



Acta de reunión
Acta N° 757
4 Julio, 2024 Oficina C.N.O. Bogotá

Reunión CNO 757

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EBSA	Carlos Julio Moreno Lemus	SI	NO
XM	Carlos Arturo Vanegas Vesga	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
ISAGEN	Hugo Cely	NO	SI
Prime Energy	Javier Ferreira	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jhon Cristian Giraldo	SI	NO
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
ENEL Colombia	Jorge Horacio Cadena	NO	SI
UPME	José Morillo	SI	NO
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
MINENERGÍA	Luis Alberto Orjuela	SI	NO
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO

EPM	Mauricio Correa	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
Energía del Rio Piedras	Sergio Ortega	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Sandra Milena Téllez	SI	NO
CNOGas	Fredi Lopez	SI	NO
CNOGas	Hernan Salamanca	SI	NO
UPME	Héctor Rosero	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
UPME	Karol Enrique Cifuentes	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	Aprobaciones Actas pendientes. Acuerdos.
3	09:45 - 10:45	Informe secretario técnico.
4	10:45 - 11:15	Presentacion XM Situacion eléctrica y energética
5	11:15 - 12:15	Situacion servidumbres- TRANSELCA

6	12:15 - 12:45	Informe UPME.
7	12:45 - 01:00	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar la situación del clima en el país y la evolución de las diferentes variables que inciden en el mismo.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Se presentan las diferentes variables que inciden por esta época en el clima: ENOS, ondas MJ y temporada de huracanes. De acuerdo con el ONI, estamos en temporada neutral esperando el inicio de la Niña que presenta probabilidades de ocurrencia del orden del 65 %. En cuanto a las ondas MJ en el mes de junio predominó la fase subsidente. Varias ondas están pasando y transportando humedad. Desde el 1 de junio han transitado 18 ondas de las cuales 15 ondas han tenido incidencia en Colombia. Tanto a nivel superficial como subsuperficial se observan zonas frías que respaldan la neutralidad por la que se está pasando y la espera de una Niña que ya tiene probabilidades del 65 %.

En cuanto a la atmosfera los alisios fluyen de manera normal y la convección cercana a lo habitual. Las predicciones de la temporada de huracanes se conservan que va a desarrollarse por encima de lo normal con un pronostico de 7 huracanes mayores de los cuales van 4.

Predicción de ondas intraestacionales mes de julio: tendencia a condición subsidente, presencia de onda Kelvin que favorece la nubosidad. 3 al 9 de julio acumulados de lluvias para algunas regiones del país. Del 10 al 16 y 17 al 23 tiende a estar normal y a continuación por debajo del promedio. Las proyecciones de la NOAA se mantiene la alta probabilidad de desarrollo de La Niña.

Nov-dic-ene: el valor del ONI puede estar en un valor de -1. Puede ser de categoría moderada. La actualización de la predicción se mantiene la tendencia a la condición normal. Los análogos se mantienen en los años 72-73, 82-83, 97-98. 2009-2010.

La observación de la Orinoquia no es tan alta por diversas razones: La salida no es el resultado de observación, sino de una base de datos satelital derivada e histórica, porque no hay muchas estaciones en la zona. Puede ser que el efecto sea el resultado de tener menos estaciones.

Conclusiones

- El Niño 2023-2024 finalizó en abril de 2024.

- Predomina la condición neutral durante los próximos meses.

- La MJO estuvo en fase subsidente y la temporada de huracanes está activa en la cuenca del Atlántico.

- El fenómeno de "La Niña" tiene una probabilidad de materialización del 65 % para el mes de agosto del año 2024; en diciembre de 2024 dicha probabilidad es del 85 %

2. APROBACION ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar al Consejo las actas pendientes y los acuerdos recomendados para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

- ACTAS:

ACTAS 740: Publicada para comentarios el 30 de abril. Comentarios de ISAGEN y XM.

ACTA 743 : CNO NO PRESENCIAL.

ACTAS 744, 745, 746 y 747: Publicadas el 27 de mayo. Comentarios de EPM (744, 745, 746, 747), ISAGEN (744, 745, 746, 747), XM(744, 745, 746 y 747) y TEBSA (744, 745 , 746 ,747).

ACTA 748: Publicada para comentarios el 3 de junio. Comentarios de ISAGEN y GECELCA.

ACTAS 749, 750, 751, 752, 754 y 756: CNO NO PRESENCIALES.

ACTAS 753 y 755: Publicadas para comentarios el 1 de julio, comentarios de PROELECTRICA (753).

El Consejo aprueba las actas 740, 744,745,746, 747 y 748 con los comentarios presentados. Las actas 753 y 755 se da una ventana mas de comentarios de una semana y su aprobación se dará en la reunión de agosto del Consejo.

- ACUERDOS

Los siguientes acuerdos fueron presentados para aprobación del Consejo:

- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la entrega de la actualización de la serie hidrológica asociada con la central Cucuana (series Cucuana y desviación San Marcos).
- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la entrega de la actualización de la serie hidrológica asociada con la central de Amoyá.
- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo de la vigencia de los resultados de la batimetría del embalse Prado.
- Por el cual se actualiza el procedimiento para determinar la velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de generación del SIN y el plan de pruebas para su determinación.
- Por el cual se aprueba la actualización del procedimiento para la realización de las mediciones de batimetría en los embalses de las plantas despachadas centralmente.

- Por el cual se aprueba la actualización del “Procedimiento para realizar la prueba de consumo térmico específico neto y capacidad efectiva neta de las plantas térmicas del SIN” y se fija la periodicidad de realización de las mismas.
- Por el cual se aprueba el Procedimiento de definición de la capacidad efectiva neta de las plantas hidráulicas.
- Por el cual se aprueban los protocolos de pruebas para la estimación de las siguientes variables asociadas a plantas hidráulicas: Volumen Mínimo Técnico, Volumen Máximo Técnico, Volumen de Espera, Curva Guía Mínima, Curva Guía Máxima, Arcos Generación, Arcos Descarga, Arcos Bombeo, Demanda Acueducto y Riego, Factor Retorno de Acueducto y Riego, Factores de Serie Menor, Volumen Útil y Volumen Muerto y se actualizan las definiciones. Sobre este acuerdo se discute acerca de que las medidas de generación están auditadas anualmente. Es un reporte de medidas que cumple con el código de medida. Que se abra el espacio de discusión de las auditorías en una reunión CNO. XM insiste en la necesidad de una auditoría y mantener el reporte del numeral 11 del protocolo que tuvo concepto del SP. Se decide hacer la votación sobre la recomendación del CO que es la de retirar este numeral del acuerdo: Votaron Si al numeral 11: TEBSA, XM, PROELECTRICA, EDS y GECELCA. Votaron retirar el numeral 11 del acuerdo: CELSIA, AES, EPM, ENEL, GEB, ISAGEN, ENERTOTAL, AIR-E.

Se aprueban los acuerdos recomendados con el retiro del numeral 11 del acuerdo de protocolo pruebas.

Conclusiones

- Las actas 753 y 755 se aprobarán en la siguiente reunión ordinaria de agosto.

- Los acuerdos recomendados fueron aprobados con la exclusión del numeral 11 del acuerdo protocolo de pruebas de las variables de plantas hidráulicas.

3. INFORME CNO 757	NO	Presentar los avances en los temas y gestiones de los comités y subcomités del C N O.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

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

- \$47.595.037,33 correspondiente a la tercera cuota de funcionamiento del año 2023.
- \$56.737.117.20 correspondiente a la primera cuota de funcionamiento del año 2024.
- \$25.000.000 correspondiente 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 estos.

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. En general 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.

6- 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, propietario 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 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), poniendo en riesgo la seguridad y confiabilidad del SIN y se mencionó la necesidad de tener más tiempo para la 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 al evento de creciente sufrido 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 muy 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.

7- 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.

8- 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 Lorica 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 DNA.

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.

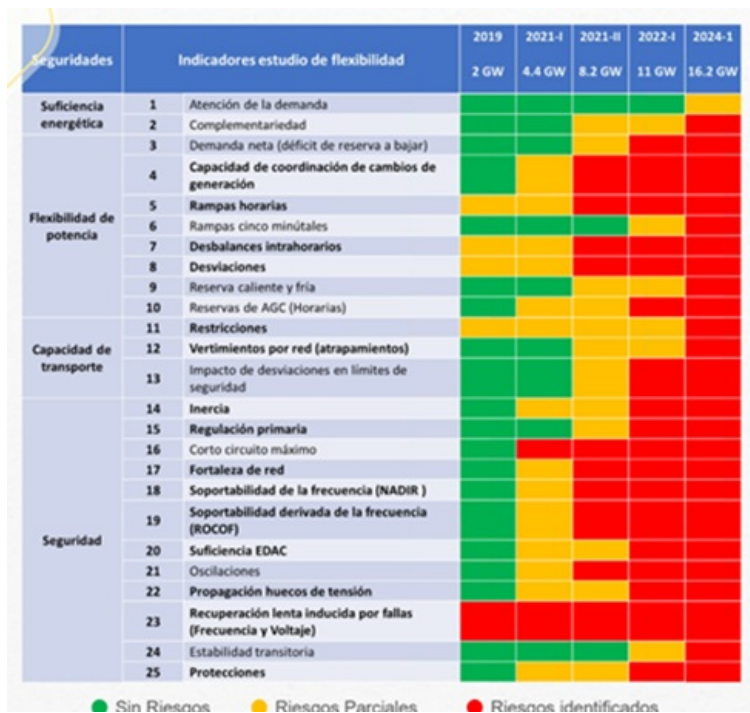
Finalmente, se acordó involucrar a la CREG y MINENERGIA en el grupo de trabajo, en la búsqueda de cambios normativos que faciliten la pronta ejecución de los paquetes de obras.

9- 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.

10- ISA-INTERCOLOMBIA informó sobre la presencia de grupos armados en los sectores de Popayán, Cajibío, Timbío, Caldon, Morales, Totoró y Buenos aires, lo cual imposibilita el ingreso a las zonas de los cabildos indígenas Concepción, Guasualito 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.

11- 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.

12- 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:



13- 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.

14- En el Comité de Ciberseguridad avanza la formulación de un nuevo Acuerdo para el “Reporte de Incidentes para el Sector Eléctrico”.

15- 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.

16- 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.

17- 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.

18- 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.

19- 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 (...)".

20-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-Ternerera 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 Ternerera-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, 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 en el mediano y largo plazo, y los paquetes de obras urgentes.
- Respecto al enlace Guateque-Sesquilé 115 kV, EBSA llama la atención por la no aprobación de mantenimientos de activos en la zona de influencia de la línea. Llama la atención el OR sobre eventuales fallas por el desplazamiento de dicho mantenimiento.

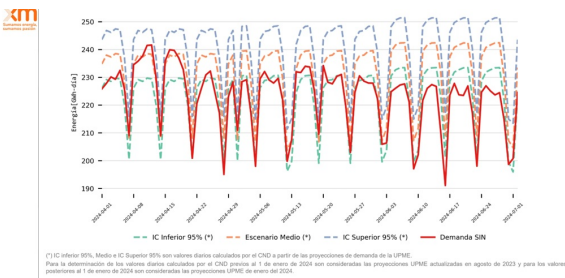
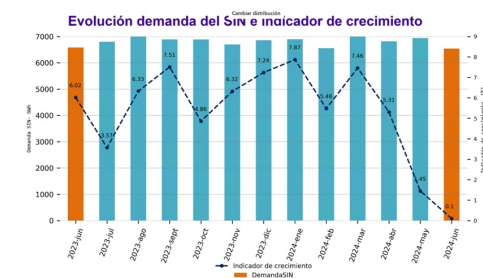
Conclusiones

- Se aprueba la condonación de los intereses de mora a Air-e.
- Informar a IEB los resultados de la evaluación de la metodología.
- La presentación de Julia RD agendarla en el CD y en el CO.
- Se acuerda enviar carta a CREG por lo que esta pasando con la bahía a 220 kV y el cronograma de normalización de la subestación en Mocoa.

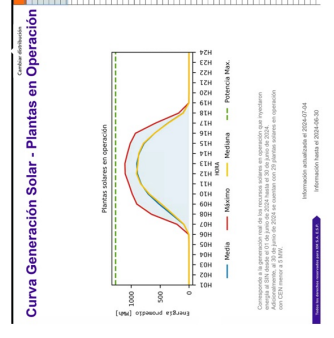
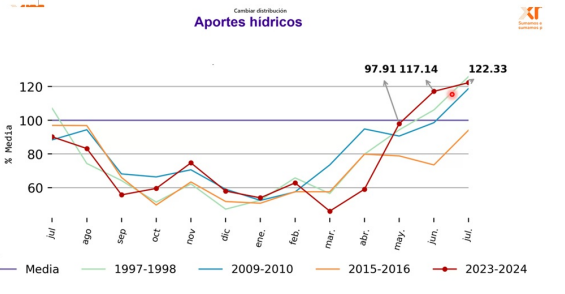
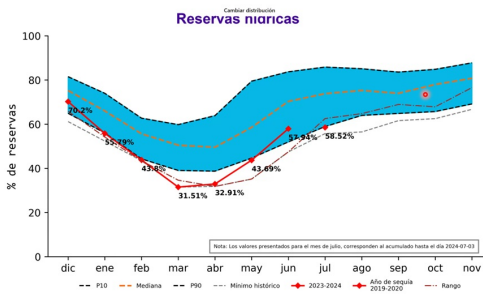
<p>4. PRESENTACION XM-SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA</p>	<p>NO</p>	<p>Presentar las variables operativas y los riesgos para la operación esperada del SIN.</p>	<p>INFORMATIVO</p>	<p>SI</p>	<p>NO</p>
--	-----------	---	--------------------	-----------	-----------

Desarrollo

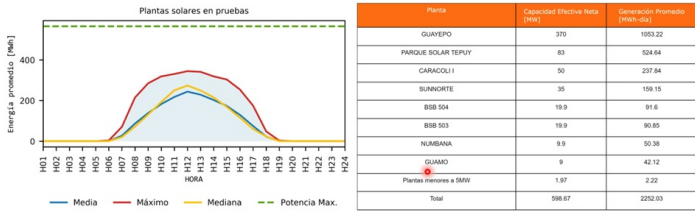
En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de las principales variables energéticas:



Período	Demanda (GWh)	IC Inferior 95% (GWh)	IC Superior 95% (GWh)
2023 jul	6500	6000	7000
2023 ago	6500	6000	7000
2023 sep	6500	6000	7000
2023 oct	6500	6000	7000
2023 nov	6500	6000	7000
2023 dic	6500	6000	7000
2024 ene	6500	6000	7000
2024 feb	6500	6000	7000
2024 mar	6500	6000	7000
2024 abr	6500	6000	7000
2024 may	6500	6000	7000
2024 jun	6500	6000	7000
2024 jul	6500	6000	7000

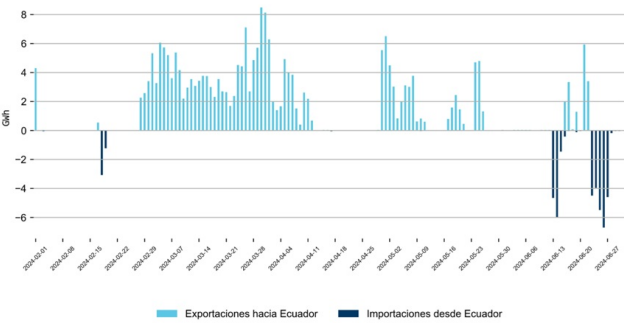


Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas

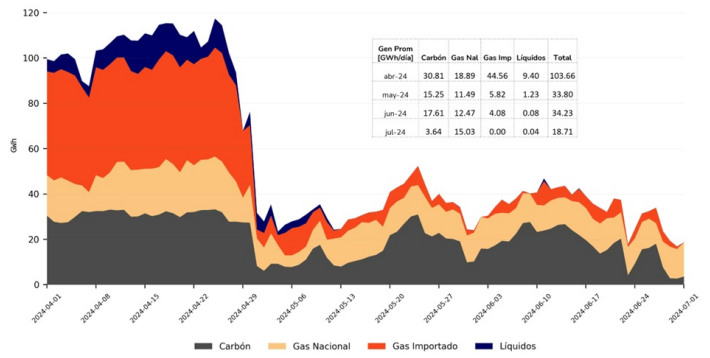


Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de junio de 2024 hasta el 30 de junio de 2024. Adicionalmente, al 30 de junio de 2024 se cuentan con 2 plantas solares en pruebas con CEN menor a 5 MW.

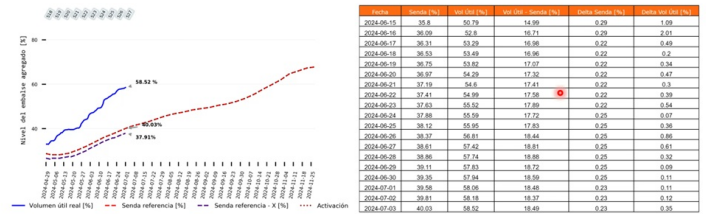
Importaciones y exportaciones de energía



Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Se presentan, en resolución semanal, las fechas para las cuales se calcula el valor de la X según la Resolución CREG 209 de 2020 y su equivalente al número de semana del año cargo.

Se acuerda mirar en el Comité de Distribución-CD que está impactando el crecimiento de la demanda, es decir, si es sólo por temperatura o hay temas asociados al crecimiento económico.

En las siguientes gráficas se presenta el panorama energético de dos (2) años.

Datos de entrada y supuestos considerados

Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.

- Condición Inicial Embalse:** Jun 30 57.34%
- Intercambios Internacionales:** No se consideran
- Mantenimiento Generación:** Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte
- Costos de racionamiento:** Último censo LIPME, para junio 2024
- Parámetros del SIN:** RABATEC, Heat Rate + 15% Plantas a Gas
- Embalses:** MCL, MAXIMO, NRP (Disponibilidad de 4.85 GWh/día promedio. Se incluye Restricción CAR sistémica)
- Información combustible:** Precios: Reportados por LIPME (Abr.-Oct/2023). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación
- Expansión Generación:** Proyectos con OEF. Atraso un año en su FPD.

Proyectos considerados con OEF y con FIPPS iniciado

Proyecto	CEN	Fecha	En Pruebas
E_General	19.00	31/09/2024	SI
E_Water	32.00	30/11/2024	SI
Total	51.00		

Proyecto	CEN	Fecha	En Pruebas
S_Caracas	50.00	23/02/2024	SI
S_Sunorte	35.00	30/04/2024	SI
S_Mariposa	199.00	13/12/2024	SI
S_Silverton	370.00	09/11/2024	SI
S_Shanghai	160.00	13/12/2024	SI
S_Paraguana	19.90	13/12/2024	SI
S_Primavera	37.00	13/12/2024	SI
Total	891.40		

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda total del SIN - [GWh/día]

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

- H 1992-1994: Hidrología histórica del periodo 1992 a 1994.
- H 1999-2000: Hidrología histórica del periodo 1999 a 2000.
- H 2010-2012: Hidrología histórica del periodo 2010 a 2012.
- H 2016-2018: Hidrología histórica del periodo 2016 a 2018.
- H SURER Esperado: Hidrología esperada SURER 10 abril 2024.
- H 2020-2022: Hidrología histórica del periodo 2020 a 2022.

Resultados Determinísticos

Embalse Agregado SIN %

Generación Térmica [GWh/día]

Aportes promedio (% de la media)

Cen	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
1992-1994	64.97	96.89	63.01	58.91	61.61
2020-2022	109.69	86.38	87.49	72.04	105.71

Generación Térmica Promedio [GWh/día]

Cen	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
1992-1994	74.9	72.5	70.0	61.7	78.0
2020-2022	29.0	30.5	32.5	48.7	37.5

Conclusiones y Recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 años, y con los supuestos considerados como escenario base, las simulaciones muestran que la **demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad** establecidos en la regulación vigente.



Bajo el escenario de expansión únicamente con proyectos con OEF, atrasados un año en su fecha de puesta en operación. Se observa que, ante series determinísticas deficitarias, se tiene participación importante de la **generación térmica durante los primeros meses de la estación de invierno 2024**, esto para lograr una recuperación de los embalses antes de la siguiente estación de verano.



La **entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión**, de acuerdo con las fechas oficiales declaradas por los agentes, es de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.



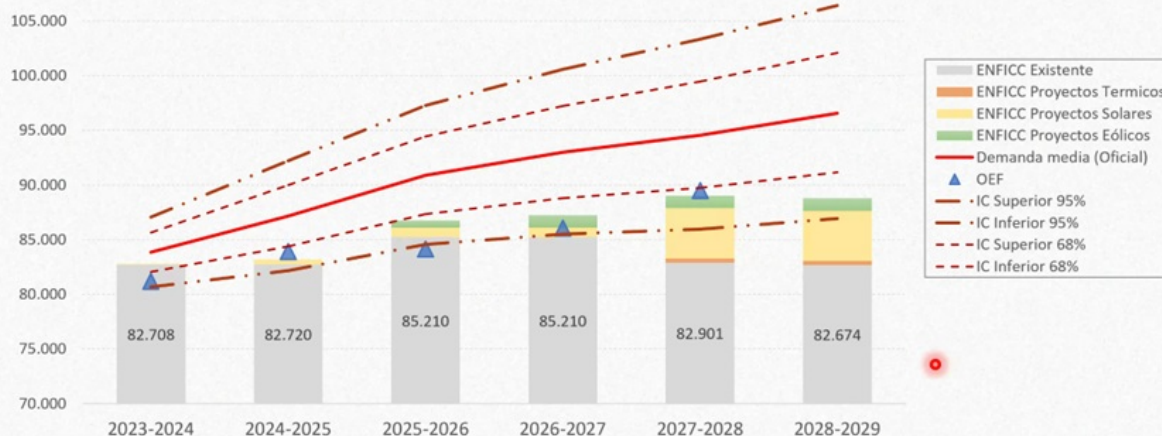
El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impacta de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda **hacer seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de estos**, de manera tal, que permita dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

Balance ENFICC - Demanda

Cambiar distribución



ENFICC vs Demanda [GWh/año]



Consideraciones

1. Para cada una de las siguientes vigencias no se considera la ENFICC de las plantas que no tienen OEF:

2023-2024 → Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Termocentro y Termoyopal1;

2024-2025 → Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Termocentro, Termoyopal1 y Termoyopal2;

2025-2026 y 2026-2027 → Cartagena 3 y Termoyopal1;

2027-2028 → Guajira 1, Guajira 2, Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Termoyopal 1, Termoyopal 2.

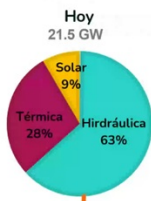
2. Se consideran las mejoras de IHF de Merilectrica para cada vigencia.

3. Se considera la ENFICC de los proyectos eólicos y solares de acuerdo con la vigencia para la cual tienen OEF. En el caso de las eólicas que se conectan a Colectora y Cuestecitas se consideran a partir de la vigencia para la cual se espera contar con el proyecto de transmisión.

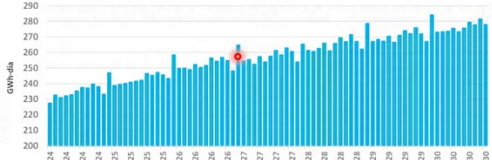
4. Los valores de demanda tienen descontada la energía contratada por las PNDC. Para la última vigencia se supuso el mismo valor de la vigencia inmediatamente anterior.

En las siguientes gráficas se presentan los escenarios operativos del periodo 2027-2028.

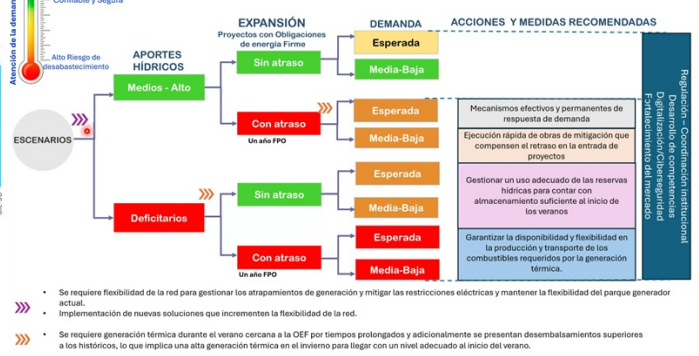
Escenarios de la Operación – Horizonte 2027- 2028



Evolución de demanda del SIN



Escenarios de la Operación – Horizonte 2027-2028



Conclusiones

- Ante los escenarios de operación con horizonte 2025 –2028, se requiere desarrollo de la red para gestionar los atrapamientos de generación, mitigar las restricciones eléctricas y mantener la flexibilidad del parque generador actual.
- Se requiere la implementación de nuevas soluciones y proyectos que incrementen la flexibilidad y la suficiencia energética del sistema.
- Bajo el escenario de aportes hídricos deficitarios o atrasos en la expansión de la red en los próximos veranos:
 - Se presentan desabastecimientos superiores a los históricos, lo cual implica una alta generación térmica en el invierno para llegar con un nivel adecuado al inicio del verano.
 - Se requiere generación térmica durante el verano cercana a la OEF por tiempos prolongados.
- Para mantener la confiabilidad en la atención de la demanda del SIN, se requiere de una alta generación del parque térmico tanto en la estación de invierno como de verano, lo cual llevará a una alta exigencia sobre la cadena de suministro de combustibles fósiles como Carbón, gas y líquidos.

En las siguientes gráficas se presenta los principales eventos operativos.

Apagón Total Ecuador 19 de junio de 2024

En Colombia en el SIN, no hubo afectación a demanda o a la topología.

¿Dónde inició?
falla en línea Milagro – Zhoray 230 kV

- Deficit de Potencia 0 a 540MW hacia Ecuador.
- Ejecución de frecuencia 60.396 y 59.49 Hz.
- Operó el ESA (SEL 3555) por lógica combinada dv/dt + ANSI 27 supervisada por impedancia, luego de 412ms de bajar la tensión de 0.9 p.u en Jaramindo 230 kV.

Lo indicado por el ministro de energía Ecuador (preliminar):

- Se produjo cascada ante la falla ocurrida.
- Indicó que hubo problemas de protecciones en centrales de generación.
- Se produjo un delta significativo entre demanda y generación que colapsó el sistema.

Cerca de 4400 MW apagados. Restablecimiento

Impacto eléctrico en la subárea Bolívar ante el cambio de capacidad de los circuitos Ternera – Candalaria 220 kV

Antecedentes: Los circuitos Ternera – Candalaria 1 y 2 220 kV son circuitos de 787 A que hacen parte del ETN de la subárea Bolívar, propiedad de TRANSELCA, que permiten conectar la subestación Candalaria con Ternera 220 kV. En estos circuitos, para validar el cierre de ciclo de candalaria y poder cubrir la sobrecarga de un circuito ante la salida del otro, se instalaron dispositivos SSSC operados por ENEAZA.

Declaración de TRANSELCA: El 26 de junio de 2024, se declaró de emergencia la disminución de la capacidad nominal de los circuitos Ternera – Candalaria 1 y 2 220 kV a un valor de 160 A, equivalente al 20.3% de su capacidad nominal actual, invocando riesgo de vidas humanas por invasión en la sendadiente del circuito.

Resultado análisis de seguridad eléctrica:

- Activación de las restricciones operativas por sobrecarga de un circuito Ternera – Candalaria 1 o 2 de 220 kV en caso de contingencia de uno de estos circuitos. Restricciones que no pueden ser protegidas con balances de generación en los recursos del área.
- En operación los recursos de generación Candalaria y Cartagena agrava aún más la criticidad de dichas restricciones.

Ante esta condición operativa, fue necesario la apertura de dichos circuitos por instrucción del CNO.

Impacto eléctrico en la subárea Bolívar ante el cambio de capacidad de los circuitos Ternera – Candalaria 220 kV

En la operación de los circuitos después de reconfiguración, se identifica la siguiente condición operativa:

- Para algunos escenarios operativos se presenta la necesidad de limitar la generación en TermosCandalaria y TermosCartagena.
- Bajo algunas condiciones, se requiere establecer generación mínima en las plantas Potosí 1 y 2.
- Algunos escenarios se presentan sobrecarga en porción de alta tensión.
- Con esta alternativa se mitiga la sobrecarga del transformador 4 de Candalaria 220/69 kV ante la contingencia del circuito Bolívar – Candalaria 220 kV, pero se genera un aumento de desasteción de demanda para el resto de los recursos.

Se recomienda al CNO: Mantener la confiabilidad de la subárea Bolívar y revisar la alternativa propuesta por TRANSELCA, se acordó implementar la alternativa 1.

Impacto eléctrico en la subárea Bolívar ante el cambio de capacidad de los circuitos Ternera – Candalaria 220 kV

Impacto ante apertura de los circuitos Ternera – Candalaria 1 y 2 220 kV

- Activación de nuevas restricciones operativas en el área, y en consecuencia riesgos para la atención segura de la demanda. Las restricciones presentadas fueron:
 - Bolívar – El Bosque 220 kV / Cartagena 4 220/69 kV
 - Bolívar – El Bosque 220 kV / circuitos de la red 66 kV subárea Bolívar
- Para garantizar la seguridad del sistema, se identificó la necesidad de limitar la generación de TermosCandalaria, TermosCartagena y en algunos periodos se requirió generación de seguridad con Potosí/diodes.

Se declaró la subárea Bolívar en condición de emergencia dada la necesidad de desatender demanda para cumplir criterios de confiabilidad en la subárea.

Impacto eléctrico en la subárea Bolívar ante el cambio de capacidad de los circuitos Ternera – Candalaria 220 kV

Para mitigar el impacto generado con el cambio de capacidad de los circuitos del corredor Candalaria – Ternera 1 y 2 220 kV, TRANSELCA propuso las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Reconfigurar un circuito a partir de la infraestructura existente, sujeción con los parámetros de uno de los circuitos originales (787 A).

- Esta opción representa mayor confiabilidad para la atención de la demanda, al mitigar la probabilidad de activación de la restricción por sobrecarga del transformador 4 de Cartagena 220/69 kV ante la contingencia del circuito Bolívar – Candalaria 220 kV.
- Se identifica en algunos periodos de demanda máxima que puede activarse la restricción Bolívar – El Bosque 220 kV / Ternera – Candalaria 220 kV, la cual puede controlarse con balances de generación con recursos de la subárea.

Alternativa 2: Mantener la capacidad para los circuitos de 160 A y aumentar la capacidad de emergencia a 300 A.

- En estado estacionario se debe mantener los valores de corriente dentro de la capacidad declarada requiriendo limitar la generación en TermosCandalaria.
- Ante la evaluación de contingencias en la subárea, no se cubre el criterio de confiabilidad.

Luego de revisar las alternativas propuestas por TRANSELCA se acordó implementar la alternativa 1.

Impacto eléctrico en la subárea Bolívar ante el cambio de capacidad de los circuitos Ternera – Candalaria 220 kV

Recomendaciones

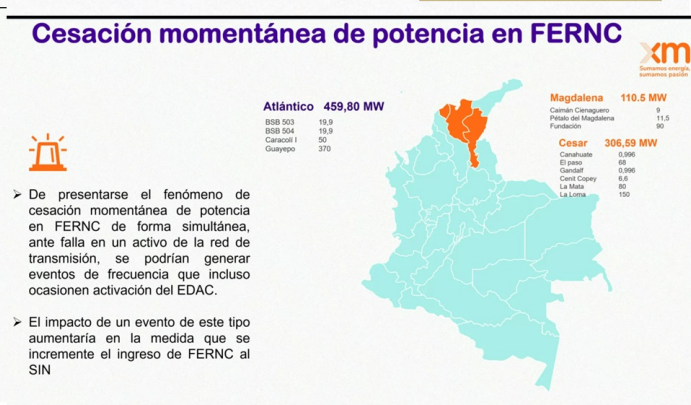
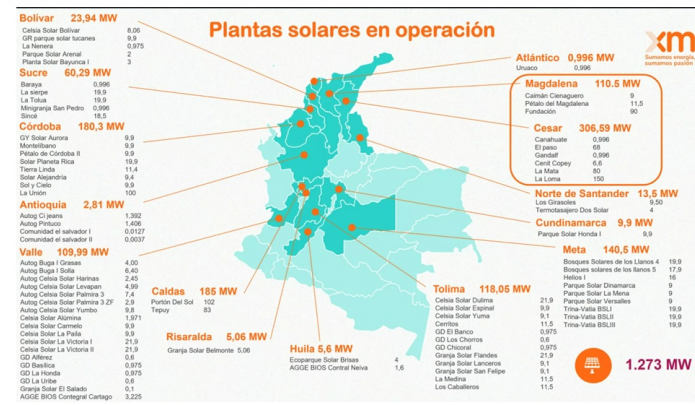
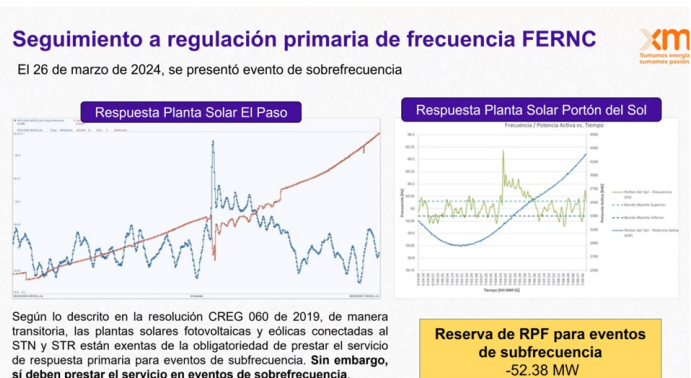
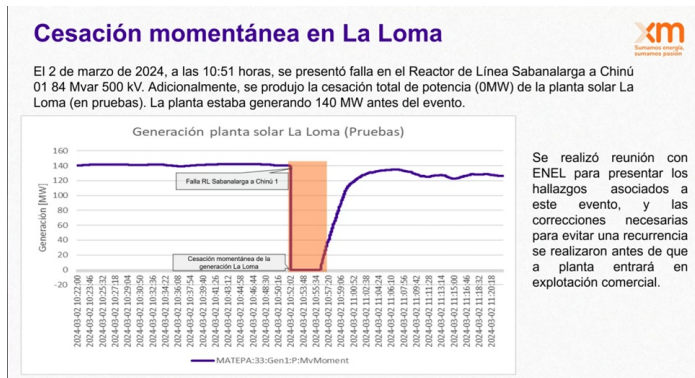
- Se recomienda a TRANSELCA:
 - Actualizar las gestiones necesarias para reducir a la mayor brevedad posible la capacidad de los circuitos 1 y 2, Ternera – Candalaria 220 kV.
- Se recomienda al CNO:
 - Realizar seguimiento al cronograma de recuperación de la capacidad de los circuitos 1 y 2, Ternera – Candalaria 220 kV.
 - Realizar levantamiento de posibles condiciones similares que se tengan en el sistema, de forma que se puedan realizar gestiones y acciones oportunas que permitan mitigar riesgos para la operación del sistema.

Teniendo en cuenta esta situación, se acuerda que en circular CNO se haga el levantamiento de condiciones similares para todo el SIN. Asimismo, se llevará a cabo seguimiento de la condición particular de Bolívar en el Comité de Transmisión- CT.

Complementariamente, se enviará carta sectorial derivado de las dos tareas anteriores, se informará al CACSSE sobre esta problemática, y se solicitará a TRANSELCA oficialmente el cronograma de normalización de la situación.

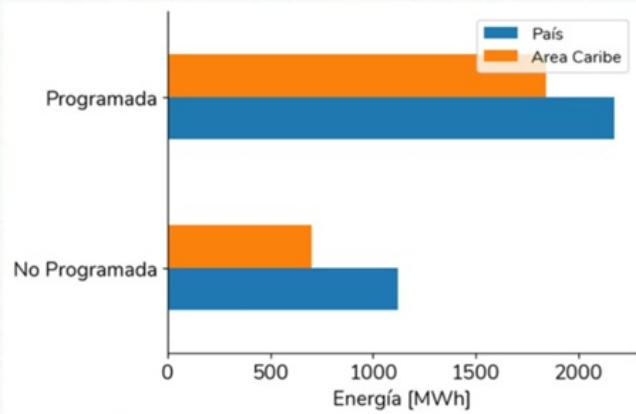
TRANSELCA comentó que hay 12 puntos críticos identificados con tecnología LIDAR e informó las acciones que tomó para salvaguardar vidas humanas. Dice que han enviado y alertando sobre la problemática a la Alcaldía, Procuraduría y Defensoría del Pueblo.

- Respecto a la cesación momentánea de potencia y la respuesta primaria en regulación de potencia, el CND presenta los riesgos potenciales que ello representa en las siguientes gráficas:



En este punto el Consejo interviene, indicando que no hay claridad si bajo la connotación de pruebas la generación basada en Inversores-IBR debe cumplir la Resolución CREG 060 de 2019. Asimismo, recalca el efecto que tendría esta situación de manera generalizada. Se acuerda abordar este tema en los subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica, y Controles (SAPE y SCNTROLES).

Adjunto a esta Acta se presentan los indicadores de la Operación. Se resalta nuevamente la Demanda No Atendida y las restricciones de Alerta/Emergencia.



La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 1.840 GWh, siendo un 84.57% de la demanda no atendida programada nacional (2.176 GWh) para el mes de Junio.

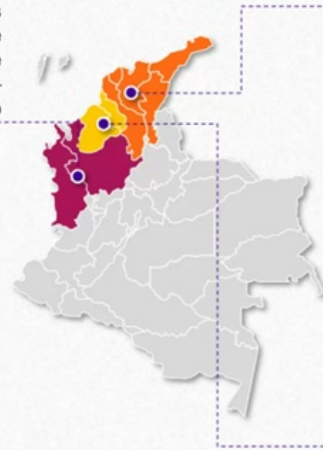
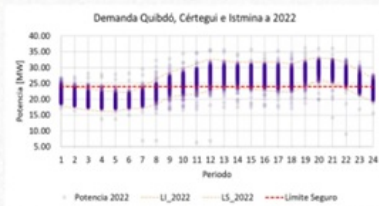
La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.699 GWh, siendo un 62.42% de la demanda no atendida no programada nacional (1.120 GWh) para el mes de Junio.

Restricciones con declaración de alerta/emergencia a 2023

Red de DISPAC - Choco:

Declarada en estado de alerta en Febrero de 2023, baja tensión en los nodos de DISPAC 115 kV, ante contingencia sencilla o indisponibilidad de un circuito Virginia – Certegui – Huapango (Quibdó) – El Siete – Barroso 110 kV.

No se cuenta con obras estructurales para garantizar la atención segura y confiable de la demanda en el departamento de Choco.



Subárea GCM: Declarada en estado de emergencia en Abril de 2022 riesgos por fenómeno de recuperación lenta de voltaje inducida por falla (FIDVR). Se requieren elementos con aporte de corriente de cortocircuito y control dinámico de voltaje para garantizar calidad en la atención de la demanda.



Condición de emergencia nodos en configuración radial del área Caribe
Agotamiento de red por crecimiento de la demanda y no entrada de proyectos de expansión, dificultad para cumplir en condición de red completa los criterios regulatorios de tensión de estado estacionario y dinámico, por lo que desde junio de 2023 fueron declarados en condición de emergencia los nodos:

- En la subárea GCM: El Banco, San Juan 110 kV y Guatapuri 34.5 kV.
- En la subárea Bolívar: San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV y EL Carmen 110 kV y El Plato a 34.5 kV.
- En la subárea Córdoba Sucre: Mompox 110 kV.

El CND indica que esperan presentar el estudio de Resiliencia en la reunión del Consejo del mes de agosto.

Conclusiones

5. SITUACION DE SERVIDUMBRES-TRANSELCA	NO	INFORMATIVO	SI	NO
--	----	-------------	----	----

Desarrollo

En las siguientes gráficas se presenta los motivos por los cuales el transportador tuvo que modificar los parámetros de las líneas Ternera-Termocandelaria 1 y 2 220 kV (invasiones sobre la servidumbre), y las acciones tomadas para mitigar parcialmente la problemática.

MODIFICACIÓN PARÁMETROS CAPACIDAD TRANSPORTE LINEAS TERNERA – TERMOCANDELARIA 1 Y 2 220KV

- Mediante la tecnología LIDAR se realizó análisis de las alturas de las viviendas que invaden la servidumbre de las líneas Ternera – Termocandelaria 1 y 2 a 220kv.
- Se evidenciaron acercamientos a viviendas que incumplen la distancia mínima de seguridad eléctrica establecida por el RETIE para niveles de tensión de 220kv.
- Esta situación implica riesgo de accidente toda vez que el acercamiento puede ocasionar arco eléctrico y afectación a las personas e inmuebles que invaden la zona de servidumbre.
- Se ha venido insistiendo a las autoridades distritales e incluso a la Procuraduría General de la Nación su intervención sobre esta invasión de servidumbres, sin lograr acciones al respecto.
- Los invasores han venido incrementando la altura de sus viviendas agravando el acercamiento a los conductores.

MODIFICACIÓN PARÁMETROS CAPACIDAD TRANSPORTE LINEAS TERNERA – TERMOCANDELARIA 1 Y 2 220KV

ACCIONES EN EJECUCIÓN

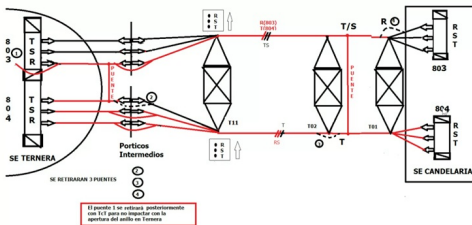
- Seguir gestionando con Autoridades y con Propietarios Invasores, el desmontaje inmediato de los puntos que generan acercamiento.
- Reforzar gestión social con la comunidad para advertir riesgos electromecánicos al invadir la servidumbre y al incrementar altura de sus viviendas.
- Reportar a autoridades la situación detectada y continuar gestionando el despeje de las servidumbres, y/o el soterramiento de los tramos afectados por este fenómeno.
- Definir posibles soluciones técnicas para disminuir la fecha de los conductores o el incremento de altura de las torres de estas líneas. Implementar sensor DLR (Dinámico Line Rating) en vano crítico.
- Realizar revisión con tecnología LIDAR de otras líneas con vanos invadidos (Soledad, Santa Marta y Valledupar)

MODIFICACIÓN PARÁMETROS CAPACIDAD TRANSPORTE LINEAS TERNERA – TERMOCANDELARIA 1 Y 2 220KV

CONDICIÓN	TEMPERATURA AMBIENTE (°C)	TEMPERATURA CONDUCTOR (°C)	VELOCIDAD VIENTO (m/s)	AMPERIOS	DISTANCIA SEGURIDAD RETE (m)	DISTANCIA CONDUCTORA PUNTO MAS CERCANO (m)	LIMITANTE
Diseño línea año 1976 (Sin invasión de servidumbre)	28,00	75,00	0,610	787,00	N.A.	7,00	Terreno
Soterramiento con LIDAR - 18/10/2024 13:30 horas	32,00	46,00	0,000	319,50		3,78	Tanque elevado T8-T9
Capacidad declarada y temperatura máxima promedio*	35,17	69,00	0,000	797,80**	4,70	1,97	Tanque elevado T8-T9
Máxima capacidad cable con temperatura máxima promedio desmontando tanques elevados T7-T8	35,17	45,20	0,000	360,00		4,70	Techos de viviendas T7-T8

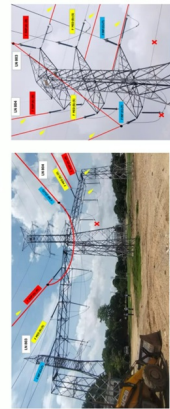
Considerando el riesgo de accidente detectado con la tecnología LIDAR, toda vez que el acercamiento puede ocasionar arco eléctrico y afectación a las personas e inmuebles que invaden la zona de servidumbre y a que la autoridad competente no ha realizado acciones para retirar o frenar estas invasiones, TRANSELCA se ve obligada a solicitar la limitación de la capacidad de transporte de estas líneas a 160Amp en aras de preservar la vida humana.

RECONFIGURACION DE LA LINEA 804R



CAMBIOS TOPOLOGICOS

- Conectar la fase T de la línea Canclaria – Ternera a 220KV (804), a la fase R de la línea Canclaria – Ternera 220KV (803), entre las torres 1 y 2 (Propiedad de GEB)
- Retirar puente de las fases T de la 804 hacia Canclaria, en la torre 2.
- Retirar puente de la fase superior de la 803 en la torre 1



Reconfiguración se declaró disponible el lunes 01 de julio de 2024, a las 17:00 horas y fue energizada el día martes 2 de julio a las 18:50 horas

La SSPD comenta que han visto el tema generalizado, pero que ellos desde su competencia solo pueden acompañar. Comentan que enviarán circulares a las alcaldías y gobernaciones para que apoyen acciones para prevenir las invasiones.

Conclusiones

- El CNO llevará el tema al siguiente CACSSE.
- Se circulara un formato para recoger mas información de otras empresas y dimensionar el problema.

6. INFORME UPME	NO	Presentar el avance de los proyectos por convocatoria del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

En la siguiente gráfica se presenta el estado de las convocatorias en el STN y STR:

7. VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO
-----------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- La siguiente reunión del Consejo será el día 1 de agosto .

Conclusiones

Presidente - Germán Garcés (E)

Secretario Técnico - Alberto Olarte

