

INFORME CNO 757

Fecha: julio 4 de 2024

Temas administrativos

1. La empresa AIRE-E S.A. E.S.P canceló sus deudas pendientes:

- \$47.595.037,33 correspondientes a la tercera cuota de funcionamiento del año 2023.
- \$56.737.117.20 correspondientes a la primera cuota de funcionamiento del año 2024.
- \$25.000.000 correspondientes al patrocinio de la Jornada de Distribución del año 2023.

Se recomienda al Consejo condonar los intereses de mora causados por el no pago de la tercera cuota de funcionamiento del año 2023, y dar la instrucción a la Fiduciaria de anulación de la cuenta de cobro de los mismos.

2. La Jornada Técnica de Distribución se llevará a cabo los días 23 y 24 de julio del año en curso en el hotel Garden Inn de la ciudad de Bogotá. Se abordarán temas asociados a la contribución de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER a la flexibilidad y resiliencia de los Sistemas Eléctricos de Potencia; el uso de nuevas tecnologías para la expansión de los Sistemas de Distribución Local-SDL; incorporación de Recursos de Generación Basados en Inversores-IBR; aplicación de Inteligencia Artificial-IA en la operación de Sistemas de Distribución; y Gestión de Demanda. Adicionalmente, se contará con la participación virtual de EPRI y el experto internacional Ian Dobson, referente internacional de IOWA STATE UNIVERSITY en temas asociados a confiabilidad y resiliencia.

Temas técnicos

3. Se enviaron comentarios al proyecto normativo CREG 701 046 *"por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones"*. En la comunicación del Consejo se solicitó a la Comisión plasmar los soportes que justifican el cumplimiento de los requisitos definidos, ya sea en el Punto de Conexión Común o en el Punto de Conexión Individual; definir junto con el CND un conjunto de requisitos mínimos que deban ser exigibles desde el principio

de la conexión de los proyectos de generación, teniendo en cuenta el impacto económico que estos tendrían para el SIN y la viabilidad de los mismos; no “desplazar” el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad de la operación del SIN; y definir todos los requisitos asignados al CND, como las curvas VQ que complementan las PQ, vía acuerdos del Consejo.

4. El Comité de Distribución está formulando comentarios a la Resolución CREG 701 051 de 2024, *“por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones”*. El plazo para envío de observaciones es el 11 de julio del año en curso.
5. Se enviaron comentarios al proyecto normativo CREG 701 047 de 2024, *“por la cual se establecen las condiciones, requisitos y procedimientos de auditoría de los parámetros para el despacho de las plantas de generación como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”*.
6. En cumplimiento del numeral 4 del Anexo del Acuerdo 1746 de 2023 *“por el cual se aprueba el procedimiento de integración y modificación de las listas que elabore el CNO”*, la empresa IEB S.A. solicitó integrar la lista de auditores de las pruebas de potencia reactiva, de la cual fue retirado mediante el Acuerdo 1783 del 7 de diciembre de 2023. La evaluación de la experiencia mínima fue puesta a consideración del Subcomité de Controles, y se confirmó que la misma cumple con el requisito exigido en los términos de referencia. Sobre la metodología presentada, el Subcomité de Controles emitió el siguiente concepto técnico:

“Tras revisar la metodología propuesta por IEB, identificamos que esta no enfatiza en el punto que llevó a su retiro de la lista de auditores, específicamente en lo que respecta a la consideración de tolerancias para el análisis de los resultados. Identificamos que la metodología es muy general y no ahonda en todos los aspectos relevantes de ejecución de la prueba.”

El Comité de Operación en la reunión 444 del 28 de junio estuvo de acuerdo con el concepto técnico del Subcomité de Controles y recomienda informar los resultados de la evaluación a la empresa IEB, para que ajuste el documento de metodología a los requisitos previstos por los términos de referencia.

7. A continuación, se presentan los temas de mayor relevancia de los Subcomités y Comités para conocimiento del Consejo:

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- ENEL presentó los análisis eléctricos asociados a la actualización de los Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS de los enlaces a nivel de 115 kV en el norte de la sabana de Bogotá. Se identificó que dichos trabajos implican el traslado de la carga de la subestación Sesquilé a la subestación Guateque, que incluye la demanda del embalse Tominé. Esta situación es relevante, dado que el Operador de Red EBSA, responsable de Guateque, informó oficialmente que próximamente dejará de operar la línea Guateque-Sesquilé 115 kV.

Respecto al ESPS por bajas tensiones en el norte de la sabana de Bogotá, medida operativa necesaria para mitigar los riesgos por el atraso de los proyectos de expansión del STN y STR, ENEL indicó que el mismo estaría operativo el 21 de octubre del año en curso.

- A la fecha de la reunión del Subcomité, las empresas ENEL, ENERGUAVIARE y EMCALI no habían diligenciado el formato de nivel de cortocircuito requerido por el CND. Con relación a este punto, el grupo conformado en el Consejo se reunió dada la crítica situación, acordando el siguiente curso de acción:
 - ✓ Advertir la problemática a la CREG teniendo en cuenta que, desde el punto de vista normativo, se ha identificado desde hace mucho tiempo serios vacíos regulatorios que no permiten a la UPME, los Operadores de Red y los Transportadores tomar las acciones correctivas.
 - ✓ Identificar y listar las subestaciones del STN y STR que actualmente tienen declarado un nivel de cortocircuito limitado por la capacidad de elementos específicos, como pueden ser los transformadores de corriente.
 - ✓ Ranqueo de subestaciones críticas a partir del estándar IEC 60909. Posteriormente, priorizar las acciones en función de un análisis detallado en cada subestación.
 - ✓ Llevar a cabo la próxima reunión del grupo el 12 de julio del año 2024.
- El CND socializó el Informe Trimestral de Restricciones-ITR, donde se mostraron las subestaciones que tiene un nivel de cortocircuito superior a su capacidad de interrupción, los principales cortes naturales y de emergencia activos, los tiempos promedio de atraso de las expansiones en cada área y subárea operativa, y los planes de obras recomendados a la UPME. Al respecto, el Consejo llamó la atención sobre la cantidad de compensadores

sincrónicos planteados por el CND, que son necesarios para resolver los problemas de fortaleza eléctrica y el fenómeno FIDVR.

- Respecto a los trabajos de normalización de la subestación Renacer 115 kV, la Empresa de Energía del Putumayo indicó que el cronograma de liberación de la bahía asociada al enlace Jamondino-Renacer 230 kV estaría disponible hasta el año 2026. Al respecto, el Operador de Red indicó que la ejecución de dicho cronograma depende de la aprobación del Plan de Inversión enviado a la CREG desde el año 2022. En este sentido, se recomienda enviar comunicación a la Comisión pidiendo celeridad en este proceso administrativo.

Subcomité de Plantas-SP:

- El Subcomité formuló las lecciones del pasado fenómeno de “El Niño” 2023-2024, entre ellas se destaca:
 - ✓ Se deben plantear soluciones urgentes a los “ciclajes” de las plantas térmicas. Durante el pasado fenómeno climático las unidades a carbón manifestaron su preocupación por los constantes eventos de encendidos y apagados. Esta situación ameritó para algunos recursos el cambio de parámetros para salvaguardar la integridad de sus activos, “inflexibilizando” el parque generador del SIN.
 - ✓ Si bien respecto a fenómenos pasados la logística de combustibles mejoró, la coordinación gas/electricidad es un tema pendiente que debe ser abordado junto con la CREG. Asimismo, se debe aprovechar el potencial energético del país, que es complementario, para desarrollar proyectos térmicos y “filo” de agua que puedan soportar la confiabilidad del Sistema.
 - ✓ Se debe seguir garantizando la disponibilidad de los combustibles y el carbón mineral para el parque térmico del SIN.
 - ✓ Se deben establecer acciones y medidas que permitan la entrada de las expansiones en generación y transmisión en las fechas establecidas originalmente, gestionando las actuales restricciones ambientales, prediales y sociales.
 - ✓ Es necesario estudiar detalladamente si la firmeza futura del SIN puede ser soportada principalmente por las plantas solares fotovoltaicas. Adicionalmente, revisar de fondo el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, respecto a su activación y anticipación para

advertir condiciones de riesgo, y subsecuentemente, la intervención del mercado.

- ✓ Desde el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO se debe reevaluar la metodología de cálculo de la Senda de Referencia de la estación de verano y la Construcción de la curva de Aversión al riesgo-CAR.
- ✓ Se resaltó la coordinación del Subcomité de Plantas analizando los mantenimientos del parque de generación térmico. Asimismo, desde el Consejo y el CACSSE se gestionaron los bloqueos sobre la infraestructura eléctrica y energética.
- Se socializó por parte del CND la fecha del mantenimiento de la Planta de Regasificación del Caribe, el cual se llevaría a cabo entre el 24 y 28 de octubre del año en curso.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Se formularon junto con el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE los comentarios al proyecto normativo CREG 701 046 (requisitos operativos de las conexiones compartidas). Se resaltó la importancia de analizar los efectos de las transiciones sugeridas, el punto de cumplimiento de ciertos requisitos (Punto de Conexión Común-PCC o Punto de Conexión Individual-PCI), el “desplazamiento” de los criterios de seguridad y confiabilidad del SIN y los tiempos de ejecución de las tareas asignadas al Consejo.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- El SURER recomendó al Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO considerar en los modelos energéticos (SDDP y ORQUÍDEA) el cálculo del desbalance energético con una ventana móvil de 6 años, contemplando los valores negativos.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- Respecto a los eventos de crecientes sufridos por la central Chivor, AES comentó que durante el mes de julio del año en curso estarán operativas cuatro (4) unidades de generación, y en agosto las cuatro (4) restantes.
- Con relación al desbalance energético, el SURER recomendó contemplar un periodo móvil de seis (6) años para su cálculo; dicho periodo es representativo ya que considera fenómenos de variabilidad climática que impactan positiva o negativamente la hidrología del país, como El Niño o La

Niña. Por lo tanto, reducir dicho periodo puede conllevar sesgos en el cálculo del desbalance (hidrologías muy secas o húmedas), particularmente en los eventos extremos, donde las variables tienen mayor incertidumbre. De igual forma, un periodo de 6 años recoge la actualización de parámetros operativos que influyen en su cálculo, como son las batimetrías y los factores de conversión. También se mencionó que, por la naturaleza de los ríos (geomorfología de montaña), se realizan actualizaciones periódicas de las curvas de gasto (nivel-caudal) de las estaciones hidrometeorológicas.

Finalmente, el SURER sugirió considerar valores positivos y negativos en el desbalance del ciclo anual de cada sistema, recalcando la incertidumbre presente en todas las variables empleadas para su cálculo.

Teniendo en cuenta lo anterior, el SPO acordó considerar en los modelos energéticos la ventana móvil de seis (6) años en el cálculo del desbalance, y agendar una reunión conjunta SPO-SURER para seguir discutiendo sobre la consideración o no de los valores negativos.

- El Subcomité analizará en el mes de septiembre del año en curso la condición del Nivel del Embalse y la Senda de Referencia, y estudiará de manera retrospectiva la utilidad o no de este indicador en el marco del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD.

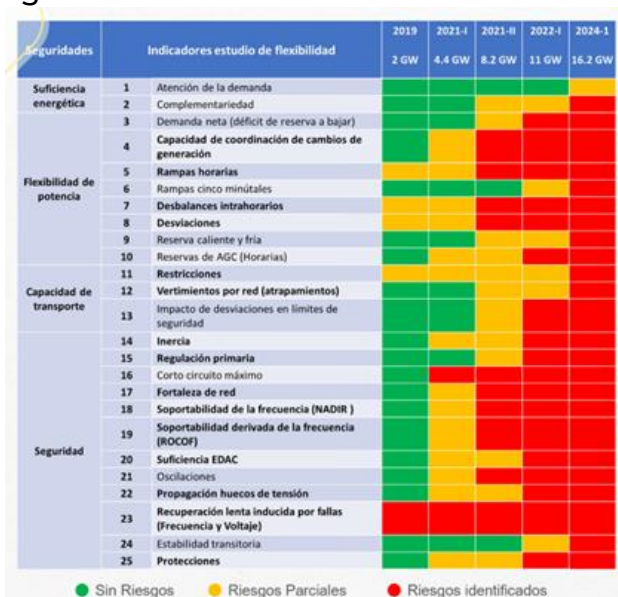
Subcomité de Protecciones-Sprotec:

- La propuesta de actualización de tres anexos del Acuerdo 1749 (Requisitos de Protecciones) por modificación del RETIE, se publicó para comentarios del público en general hasta el 15 de julio del año en curso.
8. La CREG publicó el documento 901 098 "*Precio de Escasez del Cargo por Confiabilidad*", y llevó a cabo el taller de formación de precios en el mercado. Este último es la base para la expedición del proyecto normativo 701 049, el cual plantea ajustar el precio de corto plazo en función de la última planta de generación térmica despachada que esté conectada al Sistema Nacional de Transporte de Gas-SNT.
 9. Se llevaron a cabo nuevas reuniones entre la UPME-CND-CNO para revisar la priorización de los proyectos urgentes que se necesitan en las áreas críticas Caribe, Chocó-DISPAC, Oriental y otras zonas del país, los cuales, según la Unidad, tendrán en menos de dos (2) meses sus Términos de Referencia. De estos encuentros vale la pena destacar:
 - La Unidad mencionó que publicarán un documento de alcance al Plan de Expansión de Transmisión, donde definirán el paquete de obras urgentes, y

para cada una de ellas, establecerán junto con MINENERGÍA y la CREG el mejor mecanismo de ejecución.

- Para las expansiones Sahagún 500 kV y Nueva Lórica 110 kV, AFINIA está solicitando desplazar sus fechas de entrada en operación (2029), para que de esta forma el Operador de Red ejecute los activos que les corresponde.
- Para la futura subestación Sopó 230 kV, la UPME indicó que ENEL está solicitando un tiempo adicional de dos (2) años para ejecutar las obras del STR.
- El CND y CNO manifestaron la importancia de las obras estructurales que den solución a las situaciones de Bolívar, Córdoba-Sucre y GCM, dado los eventos de Demanda No Atendida-DNA que se han solicitado últimamente por agotamiento de la red. Asimismo, el Operador del Sistema llamó la atención por 32 restricciones que sólo serían gestionables a través de la demanda, es decir, aplicando potenciales racionamientos de carga.
- La unidad indicó que tiene proyectado expedir dos paquetes de obras, en el primero se incluirían los compensadores síncronos del área Caribe, entre otras expansiones, y en el segundo aquellas obras que son necesarias para evitar instrucciones de racionamiento por agotamiento de la red. Al respecto, la Unidad indicó que en septiembre del año en curso establecerá los proyectos del segundo paquete.
- El CND resaltó que las obras del STR de la subárea Bolívar deben estar en servicio junto con la futura subestación Carreto, porque si no es así, se estarían “cambiando” unas restricciones por otras. Adicionalmente, llamó la atención por el agotamiento de la red a 66 kV.
- En la subárea Atlántico el CNO y el CND recomendaron analizar si incorporando nuevas lógicas en los Sistemas de Almacenamiento de Energía a través de Baterías-SAEB, se eliminarían las seis (6) restricciones identificadas. Al respecto, la Unidad mencionó que estudiará el tema e interactuará con la Comisión para una eventual modificación de la Resolución CREG 098 de 2019.
- El CNO recomendó a la UPME, nuevamente, que se reconozcan unidades móviles y desplazables como alternativa para subsanar posibles escenarios de Demanda no Atendida-DNA por agotamiento de la red.

- Finalmente, se acordó involucrar a la CREG y MINENERGIA en el grupo de trabajo, en la búsqueda de cambios normativos que faciliten la pronta ejecución de los paquetes de obras.
10. Se publicó el Proyecto de Resolución 701 052 DE 2024, "*por la cual se establecen medidas transitorias sobre las desviaciones de las plantas variables*". En ella se propone durante tres (3) meses, que sus desviaciones diarias y horaria sean cero (0), indistintamente de los valores que se presenten en el programa de generación, programa de redespacho y generación real.
 11. ISA-INTERCOLOMBIA informó sobre la presencia de grupos armados en los sectores de Popayán, Cajibío, Timbío, Caldono, Morales, Totoró y Buenos aires, lo cual imposibilita el ingreso a las zonas de los cabildos indígenas Concepción, Guas dualito y las Delicias. Esta situación representa un riesgo para el SIN por la no ejecución de los planes de mantenimiento de la infraestructura eléctrica. En línea con lo anterior, el transportador también reportó dificultades para realizar los mantenimientos en la línea Betania-San Bernardino 230 kV, esto por la presencia de grupos armados en los sectores de Inzá y Totoró.
 12. Respecto al seguimiento a las actividades de actualización del Esquema de Separación de Áreas-ESA, ISA-INTERCOLOMBIA informó que envió comunicación a la CREG solicitando la remuneración de este. Al respecto, la Comisión no ha dado respuesta al transportador.
 13. El CND presentó al CNO los resultados más importantes de la 5° versión de su estudio de Flexibilidad. En la siguiente gráfica se resume el impacto para el SIN de la conexión de la generación basada en inversores:



14. Se informó en el Comité de Supervisión por parte de EMSA y EPM que se han presentado eventos de Demanda No Atendida-DNA en algunas subáreas operativas por la conexión de plantas de generación basadas en inversores, IBR por sus siglas en inglés, que hoy amparados por la reglamentación actual, no cumplen con los requisitos de control de tensión y supervisión definidos en la Resolución CREG 148 de 2021. En este sentido, se definió en el Comité de Distribución documentar estas situaciones y a partir de ello alertar de estos riesgos a la CREG y la SSPD.
15. En el Comité de Ciberseguridad avanza la formulación de un nuevo Acuerdo para el *“Reporte de Incidentes para el Sector Eléctrico”*.
16. Se presentaron en el Comité de Operación-CO los avances de los trabajos en las centrales Jaguas, Chivor, Ituango y Miraflores por parte de ISAGEN, AES y EPM. Al respecto, no se identifican restricciones adicionales a las ya contempladas por el CND en sus modelos energéticos y de potencia. Adicionalmente, se referenció el evento de colapso total del Sistema Eléctrico ecuatoriano por la falla inicial Milagro-Zhoray 230 kV. Vale la pena resaltar que el Esquema de Separación de Áreas-ESA actuó adecuadamente y no se evidenciaron repercusiones en el SIN.
17. Desde el punto de vista de Demanda No Atendida, el CND presentó el consolidado de número de instrucciones de racionamiento por agotamiento de red a nivel del STR en varias subáreas del SIN. Nuevamente, destaca el área Caribe con un total de 29 eventos.
18. El CND presentó en el Comité de Operación-CO las necesidades del SIN respecto a los requerimientos de protecciones. Fue evidente que, además del envío de las comunicaciones a la CREG y UPME solicitando la actualización del Código de Redes y los requisitos de protecciones en las convocatorias de los STR y STN, se debe trabajar desde el Subcomité de Protecciones en un plan de acción, que garantice el cumplimiento de las condiciones definidas desde la regulación (CREG y RETIE) respecto a la selectividad, rapidez, confiabilidad y seguridad de los Sistemas de Protecciones.
19. Se llevó a cabo una reunión entre el CNO y JULIA-RD, en la que esta compañía presentó la capacidad de reducción de demanda en el SIN por área geográfica, identificando un potencial de 347 MW entre reducción de carga y la conexión de plantas existentes. Al respecto, teniendo en cuenta la actual condición de algunas áreas y subáreas críticas del Sistema, se recomienda al CNO y al CND, con la información disponible, proponer a la CREG y a MINENERGÍA el diseño de un esquema normativo que permita, vía respuesta de la demanda, el control de restricciones.

20. La UPME dio respuesta a la comunicación enviada por el CNO, sobre la incorporación de los posibles escenarios de conformación de islas en los estudios de conexión. Al respecto, la Unidad comenta que *“(...) en este contexto, la UPME considera que la recomendación dada por CNO debe ser analizada para determinar a qué etapa del proceso de implementación de los proyectos de generación corresponde la solución del problema planteado, es decir, si a nivel de planeamiento o a nivel de operación. Y en el caso de que aplique a ambos estamentos, determinar cuál debería ser el alcance del análisis en cada una de las etapas del proyecto. Se propone por lo tanto la implementación de una mesa de trabajo para analizar y resolver la situación (...)”*.

Por lo anterior, y teniendo en cuenta que la solicitud del Consejo se enmarca en una recomendación para la etapa del planeamiento eléctrico, se sugiere conformar la mesa sugerida por la Unidad, con el liderazgo de los subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica y Protecciones del Consejo.

21. La modificación de los parámetros de los circuitos Candelaria-Tenera 220 kV 1 y 2 por parte de TRANSELCA, por invasión de construcciones a lo largo de las servidumbres (12 puntos críticos), ocasionó la declaración en estado de emergencia de la subárea Bolívar, lo anterior por el no cubrimiento de la contingencia sencilla Bolívar-Bosque 220 kV que, además de generar niveles de carga superiores al límite permitido en el transformador 4 Cartagena 220/66 kV, ocasiona el atrapamiento de la generación de TERMOCANDELARIA y Demanda No Atendida-DNA en Membrillal. Es decir, la subárea solo cuenta con un recurso local, PROELECTRICA, que no es suficiente para el control de todas las restricciones.

En este sentido, se estableció un curso de acción, el cual consistió en incrementar la capacidad de los transformadores STN/STR de la subestación Candelaria, definir un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS en la zona, y analizar la conveniencia de conformar un sólo enlace Tenera-Candelaria 220 kV entre las fases que no presenten problemas de acercamiento. Adicionalmente, se acordó llevar este tema al CACSSE, considerando que la Alcaldía de Cartagena puede demorarse en la demolición de las edificaciones asociadas a los mencionados 12 puntos críticos.

Finalmente, TRANSELCA hizo un llamado para resolver esta problemática junto con MINENERGÍA, ya que la invasión de servidumbres es un problema general.

22. Se llevaron a cabo las reuniones de seguimiento de los áreas y subáreas críticas del SIN, a saber, Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental. Al respecto, si bien el panorama presentado previamente al Consejo no ha cambiado, es decir, se identifican los mismos problemas de agotamiento de red, nivel de cortocircuito, fortaleza eléctrica, FIDVR, atrapamientos de generación, atraso de las

expansiones y riesgos de desatención de demanda, vale la pena resaltar que la UPME está definiendo los paquetes de obras urgentes que son necesarios para resolver estas problemáticas, y la SSPD está haciendo seguimiento a la implementación de las medidas de mitigación.

En este sentido se sugiere solicitar una reunión al CACSSE para abordar este tema, y los demás riesgos identificados para el Sistema, como se presenta en el siguiente punto.

23. A continuación, se presenta el resumen de la reunión CACSSE 191:

- El CND presentó la actualización del balance ENFICC/DEMANDA y el comportamiento del SIN en los próximos veranos ante escenarios de aportes deficitarios. De estos análisis vale la pena destacar:
 - ✓ Desde la vigencia 2023-2024 el escenario de demanda media de la UPME supera a la ENFICC, lo cual representa un riesgo para el SIN desde el punto de vista de Energía en Firme.
 - ✓ Las simulaciones energéticas llevadas a cabo por parte del CND, considerando la materialización de hidrologías críticas en los próximos veranos, muestran para la mayoría de los casos tasas de desembalsamiento superiores al 43 %, muy parecidas a la del verano 2023-2024 (46 %). Adicionalmente, se evidencia una participación superior a 90 GWh-día para la generación térmica durante la estación de invierno y el verano, para gestionar el embalse del Sistema.
- El Consejo referenció el estado de las áreas y subáreas críticas, los recientes eventos de Demanda no Atendida-DNA por agotamiento de la red, y las necesidades urgentes de ajustes normativos. Asimismo, el IDEAM indicó que estamos transitando hacia un fenómeno de “La Niña”, y MINENERGÍA presentó el plan de preparación sectorial ante dicho fenómeno.
- MINENERGÍA agendará en el marco del CACSSE una reunión para mitigar los riesgos asociado al agotamiento de red de las áreas y subáreas críticas, el déficit de Energía en Firme, los requerimientos de combustibles líquidos y carbón mineral en el mediano y largo plazo, y los paquetes de obras urgentes.