura del SIN en el corto, mediano y largo plazo.

1. Áreas críticas del SIN

A partir de los análisis de planeamiento operativo eléctrico del Centro Nacional de Despacho-CND-XM, los informes de seguimiento a la operación real y esperada del SIN y los riesgos de atención de la demanda que presenta de forma mensual el CND al CNO, al igual que en las reuniones de los grupos de seguimiento de las áreas críticas que lideran la UPME y el Consejo¹, se identifican situaciones riesgosas que hoy afectan y podrían afectar el abastecimiento seguro y confiable de la demanda en varias zonas del país. Específicamente, nos referimos a las áreas Caribe, Oriental, y las subáreas Guajira/Cesar/Magdalena-GCM, Bolívar, Córdoba/Sucre, Bogotá y Chocó.

A continuación, referenciamos los aspectos más relevantes discutidos en las recientes reuniones de los grupos de seguimiento.

¹ Carta a MINENERGÍA: Agenda conjunta temas relevantes para la operación actual y futura del Sistema Interconectado Nacional-SIN del 16 de febrero de 2023.

1.1 Área Caribe

- El límite de importación del área esta acotado por las radialidades de las subáreas (El Paso, El Banco y La Jagua a nivel de 110 kV, Gambote, Zambrano, Calamar y San Jancito a nivel de 66 kV), que imponen bajas tensiones, e inclusive, la necesidad de racionar carga para operar el SIN bajo los criterios operativos definidos por la reglamentación actual.
- El área tiene 79 límites de transferencia-cortes activos, de los cuales 55 tienen connotación de emergencia y 24 de alerta. Vale la pena mencionar que el 50 % de las restricciones naturales del SIN se concentran en esta parte del Sistema.
- La subárea GCM se encuentra declarada en estado de emergencia desde el mes de abril del año 2022, esto por los riesgos asociados al Fenómeno de Recuperación Lenta e Inducida de tensión. Se debe resaltar que el CND ha identificado dicho fenómeno en la subárea Bolívar.
- En las subáreas GCM y Bolívar se viene racionando por el agotamiento de la red y las bajas tensiones que se presentan en condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. Durante los años 2021 y 2022 se dieron 7 instrucciones de racionamiento en la subestación Gambote 66 kV (subárea Bolívar) por parte del CND. El proyecto Carreto 500/66 kV, que mitiga esta situación, no ha sido adjudicado por parte de la UPME. En el caso de la subestación El Banco 110 kV (subárea GCM), el CND ha dado 17 instrucciones de racionamiento durante el periodo 2022-2023. Uno de los proyectos que mitiga esta restricción es la subestación La Loma 110 kV a cargo del Grupo de Energía de Bogotá (ENLAZA). En la reunión 702 del CNO el transportador informó que esta expansión estaría en servicio hasta el mes de noviembre del año en curso.

La situación descrita para GCM se tornaría aún más crítica ante la indisponibilidad de cualquiera de las unidades de generación de la planta Termoguajira.

- Actualmente se gestiona por parte de AIR-E, TRANSELCA, el CND y el CNO la implementación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS, para evitar las instrucciones de racionamiento que se están dando desde el CND y evitar que ante una eventual contingencia de los transformadores de Santa Marta 220/110 kV, se supere el máximo nivel de carga de los otros dos (2) elementos que se encuentran conectados en paralelo. Los proyectos que mitigan esta situación son la subestación Buruche 110 kV y redes asociadas, junto con el enlace Manzanares-Libertador 110 kV, que según la información de la UPME estaría en servicio hasta el año 2024.
- Recientemente ISA-INTERCOLOMBIA actualizó los modos de control del SVC de la subestación Chinú. Los análisis preliminares del CND han identificado la necesidad de un aporte y absorción constante de potencia reactiva bajo esta nueva realidad operativa. Lo anterior podría ameritar la programación de generación adicional en el área caribe, y posiblemente reevaluar el “peso” que tiene este dispositivo para el control de tensiones.

- Varios de los proyectos que se han definido por parte de la UPME y los Operadores de Red de la zona no estarán en servicio en el corto plazo, es decir, el SIN deberá “convivir” con las situaciones descritas, a menos que se identifiquen rápidamente medidas de choque y mitigación.
- La UPME ha definido una lista con las próximas convocatorias que serán objeto de apertura. En total son 15 proyectos, de los cuales dos (2) estarán ubicados en el área Caribe, específicamente Carreto y Pasacaballos. En el caso de los compensadores sincrónicos, dispositivos que han sido recomendados por el CND a la UPME para resolver el Fenómeno de Recuperación Lenta e Inducida de Tensión en GCM, la Unidad mencionó que su convocatoria asociada será abierta en el último trimestre del año 2023.
- En el mes de noviembre del año en curso el Operador de Red AFINIA instalará un banco de compensación capacitiva en la subestación María La Baja 34.5 kV, lo anterior para resolver los problemas de bajas tensiones que actualmente se presentan en la subárea Bolívar. Asimismo, se comprometió a estudiar y definir una medida de mitigación para evitar racionar carga en la subestación El Banco 110 kV, lo cual se prevé será recurrente hasta la entrada en servicio del proyecto La Loma 110 kV, a cargo del Grupo de Energía de Bogotá (ENLAZA).

1.2 Área Chocó-DISPAC

- Ante contingencia sencilla o indisponibilidad de algún circuito del corredor Certegui-Quibdó-El Siete-Barroso 110 kV, se presentan en algunos nodos del corredor tensiones inferiores a 0.9 p.u., ello se debe a la condición topológica en la que queda el sistema (radial), la capacidad y características de los conductores (regulación de tensión), las características de la demanda (MW, Mvar) y los retrasos en la expansión a nivel de STR.
- Debido a la situación descrita, la máxima demanda atendible en las subestaciones a nivel de 110 kV Itzmina, Certegui y Quibdó, es 25 MW. Según el seguimiento a los datos históricos de operación, la suma de las cargas en dichas subestaciones ha superado los 30 MW durante el 95 % del tiempo (periodos de máxima demanda); es decir, se concluye que existe un riesgo para la atención segura y confiable de la demanda en el departamento del Chocó.
- El pasado 3 de febrero del año 2023 el CND declaró en estado de alerta a esta subárea, con probabilidad de operar en estado de emergencia. Durante los meses de marzo y abril del año en curso se han presentado fallas sobre la línea Itzmina-Certegui 115 kV, que han dejado sin servicio a un alto porcentaje de la demanda del departamento.
- Teniendo en cuenta la situación descrita, el CND ha recomendado al operador de red de la zona y a la UPME las siguientes obras:
 - ✓ Segundo corredor Virginia-Bolombolo 110 kV, cuya relación beneficio/costo es superior a 5.
 - ✓ Doble corredor Hispania-Quibdó 110 kV, cuya relación beneficio/costo es superior a 14.

Si bien estas propuestas parecieran ser técnica y económicamente viables, las mismas estarían en operación en el mediano/largo plazo, razón por la cual es urgente la definición de medidas de mitigación en la subárea. Algunas alternativas podrían ser:

- ✓ Compensación capacitiva, en operación bajo condiciones normales de operación.
- ✓ Instalación de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema por baja tensión.
- Recientemente la UPME informó que, dentro de las próximas convocatorias, estaría la asociada a la compensación a nivel de 115 kV de la subestación Huapango. Al respecto, se recomienda la validación de esta obra por parte de la UPME, ya que, según la propuesta original del Operador de Red socializada en el grupo de seguimiento, dichos dispositivos no estarían en operación bajo condiciones normales de operación.
- DISPAC se comprometió a presentar las medidas de mitigación de la subárea en la próxima reunión de seguimiento. Por otro lado, la UPME mencionó que la solución estructural para el departamento será definida próximamente. Dentro de las alternativas que la Unidad informó que estaba estudiando, está la de llevar el STN hasta Quibdó.

1.3 Área Oriental

- Según los análisis del CND, para una demanda de potencia superior a 3500 MW y sin considerar los proyectos de expansión Chivor-Chivor II-Norte-Bacatá 230 kV, Virginia-Nueva Esperanza 500 kV y Sogamoso-Norte Nueva Esperanza 500 kV, se necesitarían 235 unidades equivalentes en el área considerando una transferencia por el enlace Primavera-Bacatá 500 kV de 900 MW. Ante las indisponibilidades de Chivor y Guavio, la probabilidad de contar con dichas unidades es menor a 10 %.
- Según la revisión de las proyecciones de demanda realizadas en la última reunión de seguimiento del área Oriental, llevada a cabo el 2 de febrero del año en curso, los 3500 MW de potencia, que son el valor de activación de los riesgos para el área, se podrían presentar en el año 2024, y no en el 2025 como estaba pronosticado inicialmente.
- ENEL informó recientemente en la reunión del Comité de Operación del mes de marzo del año en curso, que no pueden garantizar la entrada del nuevo transformador 500/110 kV en la subestación Nueva Esperanza para diciembre de 2024, dado que a la fecha no se han publicado los Documentos de Selección del Inversionista-DSI de la bahía de transformación.
- Respecto a los mantenimientos a la infraestructura de generación el panorama no ha cambiado. Para los períodos comprendidos entre diciembre 2024-abril 2025, diciembre 2025-abril 2026, diciembre 2026- abril 2027, diciembre 2027- abril 2028 y diciembre 2028- abril 2029, se tendrán 4 unidades asociadas a la planta Chivor fuera de servicio, por los trabajos que se adelantarán en las tuberías de presión de la central. Lo anterior implica que durante dichos intervalos de tiempo (5 meses), por casi 5 años se tendrán 4 unidades equivalentes menos en el área Oriental.

Respecto a Guavio, durante el periodo enero-abril del año 2026 se proyecta un mantenimiento en esta central, asociado a la construcción de una nueva bocatoma. Lo anterior impone una restricción máxima a su embalse del 17.8 %. Al respecto, si dicha limitación ocasiona que sus unidades de generación no puedan entregar potencia reactiva para el control de tensiones de manera permanente, durante este intervalo de tiempo se tendrían indisponibles 14 unidades equivalentes de generación, 10 asociadas a Guavio y 4 a Chivor.

Finalmente, considerando los Informes de Planeamiento Operativo del CND, se recalca que muchas de las restricciones identificadas por el Operador del Sistema a la fecha no tienen definida obras para eliminarlas o reducirlas (64 restricciones), el 10 % de las subestaciones del STN y STR tienen un nivel de corto circuito superior al 90 % de su capacidad de corte, y en el largo plazo las subáreas GCM, Córdoba/Sucre y Meta tienen un indicador de fortaleza eléctrica SCR-IF menor a 1.5, lo cual refleja la fragilidad del SIN para estas fracciones del Sistema.

2. Restricciones para la puesta en operación de proyectos de expansión

Algunos de los riesgos identificados en las mencionadas áreas eléctricas están originados por los retrasos de la expansión. Varios proyectos, en generación y transmisión, enfrentan restricciones y limitaciones prediales, sociales, logísticas, procedimentales y ambientales, que, si no son gestionadas de manera integral con el apoyo institucional, pueden repercutir sobre la seguridad y confiabilidad del SIN. Citamos cuatro (4) referentes, los atrasos en las obras asociadas a la subestación Colectora 500 kV y los proyectos Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV y Virginia-Nueva Esperanza 500 kV, y el archivo del proceso de licenciamiento ambiental de la línea de interconexión al SIN de las plantas eólicas Alpha, Beta, Acacias y Camelias, que representan de manera agregada 842 MW.

3. Guía de Cálculo de Caudal Ambiental e implicaciones para el sector eléctrico

En el año 2017 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS sometió a consulta pública la *"Guía Metodológica para la estimación del Caudal Ambiental"*. Teniendo en cuenta lo anterior y el análisis de dicho documento, con sus diferentes versiones por parte del grupo de trabajo CND-UPME-CNO, se evidenció que un escenario de aplicación a todos los ríos del SIN es inviable desde el punto de vista de la confiabilidad y seguridad del Sistema.

Adicionalmente, se observó que, durante las épocas de mayores afluencias, donde los principales embalses tienen un régimen de almacenamiento para su posterior descarga en el verano, se presentan los menores porcentajes de aprovechamiento. Esta situación va en contraposición del diseño y funcionamiento de un recurso hidroeléctrico con embalse, y ocasiona que otros recursos, particularmente las plantas térmicas, produzcan más energía, incrementándose paradójicamente las emisiones de CO₂ y el costo marginal de atender la demanda de electricidad.

Vale la pena resaltar que el grupo de trabajo está actualizando el análisis de impacto sistémico de dicha Guía, considerando los nuevos escenarios de demanda y expansión del SIN en el mediano y largo plazo.

4. Energía Firme para el SIN

En el balance realizado por el CND recientemente se identifica que, para la vigencia 2024-2025, se cubriría el escenario medio de demanda más el 1.5% del consumo adicional, lo anterior teniendo en cuenta que se contemplan solamente las plantas que entrarán en operación con compromisos adquiridos bajo el mecanismo del Cargo por Confiabilidad. Vale la pena mencionar que, en promedio, históricamente el escenario alto de la UPME es el 103 % del escenario medio, es decir, para la vigencia 2024-2025 no se cubriría dicho escenario de consumo, y menos el caso actual de demanda alta de la Unidad (Intervalo de Confianza-IC Superior 95 %).

En este sentido, luego de analizar las diferencias entre los estudios del CND y la CREG, el CNO recomienda no incluir dentro de este ejercicio, recursos de generación que no tengan Obligaciones de Energía Firme. Lo anterior considerando el riesgo que ello puede representar en el cubrimiento de la demanda, dada la inexistencia de compromisos reales de estos recursos para generar bajo condiciones críticas de hidrología, como lo establece el esquema del Cargo por Confiabilidad. Por lo anterior, el Consejo considera que el ejercicio de balance debería limitarse solamente a la contabilidad de la ENFICC de los recursos de generación con Obligaciones para cada vigencia.

En línea con lo anterior, y considerando las diferentes alertas que se han emitido por las diferentes agencias climáticas, nacionales e internacionales, relacionadas con la conformación de un fenómeno de “El Niño” en el corto plazo, se debe recalcar que todos los recursos con los que cuenta el SIN son esenciales, particularmente aquellos que aportan mayor firmeza al Sistema, como son las plantas térmicas que utilizan el carbón mineral y el gas natural, así como las plantas hidroeléctricas con capacidad de regulación a través de sus embalses.

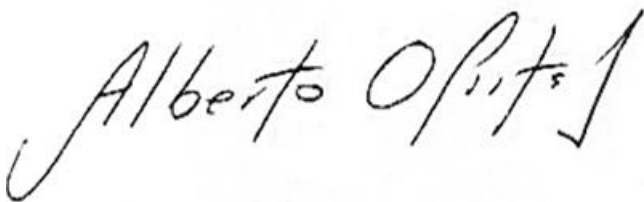
5. Recomendaciones

- Sugerimos respetuosamente a MINENERGÍA liderar un plan de choque para el área Caribe, con la participación de la UPME, el CNO, el CND, la CREG y la SSPD, cuyo objetivo sea la toma de decisiones rápida acerca de las obras que se necesitan y aún no han sido definidas por parte de los operadores de red y la UPME, así como la búsqueda del o los mecanismos regulatorios más expeditos para la puesta en servicio de todos los proyectos que se necesitan en el área, como por ejemplo; la ampliación bajo condiciones de emergencia.

- Respecto al área Chocó-DISPAC, entendiendo que la SSPD está trabajando en un Plan de Gestión con el operador de red, el CNO considera importante que se convoque a una reunión con MINENERGÍA para tratar los riesgos de atención de la demanda en este departamento.
- Respecto a las restricciones para la puesta en operación de proyectos de expansión y la Guía de Cálculo de Caudal Ambiental, recomendamos agendar una reunión con MINENERGÍA para presentarle con mayor detalle nuestras preocupaciones, ello para trabajar conjuntamente y bajo su liderazgo, en las soluciones que se necesitan.

Quedamos atentos a cualquier duda o inquietud.

Respetuosamente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico CNO

Copia:

Dr. Jose Fernando Prada. Director Ejecutivo CREG.
Dr. Carlos Adrián Correa. Director General UPME.
Dr. Marcelo Álvarez. Presidente CNO.
Dr. Jaime Alejandro Zapata. Gerente CND.