

## INFORME CNO 778

Fecha: enero 9 de 2025

### Temas administrativos:

1. Se presenta para ratificación del Consejo el presupuesto de funcionamiento para el año 2025. Este fue elaborado teniendo en cuenta un Incremento del salario mínimo ya oficializado del 9.54% y un IPC proyectado del 5.1 %:

- Presupuesto anual: \$ 2527'493560
- Aporte a presupuesto de resultados MEM 29: \$ 150´000000
- Reserva estudios 2025 de resultados MEM 29: \$ 220´000000
- Aporte anual por miembro: \$ 182´884120
- Número miembros CNO 2025: 13

2. La lista confirmada de invitados a las reuniones del Consejo durante el año 2025 es la siguiente:

- AES COLOMBIA.
- TERMONORTE.
- TERMOYOPAL.
- TERMOCENTRO.
- ENERFIN–PORTÓN DEL SOL.
- EBSA.

### Temas técnicos:

3. A continuación, se presentan los temas más relevantes abordados en los grupos de trabajo, subcomités y Comités, para conocimiento del Consejo Nacional de Operación:

#### Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- El IDEAM pronosticó para la segunda quincena del mes de diciembre del 2024 una leve fase convectiva, que favorecería una mayor precipitación respecto a la media climatológica.
- La probabilidad de presencia de un fenómeno de La Niña para el trimestre centrado en diciembre del año 2024 es superior al 70 %.
- Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de 7.55 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, y sin tener en cuenta desbalances promedio negativos.

#### Subcomité de Protecciones-SProtec:

- El Subcomité validó la información de las subestaciones del Sistema de Transmisión Regional-STR que se encuentran sin una protección principal. De la consulta realizada, se identificaron 76 barras del STR que no cuentan con la protección ANSI 87B y que requieren la implementación de dicha protección para el despeje rápido, seguro y confiable de fallas en barras, según los criterios de la regulación vigente.

Esta situación requiere de especial atención por parte de los operadores o agentes responsables de estas subestaciones, puesto que fallas en barras no despejadas en tiempos de protección principal representan riesgos para las vidas humanas y para la seguridad y confiabilidad de la operación del Sistema. Se clasificaron tres grupos de prioridad para la implementación de esta protección, y se solicitó a los Operadores de Red definir un plan de acción.

- Con relación a la presentación de los resultados de las pruebas de los relés SIEMENS CP200, el fabricante indicó que durante el mes de enero del año 2025 publicarán un informe explicando la metodología de aplicación de estas, los resultados y sus recomendaciones. Se sugirió por parte de SIEMENS migrar a la versión de firmware 07.63 para todos los equipos.
- El Grupo de Trabajo del Subcomité construyó una propuesta de actualización del Acuerdo CNO 1803, con el objetivo de incluir los requerimientos de análisis de protecciones por mantenimientos programados. El documento está en revisión y próximamente será socializado con el Comité de Operación.

### Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- El valor del embalse agregado del SIN se encontraba para aquel entonces 1.67 puntos porcentuales por debajo de la senda de verano 2024-2025; lo anterior junto con el indicador PBP implicaban que el Sistema se encontraba en situación de vigilancia, sin embargo, el valor del HSIN era superior al 90 %, motivo por el cual la real condición del SIN fue de normalidad. Al margen de lo anterior, existe la posibilidad que durante las próximas semanas se evolucione a una condición de Riesgo, la cual debería ser confirmada por la CREG.
- Respecto al panorama energético, se evidencia que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda de electricidad durante los próximos dos (2) años, considerando solamente los proyectos con compromisos de energía en firme atrasados un año en su fecha de puesta en operación, y sin contemplar eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia. No obstante, las exigencias de generación térmica durante el verano son cercanas a los 100 GWh-día bajo escenarios de aportes hídricos deficitarios, situación que requeriría de acciones complementarias, como la respuesta de la demanda.
- Se presentaron por parte del CND, TEBSA y el CNO los indicadores de confiabilidad energética que actualmente son considerados por NERC, ENTSOe, el Coordinador Chileno y la ONS de Brasil. Según la revisión realizada, los índices siguen siendo los mismos, independientemente de los porcentajes de integración de la generación basada en inversores. No obstante, nuevos tipos de estudio son necesarios para establecer los efectos operativos de la masificación de las nuevas tecnologías de producción, los cuales evalúan los atributos de flexibilidad y resiliencia en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Se acordó para enero generar un nuevo espacio para analizar los mecanismos de incorporación de estos estudios en los análisis de planeamiento operativo.

- ENEL presentó nuevamente la topología de la cadena Agregado Bogotá, indicando sus particularidades, tiempos de viaje, extracciones, tributarios y curvas guía. Al respecto, se concluyó que, bajo el enfoque metodológico de mediano plazo, la mejor manera de representar la cadena en el SDDP es la que se tiene incorporada en el modelo.

Se acuerda analizar si para un enfoque de corto plazo, la cadena del río de Bogotá se podría modelar de otra manera, ya que la disponibilidad de agua de este recurso no es “instantánea”.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- A continuación, se presenta el listado de las unidades con vencimiento de plazos, lo cual implica el incumplimiento de los Acuerdos 1643 y 1825, que establecen los requerimientos para la obtención y validación de los parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación sincrónicas despachadas centralmente, al igual que la definición de las pautas para las pruebas y reajustes de los controles de generación. El listado es el siguiente:

Agente	Planta	Descripción	Plazo regulatorio
GENSA	Paipa (Unidad 1)	Cuarta versión de informe de validación, acuerdo CNO 1643	8 de septiembre de 2024
	Paipa (Unidad 2)	Segunda versión de informe de validación, acuerdo CNO 1825	10 de octubre de 2024
	Paipa (Unidad 3)	Segunda versión de informe de validación, acuerdo CNO 1643	4 de agosto de 2023
Termoyopal	Termoyopal U3	Segunda versión de informe de validación, acuerdo CNO 1643	30 de septiembre de 2024
	Termoyopal U5	Segunda versión de informe de validación, acuerdo CNO 1643	30 de septiembre de 2024
CELSIA	Merilectrica u1	Quinta versión de informe de validación, acuerdo CNO 1643	14 de noviembre de 2024
ENEL	Guavio (Unidad 1)	Tercera versión de informe de validación, acuerdo CNO 1825	17 de noviembre de 2024
	Guavio (Unidad 2)	Tercera versión de informe de validación, acuerdo CNO 1825	17 de noviembre de 2024
	Guavio (Unidad 3)	Tercera versión de informe de validación, acuerdo CNO 1825	17 de noviembre de 2024
	Guavio (Unidad 4)	Segunda versión de informe de validación, acuerdo CNO 1825	5 de octubre de 2024
	Guavio (Unidad 5)	Segunda versión de validación, acuerdo CNO 1825	20 de septiembre de 2024

- Se sugirió establecer las condiciones para las plantas que, en el marco de la transición de la Resolución CREG 148 de 2021, presenten en el Subcomité el resultado de sus pruebas; estas son aquellas que tengan una capacidad mayor a 10 MW y un indicador Short-Circuit-Ratio-SCR menor a 3.5. Las demás deberían hacerlo directamente con los Operadores de Red y una vez estos conceptúen, informarlo al CND.

Se aclara que todas las plantas enmarcadas en el marco de la Resolución CREG 148 de 2021 necesitan de Acuerdo para entrar en operación.

### Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- A la fecha PRIME-TERMOFLORES aún no ha enviado la información asociada al agotamiento de la capacidad de cortocircuito de sus subestaciones a nivel de STN y STR, motivo por el cual se acordó citarlo a la reunión ordinaria del Subcomité del mes de enero del año 2025, para que socialice sus planes de reposición y/o repotenciación. Vale la pena mencionar que de los 11 agentes que sí reportaron información, todos manifestaron barreras regulatorias relacionadas con la tipificación de Unidades Constructivas-UC.

Finalmente, se acuerda convocar a los representantes de ENLAZA, ITCO, CELSIA, EPM, TEBSA, CND, UPME y CNO para formular una comunicación conjunta con destino a la CREG, sobre la importancia de actualizar el Código de Redes y ajustar la normatividad actual respecto al reconocimiento de las inversiones asociadas a las repotenciones por agotamiento de la capacidad de cortocircuito.

- Respecto a los modular Static Synchronous Series Compensators-mSSSC de las líneas Termocandelaria-Ternerera 220 kV, propiedad de ENLAZA, se observó un mal desempeño de estos elementos DFACTS, lo cual presuntamente originó un evento de Demanda No Atendida-DNA mayor en la subárea Bolívar, es decir, se pasó de un evento N-1 a otro N-1-1. Por lo anterior, el CND solicitó para estos dispositivos volver al modo “monitoreo”.

Adicionalmente, se le solicitó a la UPME revisar esta clase de situaciones al momento de considerar los mSSSC como elementos activos de expansión.

ENLAZA esta interactuando con el fabricante con el fin de tomar las acciones para recuperar los dispositivos DFACTS lo más pronto posible, ya que estos elementos son esenciales para maximizar la generación térmica de la subárea Bolívar durante el verano 2024-2025.

- El CND socializó varias situaciones de bajas tensiones y Demanda No Atendida-DNA durante septiembre y octubre del año 2024 en las subáreas operativas Bolívar, Chocó-DISPAC y Oriental. En el caso de Bolívar, estas se presentaron durante eventos y un procedimiento de restablecimiento; en Chocó se debió a un evento a nivel de 110 kV y un consumo superior a la máxima demanda atendible, y en Oriental a un desvío de la demanda en Sesquilé respecto a los pronósticos oficiales y la normalización de cargas en el departamento del Meta.

Respecto a Chocó se recomendó alertar al CACSSE sobre los eventos, teniendo en cuenta que la convocatoria asociada al SVC en Quibdó 110 kV fue declarada desierta.

### Comité de Distribución-CD:

- El CND presentó el listado de Operadores de Red que no cumplieron con el Acuerdo 1059, respecto al reporte de información del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC. Se recomienda enviar comunicación a la SSPD para informar sobre esta situación.

No cumplen formato estipulado en el acuerdo	
Cauca	COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP
Cali	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.

  

Algunos de los resultados de las pruebas están por fuera de los márgenes permitidos	
Cali	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.

  

No reportó información	
Emec	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.
Guaviare	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

### Comité de Ciberseguridad-CCiber:

- El Comité acordó revisar los tiempos y ajustes al Acuerdo 1502, implementación de la Guía de Ciberseguridad.

### Comité de Supervisión-CS:

- Se hizo un llamado por parte del CND sobre el estado de la confiabilidad de la supervisión del SIN, que actualmente es inferior al 95 %.

### Comité de Transmisión-CT:

- Se citará para el mes de enero del año 2025 al grupo de trabajo, para analizar el procedimiento del CND para los movimientos de los cambiadores de tomas (taps) de los transformadores de conexión al STN, considerando que el Operador del Sistema imparte instrucciones a través de tensiones objetivo, y los agentes transportadores han solicitado que ello se haga por solicitud de posición.
- ENLAZA manifestó su preocupación por la apertura y cierre de la línea La Heliconia-Virginia 500 kV, ya que, si ello es frecuente, se ocasionará afectación sobre la vida útil de los activos, particularmente los reactores de línea. Al respecto, si bien el CND aclaró técnicamente la situación, el transportador solicita que se analice la posibilidad de distribuir las aperturas entre los enlaces La Heliconia-Virginia y San Carlos-Virginia a nivel de 500 kV.

### Comité de Operación-CO:

- Respecto al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD y el proyecto normativo *“por la cual se adoptan medidas transitorias para garantizar la atención de la demanda durante periodos de baja hidrología”*, que planteaba para aquel entonces la definición de una meta térmica, se resalta:
  - ✓ CELSIA comentó que la meta térmica, definida en el marco del proyecto normativo, no debería ocasionar vertimientos de las plantas de generación hidroeléctricas, y que esta debería activarse solamente cuando el embalse real del SIN se encuentre por debajo de la “Senda-X”. Adicionalmente, resaltó que la Resolución en consulta “castiga” la demanda que se ha contratado oportunamente, ya que dicha producción térmica es considerada como generación de seguridad.
  - ✓ ENEL indicó que una meta térmica, con seguimiento dinámico, podría ser una mejor alternativa.
  - ✓ El CND comentó que los aportes hídricos han repuntado y el mercado ha reaccionado, en el sentido que la generación térmica ha oscilado entre 70 y 100 GWh-día. En este punto todos los agentes concuerdan que, si lo anterior se mantiene, el ESRD ni la meta térmica se deberían activar.
  - ✓ Se acordó por el Comité recomendar a MINENERGÍA restringir la exportación de energía al Ecuador, ya sea que se active el ESRD o quede en firme la definición de una meta térmica.
  - ✓ No es claro el efecto de corto plazo, en la activación y operación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, de la definición de dos precios de escasez, uno para plantas renovables y aquellas que utilizan principalmente el carbón para la producción de electricidad, y otro para las plantas de generación no renovables que usan combustibles líquidos.
- TEBSA llama la atención por el no pago de algunos agentes que están expuestos a bolsa, lo cual implicaría que los generadores térmicos no tengan los recursos suficientes para pagar (prepagar) el Gas Natural que se necesita para la producción de energía eléctrica.
- Se acordó agendar en la reunión ordinaria del mes de enero del año 2025 los impactos operativos asociados a la definición de dos precios de escasez, uno para las fuentes renovables y generación térmica a carbón, y otro para unidades que utilizan el gas natural y los combustibles líquidos para la producción de electricidad.



4. Se llevó a cabo la presentación final de los estudios habilitantes para una transición energética justa por parte de la Universidad de los Andes. En esta se planteó a través de un modelo que minimiza los costos operativos y de inversión a través de técnicas de aprendizaje reforzado basado en datos, la matriz óptima del sistema de generación de energía eléctrica. Se analizó el impacto del retiro de las plantas térmicas a carbón, encontrando que el modelo reemplaza dichas tecnologías con plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Se recalca que el enfoque metodológico no co-optimiza la generación y transmisión simultáneamente, ni tiene en cuenta otras alternativas tecnológicas, como los pequeños reactores nucleares, la gasificación del carbón, “power to gas” y los combustibles sintéticos renovables. Adicionalmente, no se modelan restricciones impuestas por otros sectores, como las guías de cálculo de caudal ambiental y demás reglas operativas.

5. El Grupo de Trabajo mSSSC se reunió para mirar los comentarios de ENLAZA, EPM y TRANSELCA, en el marco de la definición del posible Acuerdo que reglaría el procedimiento para solicitar la ejecución de pruebas. El equipo sesionó nuevamente el lunes 16 de diciembre del año 2024, para resolver todas las observaciones, y a partir de ello, recomendar al SAPE su concepto para que el mismo sea tenido en cuenta por el Comité de Operación-CO en la definición del futuro Acuerdo. Durante el mes de enero del año 2025 el grupo sesionará nuevamente.
6. El 10 de diciembre del año 2024 se llevó a cabo un taller CREG sobre las subastas de reconfiguración de compra de Obligaciones de Energía en Firme-OEF de los periodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028, establecidas en la Resolución CREG 101 062 de 2024. Esta información puede ser consultada en el canal YouTube de la Comisión.
7. El 11 de diciembre del año 2024 se llevó a cabo un taller CREG donde se presentó la consultoría *“para identificar las nuevas tecnologías que se estén utilizando para hacer más eficiente el sistema de transmisión, incluyendo activos que aumenten la capacidad de los existentes, así como analizar la variación de precios de las unidades constructivas a considerar en la metodología de transmisión y proponer la forma de actualizarlos”*. Asimismo, están habilitados en la página web de la Comisión los tres (3) informes asociados.
8. Se publicó por parte de la Comisión el proyecto normativo 701 075 de 2024, por la cual se sustituyen y amplían las reglas existentes para permitir el uso de activos de conexión de propiedad de terceros para conectar generación y demanda al Sistema Interconectado Nacional-SIN. El plazo para recepción de observaciones por parte de la CREG fue el 8 de enero del año 2025.



9. La CREG emitió concepto al Consejo, sobre el procedimiento de actualización de series y el coeficiente de correlación de Pearson, ello en el marco de las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023. El Regulador aclaró que siempre se deben utilizar los datos de medición recientes y verificar que se cumplan los umbrales regulatorios para el coeficiente, indistintamente que no exista continuidad entre el primer año de medición y las recientes mediciones.
10. AFINIA informó a la UPME y al Consejo las implicaciones operativas que conlleva la aplicación del Decreto 1403 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA, con la energización en redes del Operador de la ampliación del Parque Solar Canal del Dique Fase 2, propiedad de PROMIGAS.
11. Considerando que en la regulación colombiana y en los documentos técnicos no existen recomendaciones, ni criterios técnicos específicos para el diseño de los servicios auxiliares (SSAA) en sistemas de generación; y teniendo en cuenta que se han presentado eventos donde han estado involucrados dichos servicios; se publicó la Circular CNO 147, la cual solicita a los agentes generadores diligenciar un formato y enviarlo al correo electrónico [info@xm.com.co](mailto:info@xm.com.co) antes del 19 de marzo del año 2025.
12. El 17 de diciembre del año 2024 el CND presentó el comportamiento de las principales variables energéticas y la condición del Sistema, ello en el marco del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD. El embalse real se encontraba para aquel entonces 1.47 puntos porcentuales por debajo de la senda de referencia de la estación de verano 2024-2025 y era probable que el Estatuto se activara, ya que se constituirían dos evaluaciones consecutivas donde el indicador NE estaba en nivel de alerta y el HSIN era inferior al 90 %; es decir, se conformaría una condición de Riesgo, ya que el índice NE pasaría automáticamente a nivel inferior y el PBP era bajo. En ese momento la CREG se encontraba analizando una comunicación enviada por el CND, donde el Operador del Sistema estaba a la expectativa de la confirmación del estado del Sistema.

Se llamó la atención sobre la importancia de monitorear las exportaciones hacia Ecuador, que tiene la expectativa de mantener un intercambio pleno hasta el mes de marzo del año 2025; dicho seguimiento es fundamental, ya que, si el ESRD se activa, no se debería seguir exportando hacia el vecino país.

13. La CREG informó en su Circular 119 de 2024 que recibió comunicación del CND en donde el Operador informó que, en el marco del artículo 4 de la Resolución CREG 026 de 2014, la condición del Sistema para la semana entre el 16 y 22 de diciembre de 2024 fue Riesgo, lo cual debía ser confirmado por la Comisión. Al respecto, el Regulador, teniendo en cuenta la tendencia de los últimos días de las principales variables energéticas, a saber, nivel embalse, aportes, generación

y las expectativas del IDEAM; consideró que el estado del Sistema se debía mantener en Vigilancia.

14. MINENERGÍA expidió la Resolución 40554 de 2024, por la cual se adoptan medidas transitorias para garantizar la atención de la demanda durante periodos de baja hidrología. En ella se estableció que el Ministerio definirá, al inicio de cada semana o según sea requerido, la cantidad de generación térmica diaria a programar en el despacho económico y la operación del sistema. Adicionalmente, menciona que para dar cumplimiento a lo establecido en la norma y realizar el despacho económico, el CND usará las reglas establecidas en el numeral 1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 062 de 2000 y sus modificaciones.

Asimismo, la norma indica que, si el resultado del despacho realizado no satisface la referencia de generación mínima térmica diaria, el CND realizará nuevamente dicho despacho incluyendo una restricción adicional que garantice el cumplimiento de la referencia; no obstante, aclara que si el resultado del despacho económico, bajo las propias condiciones del mercado, satisface la referencia de generación mínima térmica diaria, no se dará aplicación a las nuevas disposiciones.

Vale la pena resaltar que el parágrafo 4 de la Resolución aclara que la generación mínima del parque termoeléctrico deberá ser determinada basándose en el porcentaje de embalsamiento de la senda de referencia del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.

15. Los Gremios del sector eléctrico advirtieron al Gobierno nacional por el incumplimiento en el pago de los subsidios otorgados a los usuarios de energía eléctrica y gas natural en el año 2024. Esta situación pone en riesgo la confiabilidad y seguridad del SIN, ya que el giro de los subsidios es fundamental para que los comercializadores puedan honrar sus compromisos, que incluyen los recursos para la compra de combustibles de las plantas térmicas.
16. A continuación, se presentan los aspectos más importantes discutidos durante la reunión CACSSE 204:
  - El IDEAM socializó la condición esperada de lluvias durante la segunda quincena del mes de diciembre de 2024 y el mes de enero del 2025. Resaltó que una fase convectiva de la oscilación MJO propiciaría una mayor precipitación respecto a la media climatológica durante lo que resta del año 2024 y los primeros días del año 2025.
  - El CND presentó el panorama energético y la condición del SIN según el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD. Respecto

a los análisis energéticos, el Operador del Sistema concluyó que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda de electricidad durante los próximos dos años; no obstante, resaltó los elevados niveles de generación térmica que se necesitarían durante la estación de verano 2024-2025 y parte del invierno del año 2025, si se presenta una condición de aportes deficitarios.

- La UPME mostró el estado de las tareas definidas para el corto y mediano plazo con relación a las necesidades de gas del país. Comentó que próximamente se publicará el Plan de Expansión del Sector y llevarán a cabo reuniones con el gestor del mercado para establecer las cantidades disponibles para atender la demanda durante el año 2025.
- El CNO eléctrico presentó los riesgos operativos generados por la expedición del Decreto 1403 de 2024, las recomendaciones del Consejo sobre el ajuste al ESRD y la Meta Térmica sugerida por el entonces proyecto normativo de MINENERGÍA, y las recientes situaciones operativas. Asimismo, llamó la atención sobre la situación del sector gas, donde algunas plantas térmicas como TERMOSIERRA y TERMOCENTRO, han solicitado el aplazamiento de sus pruebas por la no disponibilidad de este combustible; y en el caso de TERMOGUAJIRA, la imposibilidad de tener acceso a este combustible para la configuración de la mezcla gas-carbón.

Adicionalmente, el Consejo indicó que TEBSA llamó la atención por el no pago de algunos agentes que están expuestos a bolsa, lo cual implicaría que los generadores térmicos no tengan los recursos suficientes para pagar (prepagar) el Gas Natural que se necesita para la producción de energía eléctrica.

- Teniendo en cuenta lo anterior, se programó una reunión interinstitucional el 27 de diciembre del año 2024 para discutir sobre los riesgos operativos del Decreto 1403:
  - ✓ El CND presentó ejemplos ya materializados en el SIN relacionados con la conexión de autogeneradores sin entrega de excedentes. Se resaltaron los casos de San Fernando 220 kV y Guachal 115 kV, que ocasionaron eventos de sobrefrecuencia, limitaciones de generación y eventos de Demanda No Atendida-DNA por variación de cargas internas y desviaciones del 100 % de la demanda respecto al pronóstico.

De manera complementaria, el CNO y CND presentaron los riesgos operativos identificados por la expedición de la norma y la potencia asociada a todos los proyectos de autogeneración sin entrega de excedentes, 211 MW, que están gestionando su incorporación al SIN.

- ✓ MINENERGÍA comentó que hay consenso sobre los impactos negativos del Decreto y los riesgos jurídicos que podría generar. La CREG comentó que las Leyes 142 y 143 de 1994 priman sobre la norma, motivo por el cual y bajo su concepto, todo se puede reglamentar; adicionalmente, sugirió al CNO y a todos los participantes indicar y proponer “mecanismos de ajuste” para no limitar la autogeneración.

En este punto, el CND, la UPME y el Consejo contestan a la OARE, indicando que advertir los riesgos operativos del Decreto no se puede entender como una oposición o barrera a la autogeneración; en línea con lo anterior, el CNO aclara que en otros países este tipo de recursos y tecnologías se incentivan, pero con reglas y requisitos técnicos.

- ✓ El Consejo llamó la atención sobre los proyectos de autogeneración que ya se han conectado en función del artículo 2.2.3.2.4.11. En este punto la CREG interviene advirtiendo que, si el Decreto 1403 va en contra vía de las Leyes 142 y 143 de 1994, priman las Leyes.
  - ✓ La OARE comentó que es difícil derogar o ajustar el Decreto 1403, motivo por el cual, sugirió buscar la forma de anteponer los mandatos de Ley. Vale la pena mencionar que, según la CREG, quien debe interpretar la norma es MINENERGÍA.
  - ✓ Finalmente, se acuerda que MINENERGÍA conceptúe sobre el entendimiento del Decreto, razón por la cual se comprometió a pronunciarse oficialmente durante la semana del 30 de diciembre de 2024 y el 5 de enero del año 2025.
17. MINENERGÍA respondió la comunicación del Consejo del pasado 17 de diciembre del año 2024, donde se solicitó aclaración sobre el artículo 2.2.3.2.4.11 del Decreto 1073 de 2015, modificado por el Decreto 1403 del 2024. Al respecto, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales-OARE indicó que *“los aspectos de seguridad, confiabilidad, viabilidad, procedimentales, entre otros, para la aplicación de los lineamientos de política establecidos en el citado decreto, se encuentran en construcción”*.

Vale la pena mencionar que la CREG oficialmente dio traslado de la comunicación del CNO al Ministerio, fundamentado en el artículo 21 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo-CPACA, por considerarlo de su competencia.

18. Se publicó por parte de la UPME el *Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica*, y el *Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional*.

En el primer documento la Unidad y el CND presentan el diagnóstico de la situación actual del Sistema, indicando los nuevos retos asociados a la transformación de la matriz de generación de energía eléctrica. Se plantea por el planificador la optimización de la infraestructura existente a través del tendido de segundos circuitos, la repotenciación de líneas con conductores de alta temperatura, la reconfiguración de subestaciones y la ejecución de obras/acciones para mitigar el agotamiento de la capacidad de cortocircuito de las barras del STN y STR; adicionalmente, se presentan 27 obras estructurales que deben ejecutarse en el mediano y largo plazo.

En el segundo documento la UPME presenta el paquete de seis (6) obras que el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión-CAPT está analizando para recomendación de adopción a MINENERGÍA, a saber:

- Obra bahías de transformación en Sahagún 500 kV.
- Nueva subestación Amanecer 500/220/115 kV y líneas asociadas.
- Nueva subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas.
- Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño.
- Nueva subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas.
- Nueva subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas.

Teniendo en cuenta la importancia de los dos (2) documentos, el impacto operativo de algunas obras/acciones y la relevancia de incorporar nuevos análisis y tecnologías no contempladas en los estudios de la Unidad y el CND, se sugiere convocar al Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE para formular comentarios al Plan Maestro y el Portafolio Estratégico.

19. Se publicó por parte de la CREG el proyecto normativo 701 077 de 2024, por el cual se define el ajuste del Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, Liquidación, y se hacen algunas modificaciones a la Resolución CREG 101 066 de 2024. El plazo para comentarios vence el 14 de enero del año en curso.
20. Se publicó por parte de MINENERGÍA el proyecto de Decreto *“por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”*. En este se plantea para los agentes generadores que utilicen tecnologías de generación hídricas o Fuentes No Convencionales de Energía Renovables-FNCER, participar obligatoriamente en

un mecanismo de control de eficiencia definido por la CREG, que consiste en limitar su participación al 5 % de sus ventas de energía en Bolsa para el mercado regulado, ello para incentivar la celebración de contratos de largo plazo y disminuir la exposición de los comercializadores.

El plazo para comentarios del proyecto de Decreto vence el 10 de enero del año en curso.