



Documento:	Situación operativa del SIN y acciones de respuesta: corto, mediano y largo plazo
Grupo:	Grupo de Gestión del Sector Eléctrico Colombiano
Fecha:	12 de junio de 2026

Informe - Situación operativa del SIN y acciones de respuesta: corto, mediano y largo plazo

1. Contexto y diagnóstico del sistema

El Sistema Interconectado Nacional atraviesa una coyuntura crítica de convergencia de riesgos operativos, energéticos y de infraestructura. El CNO, a través de su reunión 834 y comunicaciones formales, ha identificado cinco focos de alerta que requieren gestión ministerial urgente y sostenida: (i) racionamiento activo por agotamiento de red en el área Caribe; (ii) riesgo de desatención de demanda en el área Oriental por mantenimientos simultáneos de Guavio y Chivor; (iii) probabilidad superior al 80 % de materialización de un fenómeno de El Niño muy fuerte en el segundo semestre de 2026; (iv) riesgo financiero sobre el parque térmico de la Costa por impagos de Operadores de Red; y (v) atraso estructural en proyectos de expansión STN/STR con convocatorias declaradas desiertas de manera sistemática. El presente informe estructura las acciones recomendadas en tres horizontes temporales: corto plazo (0–3 meses), mediano plazo (3–6 meses) y largo plazo (6–9 meses).

2. Acciones de corto plazo (0–3 meses)

2.1 Activación de programa de gestión de la demanda tipo "Apagar Paga"

Situación. El embalse agregado del SIN al **27 de mayo de 2026** se ubicó 0,66 puntos porcentuales por debajo de la senda de referencia de la estación de invierno 2026, condición que según el **Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento – ESRD** debería corresponder a estado de Riesgo. Las simulaciones estocásticas del CND indican que para garantizar un nivel de embalse superior al 80 % al inicio de la estación de verano 2026-2027, se requiere producción térmica superior a 80 GWh-día durante períodos de la estación de invierno, lo cual presupone una demanda contenida. Adicionalmente, el IDEAM proyecta condición cálida tipo Niño muy fuerte para el segundo semestre, con probabilidad de ocurrencia superior al 80 %.



Acción. Coordinar con la **CREG** la activación inmediata de mecanismos de incentivo a la reducción voluntaria de demanda, similares a “**Apagar Paga**”, con diseño de señales de precio y esquemas de compensación para usuarios del mercado regulado y no regulado. El diseño del programa debe estar articulado con la UPME, el CND y los Operadores de Red, priorizando horarios de mayor presión sobre el sistema (picos vespertinos).

Impacto esperado. Reducción del consumo en períodos pico, contribuyendo a la recuperación del nivel de embalses durante la estación de invierno 2026 y reduciendo la probabilidad de activación del Estatuto de Racionamiento en el segundo semestre.

Riesgos. Existe el riesgo de que los incentivos implementados no generen una reducción de demanda suficiente para alcanzar los objetivos esperados de recuperación de embalses, ya sea por una baja participación de los usuarios o por fenómenos de traslado de consumo hacia otros horarios sin una disminución efectiva de la energía consumida. Adicionalmente, la medida podría ser percibida por la opinión pública como un indicio de riesgo de racionamiento o de deterioro en la confiabilidad del sistema eléctrico, generando efectos reputacionales y de confianza no deseados.

2.2 Gestión de deudas de Operadores de Red con generadores térmicos de la Costa

Comentado [FT1]: Revisar

Situación. TEBSA alertó formalmente en el CACSSE sobre la imposibilidad de garantizar el suministro de combustibles si persisten los impagos por parte de algunos Operadores de Red. El CND incluyó en sus simulaciones un escenario de riesgo financiero sobre el parque térmico de la Costa Caribe que podría generar indisponibilidades prolongadas. Este escenario fue analizado en reunión extraordinaria del SPO, lo que valida la urgencia de la gestión.

Acción. Liderar, en coordinación con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y el Ministerio de Hacienda, una mesa de trabajo para la estructuración de un mecanismo de liquidez o acuerdo de pago que garantice el flujo de caja mínimo hacia los generadores térmicos. Identificar el monto de deuda acumulada, los OR con mayor mora y el impacto en la disponibilidad de las unidades afectadas.

Impacto esperado. Preservación de la disponibilidad del parque térmico en la Costa Caribe durante el período de mayor presión sobre el sistema (segundo semestre 2026), que coincide con la probable ocurrencia del fenómeno de El Niño.



Riesgos. Existe el riesgo de que no se logren acuerdos oportunos entre las entidades involucradas para implementar mecanismos de liquidez o normalizar los pagos pendientes, prolongando las dificultades financieras de los generadores térmicos. Asimismo, la magnitud de la deuda acumulada podría requerir recursos o soluciones financieras superiores a las inicialmente previstas, dificultando su viabilidad. Adicionalmente, la adopción de medidas de apoyo financiero podría generar cuestionamientos por parte de otros agentes del mercado o de la opinión pública respecto a la asignación de recursos y los incentivos creados.

2.3 Gestión del CAOP por segunda vuelta electoral y protección operativa del STN/STR

Situación. El CND declaró CAOP entre el 15 y el 22 de junio de 2026 en el marco de la segunda vuelta presidencial del 21 de junio. Para los días 21 y 22 se adoptará criterio operativo N-2 para STN y STR con infraestructura compartida. MINENERGÍA ha sido informado de que los alcaldes de La Guajira están amenazando con impedir las elecciones si no ceden los racionamientos, lo que añade una dimensión político-operativa crítica.

Acción. Establecer canal directo de coordinación con el CND durante el período CAOP para seguimiento en tiempo real de eventos que comprometan la operación del SIN. Simultáneamente, articular con las gobernaciones del Caribe y el Ministerio del Interior una respuesta institucional ante las presiones sobre el racionamiento, explicando el origen estructural de la restricción (agotamiento de red STR) y las acciones en curso.

Impacto esperado. Reducción del riesgo de eventos de orden público que afecten la infraestructura eléctrica, y prevención de decisiones operativas motivadas políticamente que comprometan la seguridad del sistema.

Riesgos. La presión social puede escalar si los racionamientos en La Guajira no muestran reducción perceptible. Las acciones de corto plazo en la red (repotenciación por salida de S/E TEBSA) aún no se materializan completamente, por lo que el margen de maniobra operativo es estrecho.

2.4 Habilitación de soluciones SAEB de emergencia en el área Caribe



Situación. La Memoria de la reunión área Caribe del 5 de junio indica que el CND se reunió con AIR-E, UPME, AFINIA, TESLA y HUAWEI para analizar la instalación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB) a niveles de 13,8 y 34,5 kV. Se concluyó que la implementación es posible en 5 a 6 meses, siempre que no se requieran trámites de licenciamiento ambiental.

Acción. Gestionar ante el Ministerio de Hacienda los recursos presupuestales para la financiación de las soluciones SAEB identificadas, en el marco del plan de acción requerido. Simultáneamente, liderar en coordinación con la ANLA, las autoridades ambientales competentes, la UPME y los Operadores de Red, una mesa técnica para definir y agilizar la ruta de permisos ambientales aplicable a la instalación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB) en subestaciones existentes para la gestión de lineamientos o mecanismos de evaluación expedita para aquellos proyectos que no impliquen ampliación de huella, intervención significativa del suelo o afectaciones ambientales adicionales, con el fin de reducir incertidumbres y facilitar su entrada en operación dentro de los plazos requeridos para el segundo semestre de 2026.

Impacto esperado. Alivio de las sobrecargas en estado estacionario que originan la DNA en departamentos de Cesar y Bolívar, estimada en 781,4 MWh y 383,67 MWh respectivamente durante abril-mayo de 2026, según el informe CND.

Riesgos. Los plazos de entrega de equipos SAEB están sujetos a cadenas de suministro internacionales con alta volatilidad. La implementación dentro del período CAOP es inviable; el beneficio se materializará en el siguiente horizonte temporal. Los trámites presupuestales podrían superar el plazo de tres meses si no se activan mecanismos de contratación de urgencia.

2.5 Mantenimiento de la Terminal de Regasificación FRU y garantía de suministro

Situación. El Comité de Transmisión revisó el balance energético y de potencia en el área Caribe considerando el mantenimiento de la FRU programado entre el 30 de julio y el 3 de agosto de 2026. Para ese período, con la disponibilidad de generación reportada de 1.188 MW, no se cubren contingencias N-1 ni N-1-1, ni se alcanza el número de unidades equivalentes requeridas para el área Caribe 2, lo que haría necesario recomendar racionamiento programado de cobertura regional. MINENERGÍA publicó para comentarios un proyecto de resolución sobre abastecimiento de gas durante el mantenimiento de la infraestructura de regasificación.

Comentado [FT2]: Poner arriba en acciones en el corto plazo



Acción. Finalizar y expedir la resolución sobre abastecimiento de gas durante el mantenimiento de la FRU. Evaluar la posibilidad de reducir su ventana temporal al mínimo operacionalmente necesario, en coordinación con el operador de la terminal. Si el mantenimiento no puede postergarse, activar el Estatuto de Racionamiento para el área Caribe 2 con anticipación suficiente para la planificación por parte de los OR.

Impacto esperado. La anticipación en la declaratoria de racionamiento programado permitirá a los OR del Caribe planificar rotaciones de carga con criterios de equidad y reducir el impacto socioeconómico. La omisión de esta gestión podría derivar en un evento no programado con mayor afectación.

Riesgos. La expedición tardía de la resolución podría dejar al sistema sin marco regulatorio claro durante el período del mantenimiento, la demora en adopción definitiva aumenta la incertidumbre regulatoria del período.

3. Acciones de mediano plazo (3–6 meses)

3.1 Coordinación del mantenimiento de generación en el área Oriental

Situación. El CND indicó que ENEL no puede garantizar los requerimientos de generación del área Oriental durante los mantenimientos simultáneos de las centrales hidroeléctricas Chivor y Guavio. Esta situación podría derivar en racionamiento en la zona Oriental del país. El CND recomendó urgentemente la implementación de un plan de gestión de la demanda, flexibilización del parque térmico y redefinición de causales de redespacho.

Acción. Convocar una mesa técnica con ENEL, el CND, la CREG y la UPME para definir: (i) cronograma de mantenimientos escalonados que evite la indisponibilidad simultánea de Guavio y Chivor; (ii) disponibilidad de generación de respaldo en el área Oriental y la región Centro; (iii) mecanismos transitorios que permitan flexibilizar la operación del parque térmico durante el período crítico.

Impacto esperado. Reducir el riesgo de ocurrencia de Demanda No Atendida (DNA) y, en caso de materializarse, minimizar su magnitud en el área Oriental.



Riesgos. El escalonamiento de mantenimientos implica mayor duración total del período de intervención, lo que podría generar conflictos con los cronogramas de ENEL para cumplir con sus obligaciones de Cargo por Confiabilidad. La flexibilización del parque térmico depende de la disponibilidad de gas, que según el CNOg estaría sujeta a la activación de las Opciones de Compra de Gas - OCG con potencial impacto sobre la demanda del sector gas.

3.2 Gestión de restricciones STN/STR para maximización del parque térmico y solar

Situación. El CNO solicitó formalmente al Ministerio la gestión de corto plazo de las restricciones de transporte en STN y STR que limitan la máxima producción principalmente del parque térmico y de plantas solares fotovoltaicas. El Comité de Transmisión identificó mantenimientos con atrapamiento de generación térmica en el área Atlántico durante junio-septiembre de 2026, además, se identifican eventos de Reconfiguración Sabanalarga 220 kV (programado entre el 30 de junio y el 30 de noviembre de 2026 críticos el 9 de agosto de 2026) donde el atrapamiento podría alcanzar aproximadamente 1.000 MW.

Acción. Requerir al CND un plan de gestión de restricciones con cronograma detallado de los mantenimientos STN/STR que generan atrapamiento u afectaciones que impactan la capacidad de atención de la demanda, identificando los días de mayor criticidad y las medidas operativas de mitigación disponibles.

Impacto esperado. Incremento de la energía disponible del parque térmico y solar para contribuir a la recuperación de embalses durante la estación de invierno 2026.

Riesgos. La efectividad de la acción podría verse limitada por la capacidad del Ministerio para intervenir en la programación de mantenimientos y en la operación del sistema, dado que estas decisiones recaen en agentes y entidades con competencias específicas. Asimismo, la imposibilidad de reprogramar mantenimientos críticos por razones técnicas, regulatorias o de confiabilidad podría mantener las restricciones identificadas y el consecuente atrapamiento de generación. Adicionalmente, la disponibilidad insuficiente de medidas operativas de mitigación podría reducir el impacto esperado de las acciones propuestas, mientras que la persistencia de restricciones estructurales en la red de transmisión, cuya solución depende de obras o actuaciones de mediano y largo plazo, podría limitar la reducción efectiva de las afectaciones identificadas.



3.3 Actualización del Estatuto de Racionamiento — Resolución CREG 119 de 1998

Situación. El CNO acordó en su reunión 834 enviar comunicación formal a la CREG y MINENERGÍA alertando sobre la necesidad urgente de actualizar la Res. CREG 119/1998. El estatuto vigente no contempla de forma específica el racionamiento por agotamiento de red STR, lo que impide al CND coordinar adecuadamente con los OR del área Caribe la planeación y ejecución de la demanda a desconectar. Desde abril hasta el 31 de mayo de 2026 se han registrado 131 instrucciones de racionamiento en el área Caribe, con DNA total de 9,32 GWh, de los cuales 5,68 GWh correspondieron a agotamiento de transmisión y vulnerabilidades topológicas.

Acción. Impulsar ante la CREG, en conjunto con el CNO y el CND, y con sus respectivos sustentos técnicos, la expedición acelerada de la modificación al Estatuto de Racionamiento. El nuevo marco regulatorio debe contemplar de manera explícita: (i) causal explícita de racionamiento por agotamiento de red STR; (ii) procedimiento de coordinación CND–OR para planificación y rotación de cargas; (iii) criterios de equidad en la distribución de la demanda no atendida entre departamentos y municipios. La CREG ya publicó el proyecto de Resolución 701 130 para modificar el Índice NE, lo que indica apertura regulatoria para ajustes en el ESRD.

Impacto esperado. Marco regulatorio que permita al CND implementar racionamientos programados con cobertura regional en el área Caribe de forma ordenada, reduciendo los efectos de los cortes no programados y mitigando el riesgo de conflictividad social.

Riesgos. Los procesos regulatorios de la CREG tienen plazos de publicación, período de observaciones y adopción que pueden superar el horizonte de seis meses. Mientras el nuevo estatuto no esté vigente, el CND deberá seguir operando bajo el marco actual, lo que mantiene la ambigüedad en la coordinación con los OR.

4. Acciones de largo plazo (6–9 meses)

4.1 Reactivación de convocatorias de expansión STR en el área Caribe

Situación. La UPME manifestó preocupación por la declaratoria desierta y sistemática de convocatorias en el área Caribe, atribuida a la percepción de riesgo de los inversionistas ante el no pago del Ingreso Anual Esperado por parte del agente intervenido. Este atraso estructural es la causa raíz del agotamiento de red que origina el racionamiento activo.



Acción. Articular con la CREG y la UPME una estrategia para rehabilitar la confianza de los inversionistas en las convocatorias del área Caribe. Esto implica: (i) definición de un mecanismo de garantía o respaldo del Ingreso Anual Esperado que no dependa exclusivamente de la capacidad de pago del agente intervenido; (ii) revisión de los esquemas de remuneración vigentes para obras de expansión STR para permitir condiciones que incentiven la participación.

Impacto esperado. Inicio de obras de expansión STR en el área Caribe en el primer semestre de 2027, con reducción estructural de la DNA por agotamiento de red.

Riesgos. La solución financiera de fondo para el OR intervenido del Caribe es condición necesaria pero no suficiente para atraer inversionistas. La percepción de riesgo regulatorio y político en la región puede persistir independientemente del mecanismo de garantía que se diseñe. Por los plazos de construcción de obras STR, efecto sobre la DNA será perceptible solo en el mediano-largo plazo.

4.2 Plan de gestión de impacto del Decreto MADS 0177 de 2026 sobre la capacidad útil del SIN

Situación. El análisis del CND con base en información de ISAGEN, EPM y URRRA, bajo el escenario denominado “2.1” (no se mencionan detalles del escenario), estima que la aplicación del Decreto 0177 podría reducir en un 25 % la Capacidad Útil de Energía en los embalses de Antioquia y Montería (reducción de 1.558 GWh), y en un 9 % la Capacidad Útil del Embalse Agregado del SIN. Adicionalmente, 3.792 MW de plantas hidráulicas en Antioquia y Montería podrían quedar con operación de filo de agua, afectando 6 plantas. MINENERGÍA solicitó la evaluación de impacto y sensibilidades del decreto, que serán analizadas en la reunión extraordinaria del SPO del 5 de junio de 2026.

Acción. Con base en los resultados de las simulaciones del SPO, estructurar una propuesta intersectorial (MINENERGÍA–MADS) para: (i) definir un cronograma realista y escalonado de construcción de la infraestructura de control de nivel requerida por el decreto; (ii) identificar si se requiere una modificación al decreto para los casos en que la norma genere pérdida total de la capacidad útil de plantas ya operativas.



Impacto esperado. Preservación de la capacidad útil del parque hidráulico nacional a mediano plazo, evitando que la norma ambiental derive en una reducción permanente de la Energía en Firme del SIN, especialmente durante los períodos donde se requiera de dicha capacidad (El Niño). La no gestión de este riesgo podría comprometer estructuralmente la seguridad energética del país.

Riesgos. La modificación o reglamentación del Decreto 0177 involucra al MADS, lo que introduce tiempos y consideraciones que pueden superar el horizonte de nueve meses. Existe tensión inherente entre la política ambiental de protección de crecientes y la política energética de maximización de la capacidad útil de los embalses; su resolución requiere decisión de alto nivel de Gobierno. Adicionalmente, la construcción de la infraestructura requerida (compuertas, obras civiles) tiene plazos que exceden el presente horizonte de análisis.

5. Tabla resumen de acciones

Horizonte	Acción	Actor principal	Indicador de seguimiento
0–3 meses	Activación programa gestión demanda	MINENERGÍA– CREG	% reducción demanda pico; GWh ahorrados

Elaborado con base en: Informe CNO 834 (4 de junio de 2026), Memoria de Reunión Área Caribe (5 de junio de 2026) y Carta CNO al Ministro de Minas y Energía (9 de junio de 2026).