



Acta de reunión
Acta N° 643
2 Septiembre, 2021 Gotomeeting

Reunión CNO 643

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Antonio Jiménez	SI	NO
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
CODENSA	Diana Marcela Jiménez Rodríguez	NO	SI
TERMONORTE	Diego Eduardo Camacho	SI	NO
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
URRA	Enrique Kerguelén	SI	NO
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
EMGESA	Jorge Horacio Cadena	NO	SI
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	NO	SI
Prime Energy	Jose Serje	SI	NO

AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
Prime Energy	Patricia Mejia	SI	NO
CODENSA	Wilman Garzon Ramirez	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	NO	SI
AIR-E	Daniela Osorio	NO	SI
CNO-GAS	Fredi López	SI	NO
EPM	Giovanni de Jesús Marin	NO	SI
UPME	Javier Martínez	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jorge Eduardo Zuluaga	SI	NO
MME	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julietta Serna	SI	NO
SSPD	Luis Galvis	SI	NO
GEB	Miguel Mejia	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Miguel Velásquez	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Omar Tovar	SI	NO
AIR-E	Ruth López	NO	SI
TEBSA	Virgilio Díaz	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Alejandro Paramo	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Carolina Ruiz	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Hernán Navarro	SI	NO
ENEL	Sylvia Di Terlizzi Escallón	NO	SI

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	Aprobaciones <ul style="list-style-type: none"> • Actas pendientes. • Acuerdos.
3	09:45 - 10:15	Informe Secretario Técnico.
4	10:15 - 11:15	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
5	11:15 - 11:45	Informe resultados piloto DFACTS EPM.
6	11:45 - 12:30	Informe UMMEG.
7	12:30 - 01:15	Informe UPME.
8	01:15 - 01:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe del IDEAM correspondiente al Seguimiento Climatológico y a la Predicción Climática.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

El contenido de la presentación comprende: Indicadores agosto 2021, el Seguimiento Climatológico, la Predicción Climática y Análogos. Los indicadores muestran condiciones neutrales y algunos de ellos la presencia de un evento frío moderado.

La precipitación observada en el mes de agosto estuvo por encima de los promedios históricos en gran parte de la zona norte y andina del país. Las perturbaciones que incidieron en este comportamiento fueron: la Zcit , ondas del este, ondas ecuatoriales, ventilación niveles altos y la baja de Panamá.

Las anomalías de la temperatura en las diferentes zonas del pacífico ecuatorial son todas negativas y en aguas subsuperficiales se han incrementado las zonas de aguas frías desplazando las de aguas cálidas.El escenario más probable de pronóstico está entre condiciones normales e inicio de condiciones de una Niña de características

débiles.

Conclusiones

El comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional. Cabe destacar que transitamos por la temporada de huracanes, la cual se espera con actividad por encima de lo normal, de acuerdo con los centros de predicción especializados.

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

Desarrollo

1. ACTAS:

ACTA 638: Corresponde a CNO NO PRESENCIAL

ACTA 639: Publicada para comentarios el 30 de agosto. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN, ENEL CODENSA.

ACTA 640: Publicada para comentarios el 31 de agosto. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN, ENEL CODENSA.

ACTA 641: Publicada para comentarios del 30 de agosto. Comentarios de XM, ISAGEN, AES COLOMBIA, PROELECTRICA, TEBSA.

ACTA 642: Publicada para comentarios el 30 de agosto. Comentarios de AES COLOMBIA, PROELECTRICA, ENEL CODENSA, ISAGEN y TEBSA.

El Consejo define dar una semana más para comentarios a las actas 639 a 642 y dar su aprobación en la sesión ordinaria del mes de octubre.

2. ACUERDOS:

Se presentaron los siguientes acuerdos recomendados al Consejo:

1. Por el cual se aprueba la ampliación de la vigencia de los resultados de la batimetría del embalse Tominé.

2. Por el cual se aprueba la actualización de las series hidrológicas del Sistema Eléctrico.

3. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la planta Cartagena 1 y la respectiva curva de carga.

4. Por el cual se establece el procedimiento de ajuste de los PSSs del SIN.

El Consejo aprueba los anteriores acuerdos y da una especial felicitación por el esfuerzo, dedicación y alto nivel técnico del Subcomité de Controles expresado en el acuerdo de procedimiento de ajuste de PSSs.

Conclusiones

- Las actas 639 a 642 se aprobarán en la reunión ordinaria del C N O de octubre.
- Se aprobaron los acuerdos recomendados.
- Reconocimiento al Subcomite de Controles por la elaboración y construcción del acuerdo de procedimiento de ajuste de PSSs.

3. INFORME CNO 643	NO	Presentar al Consejo el informe de actividades y compromisos del Consejo, de sus comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

Aspectos Administrativos:

1. Se llevó a cabo los días 24, 25 y 26 de agosto del año en curso, la sexta (6) Jornada del Comité de Transmisión y del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión. Los ejes temáticos fueron: i) nuevas tecnologías de alta y extra alta tensión; ii) aplicación de Inteligencia Artificial en el planeamiento y operación de sistemas eléctricos de potencia; iii) gestión de activos e iv) integración de fuentes intermitentes de generación. Se tuvo la participación de cerca de 250 funcionarios de empresas, organismos y universidades. Las memorias del evento se encuentran disponibles en la página web del Consejo.
2. El próximo 7 de septiembre se llevará a cabo el 9 foro de ética del sector organizado por ACCION COLECTIVA.



La ética, energía que nos diferencia

9º FORO
ÉTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO

✓ [Encontrémonos una vez más como actores del sector eléctrico colombiano y conversemos, desde un punto de vista humano y técnico, sobre la manera en que la ética es la energía que nos diferencia.]

Evento virtual
7 de septiembre de 2021
9:00 a.m. - 11:30 a.m.

<https://forodeetica.com.co/>

3. Se presenta la agenda del Congreso MEM 26 de 2021. Ya están confirmados los conferencistas y panelistas. El detalle del evento se puede consultar en el siguiente enlace:

4. En el Comité Legal se avanza en la identificación de los criterios y condiciones de elección de los nuevos miembros del Consejo, en cumplimiento de la Ley 2099 del 2021. La próxima semana se citará una nueva reunión para estructurar los requisitos que debe cumplir el representante de la demanda regulada.

Aspectos Técnicos:

5. El próximo 7 de septiembre del 2021 se realizará la Jornada Académica del Subcomité de Plantas. La agenda de la misma se presenta a continuación:

- Positive and Negative Impacts Associated with Real Time Markets. Doctor Frank A. Wolak, Professor Stanford University.
- Modelos computacionales para la simulación de la producción de plantas renovables de generación. Profesor Andrés González Mancera, Departamento de Ingeniería Mecánica Universidad de los Andes.
- Significado y alcance de los sistemas Power to X en el contexto de la Transición Energética. Profesor Andrés Amell, Facultad de Ingeniería-Coordinador del grupo Gasure Universidad de Antioquia.

6. Del 30 de septiembre al 01 de octubre de 2021 se llevará a cabo la Jornada de Supervisión y Ciberseguridad del Consejo. Los ejes temáticos del evento son los siguientes:

- Convergencia TI/TO.
- Interoperabilidad y estandarización de tecnologías de sistemas eléctricos.
- Supervisión de la demanda, DER, observabilidad y prosumidores.
- Subestaciones digitales.
- Políticas de seguridad digital
- Avances ciberseguridad-.

7. El Comité de Distribución-CD del Consejo continúa con el seguimiento a la implementación de los Planes de los Operadores de Red, derivados de las acciones pendientes de los análisis de eventos del Sistema Interconectado Nacional-SIN. En la sesión DISPAC, CELSIA, EMSA, EBSA, CEDENAR y ELECTROHUILA mostraron sus avances e indicaron las fechas estimadas para cumplir con sus planes.

8. En cumplimiento de las tareas asignadas por la CREG al Consejo en el artículo 44 de la Resolución CREG 075 de 2021, se envió a la Comisión el documento *"Propuesta CNO: Requerimiento de Estudio/Diseño para la conexión de proyectos clase 2 (usuarios finales) en los Sistema de Distribución Local-SDL"*. El mismo puede ser consultado en la página web del Consejo.

9. Como resultado del grupo de trabajo de los Subcomités de Controles-SC, Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE y el CND, se envió comunicación a la CREG donde se identifican algunas condiciones técnicas que dificultarían a los generadores basados en inversores el cumplimiento de los requisitos de control de tensión (Curva de Capacidad-PQ Resolución CREG 060 de 2019) en el punto de conexión. En este momento el CND se encuentra validando las ventajas de implementar como solución una curva parametrizable VQ, y próximamente se convocará al grupo de trabajo SC-SAPE-CND para socializar los resultados. La comunicación puede ser consultada en la página web del Consejo. Se solicitó por parte del Consejo, una vez se culminen las actividades asociadas a la revisión sistémica del impacto de incorporar una curva VQ, abordar las actividades de la fase 2, específicamente:

- Control coordinado de tensión,
- Comparación de instalación de elementos de compensación dinámica en todos los proyectos de generación basados en inversores ubicados "lejos" del punto de conexión al SIN, versus solución de compensación definida por el planeador de manera centralizada.

10. La Universidad de los Andes presentó sus avances al grupo de trabajo conformado por los Subcomités de Plantas-SP y Recursos Energéticos Renovables-SURER del Consejo, respecto a las actividades definidas en el convenio específico. Las tareas desarrolladas por la Universidad fueron las siguientes:
- Metodología para la estimación y modelamiento de la Irradiancia Normal Directa (Direct Normal Irradiance-DNI), la Irradiancia Horizontal Difusa (Diffuse Horizontal Irradiance-DHI) y la Irradiancia sobre el Plano del Arreglo (Plane Of the Array-POA), a partir de la Irradiancia Horizontal Global (Global Horizontal Irradiance-GHI).
 - Metodología e implementación en Python de un procedimiento para el cálculo de la Capacidad Efectiva Neta-CEN de plantas solares fotovoltaicas antes de su entrada en operación.
 - Metodología e implementación en Python del modelo que relaciona el recurso y la potencia en plantas solares fotovoltaicas.

Próximamente se entregarán las memorias de cálculo y se formularán los Protocolos y Acuerdos correspondientes a partir de los productos referenciados.

11. Se citaron para el próximo 10 de septiembre de 2021, las mesas de trabajo del Consejo Nacional del Agua-CNA. La agenda de la reunión es la siguiente:

Caudal Ambiental

- Presentación ACOLGEN Consideraciones sobre la realización del Piloto bajo las alternativas 1 y 2 planteadas por MINENERGIA.
- Presentación de supuestos para la realización del Piloto.
- Definición final para la realización del Piloto y siguientes pasos.

Sedimentos

- Presentación Información y avances sedimentos- MADS.
- Respuestas e inquietudes de los participantes.
- Definición de siguientes pasos y responsables.

Hidroenergía sostenible

- Estado procesos de contratación.
- Discusión y análisis del mejor instrumento para trabajar la propuesta de hidroenergía.
- Definición de siguientes pasos y responsables.

12. La CREG convocó para el viernes 03 de septiembre del año en curso, una reunión de inicio de la consultoría a cargo de INGFOCOL *“Recomendación de las características del sistema de medición de variables hidrológicas de centrales hidroeléctricas”*.

13. En los Subcomités de Plantas-SP y Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE, se recomendó enviar una comunicación a la CREG sobre las obligaciones y deberes que deben cumplir los cogeneradores y autogeneradores en la prestación de servicios estabilizadores al Sistema Interconectado Nacional-SIN, lo anterior teniendo en cuenta el nivel de tensión al cual se conectan y su Capacidad Efectiva Neta-CEN. En dichos subcomités se manifestaron algunas situaciones operativas donde esta clase de “generadores”, a pesar de sus características, no han proporcionado, por ejemplo, control de tensión. Asimismo, se discutió sobre cuales pruebas deberían cumplir y cuáles no. Una vez pase por el Comité de Operación se traerá al Consejo con su recomendación.

14. En el Comité de Operación el CND presentó los antecedentes y los requerimientos establecidos en los Artículos 19 y 34 de la Resolución CREG 075 de 2021. Asimismo, se revisaron los objetivos funcionales de los Esquemas Suplementarios definidos en el Acuerdo CNO 1019, y se discutió si se debe modificar dicho Acuerdo o crear uno nuevo, teniendo en cuenta los mecanismos definidos para la aplicación de la Resolución citada. En este sentido, se conformó un equipo de trabajo del SAPE, cuyo objetivo es definir si se realiza la modificación del Acuerdo 1019 o se formula uno nuevo.

15. En el Comité de Transmisión se llegó a un acuerdo entre GEB, el grupo ENEL y el CND, sobre las metodologías para el cambio de barras en subestaciones. Al respecto se estableció que las dos (2) alternativas son validadas, es decir:

- Cuando una subestación tiene sólo una empresa operadora, se dará instrucción de realizar el cambio de barras según las metodologías que considere más segura, entendiendo que es el operador el responsable integral de dichas maniobras.
 - Cuando una subestación tenga varios operadores y sea necesaria la intervención del CND como operador, dará las instrucciones que a su consideración sean las más seguras (por defecto es la metodología 1), entendiendo que el CND se hace responsable por el orden en las instrucciones de la maniobra y los agentes por su ejecución.
16. En cumplimiento de la tarea de la resolución CREG 75 de 2021, diecinueve empresas enviaron sus minutas del contrato de conexión de los proyectos clase 1 que el Consejo Nacional de Operación y el Comité Asesor de Comercialización solicitaron mediante comunicación del 28 de junio de 2021, enviada a los transmisores y operadores de red. La siguiente fase es estructurar contrato o contratos estándar en coordinación con el CAC para envío a la CREG.
17. Mantenimiento Planta de Regasificación SFRU 1- septiembre 21 al 25 de 2021: En el Comité de Operación el CND al igual que TEBSA presentaron los análisis de dicho mantenimiento, indicando los riesgos y las recomendaciones que se identifican para garantizar la seguridad en la operación del SIN, de acuerdo con lo presentado en la última reunión del Subcomité de Plantas-SP. Las recomendaciones son las siguientes:
- Revisar por parte de TEBSA, CANDELARIA y PRIME-TERMOFLORES la posibilidad de contar con gas adicional, con el fin de lograr aumentar la disponibilidad de generación para los días del mantenimiento.
 - Solicitar a los responsables de los pronósticos de la demanda regulada y no regulada del área Caribe, gestionar y ajustar los pronósticos de consumo para los días del mantenimiento.
 - Maximizar la disponibilidad de las líneas a 500 kV, en general de las áreas Caribe y Caribe 2.
 - Maximizar la disponibilidad de la central hidroeléctrica Urra, térmicas a carbón y líquidos del área Caribe.
 - Contar con la logística que garantice la disponibilidad de combustibles líquidos y carbón en las plantas del área Caribe del 21 al 25 de septiembre de 2021.
 - No realizar pruebas de generación en el área Caribe.
 - No realizar intervenciones en la red eléctrica del área Caribe que requieran generación térmica a gas.
 - Maximizar la declaración de la disponibilidad de las unidades de generación del área Caribe.
 - Declarar estado de alerta o emergencia de la operación del área Caribe según lo establecido en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995-Codigó de Operación, de acuerdo a la disponibilidad de las plantas de generación del área Caribe y los balances diarios que se realizaran desde el despacho económico durante los días del mantenimiento
 - Realizar teleconferencias diarias de seguimiento a la evolución del mantenimiento (CNO-GAS, CNO Eléctrico).

TEBSA presentó al Consejo sus análisis previamente presentados en el Comité de Operación y Subcomité de Plantas sobre el mantenimiento, considerando un día de alta demanda de energía, para cada uno de los periodos, en los cuales se identifica un déficit de generación para el área Caribe 2 en los periodos de demanda máxima.

TEBSA indicó que, dado que en los escenarios de demanda mínima y media se tiene una demanda más baja, se podría disminuir la oferta de disponibilidad y aumentarla para los periodos de demanda máxima, donde se identifican riesgos altos para la atención de la demanda de energía del área Caribe 2, ya que se cuenta con márgenes de generación muy bajos.

Conclusiones

- Se acuerda para próxima reunión del Consejo presentar brevemente la propuesta de pruebas de ciberseguridad para aquellas plantas que son elegibles para la provisión del servicio de regulación secundaria de frecuencia-AGC.

4. Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética

NO

Presentar la situación energética actual y la esperada del SIN.

INFORMATIVO

SI

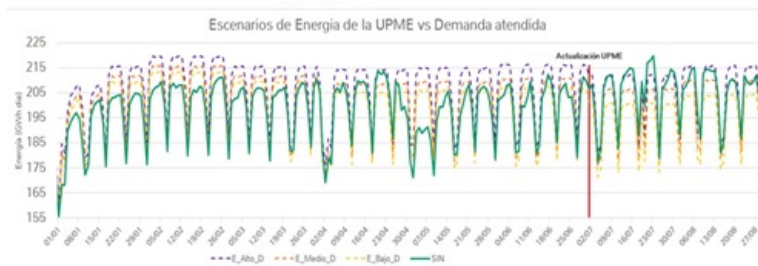
NO

Desarrollo

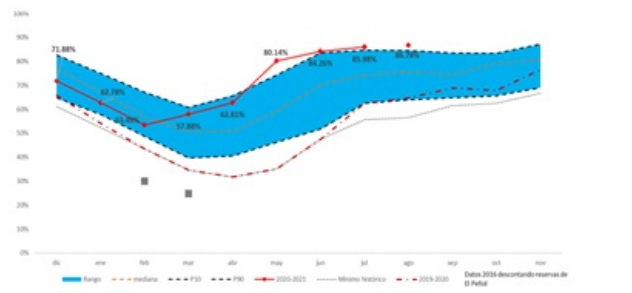
SITUACIÓN ENERGÉTICA Y ELÉCTRICA. XM

- En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de las principales variables energéticas del SIN.

Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN



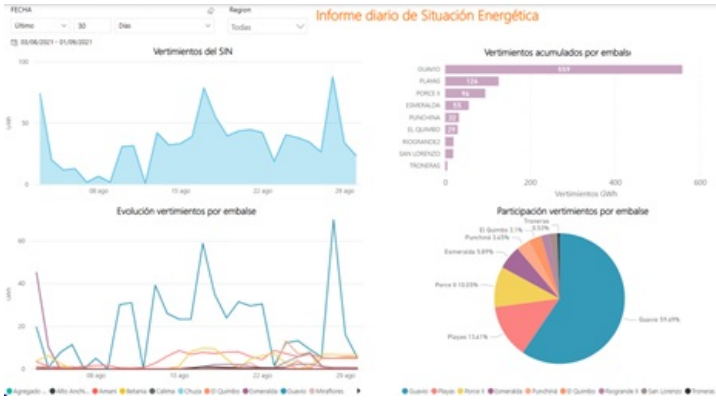
Reservas hídricas



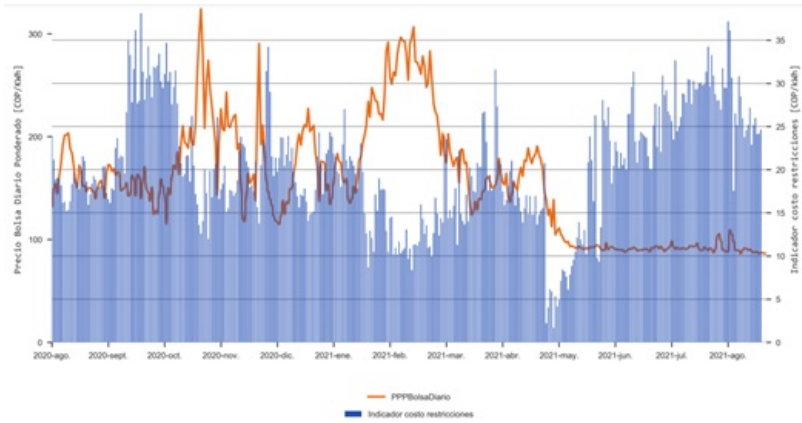
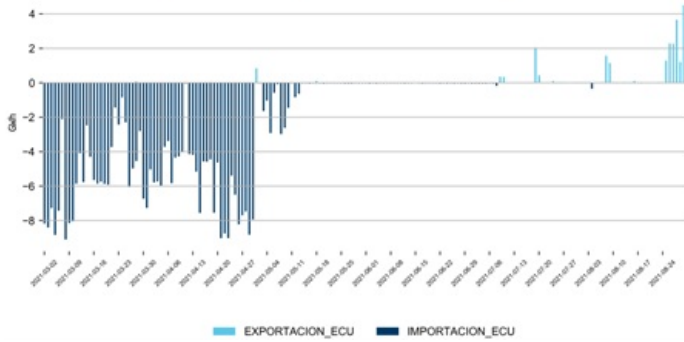
Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000 hasta diciembre de 2020

Aportes hídricos





Importaciones y exportaciones de energía



- En las siguientes gráficas se presenta el panorama energético del SIN.

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.

<p>Condición Inicial Embalse Agosto 23, 87%</p>	<p>Costos de racionamiento Ultimo Umbral UPME para agosto 2021.</p>
<p>Intercambios Internacionales No se consideran.</p>	<p>Embalses MOI, MAX(MOS,NEP) Desbalances de 5.00 GWh/día promedio</p>
<p>Mtos Generación Aprobados, solicitados y en ejecución en todo el horizonte</p>	<p>Información combustibles Precios: UPME may/20 Disponibilidad: reportada por los agentes.</p> <p>Mantenimiento en planta de regasificación del 21 al 25 de septiembre de 2021. Afecta disponibilidad de Tebsa, Barranquillas, Termoflores y Termocandelaria.</p>
<p>Expansión Generación Proyectos con OEF y subasta CLPE en todo el horizonte. Proyectos con OEF Subasta de reconfiguración de compra 2020-2021 y 2021-2022.</p>	
<p>Parámetros del SIN PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas</p>	

Datos de entrada y supuestos considerados



Detalle de proyectos de generación:

NOMBRE PLANTA	TIPO	CEN (MW)	FPO
Solar Matambo	Solar	9.9	28/09/2021
Solar La Sarga	Solar	19.99	30/09/2021
Práctico de Córdoba 1	Solar	9.9	30/10/2021
Bubiales	Térmico	21.87	31/10/2021
Jagüey	Térmico	21.87	31/10/2021
Carraja Solar Pulmonosa	Solar	28	15/12/2021
Autogenerador Solar Levapán	Solar	9.9	15/12/2021
Atlántico Solar 1 Baranosa	Solar	19.9	30/12/2021
Cogenerador INCAJICA Cabaña	Tér NDC	46	31/12/2021
Atlántico solar 2 Palo Nuevo	Solar	9.9	31/12/2021
CELSIA Solar Buga 1	Solar	9.9	31/12/2021
Alma Solar 1	Solar	9.8	1/01/2022
Botaderos Solares de los Llanos 4	Solar	19.9	31/01/2022
Botaderos Solares de los Llanos 5	Solar	17.9	31/01/2022
Guaira 1	Edificio	20	31/01/2022
PCH T2 II	Hidroeléctrico	10.4	30/03/2022
El Tezardo	Térmico	138	30/04/2022
PCH Ziro	Hidroeléctrico	9.9	31/05/2022
Laram Solar La Loma	Solar	150	30/06/2022
El Campesino	Solar	99.9	30/06/2022
Donde Hicimos 1 META	Solar	16.9	30/06/2022
ITUANGO	Hidroeléctrico	300	27/07/2022
CFP Continúa San Felipe	Solar	90	1/10/2022
CFP Continúa Cartago	Solar	99	1/10/2022
ITUANGO	Hidroeléctrico	600	27/10/2022
El Paso	Solar	67	30/11/2022
CC CANDELARIA	Térmico	540	30/11/2022
Termosol 1	Térmico	67	1/12/2022
ITUANGO	Hidroeléctrico	900	14/01/2023
Guayepo	Solar	200	1/02/2023
Windesini	Edificio	200	11/03/2023
Aguas 2	Edificio	80	31/03/2023
Guayepo	Solar	400	1/05/2023

Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

- Proyectos ya han iniciado trámite ante XM según lo establecido en el Acuerdo CNO 1214 y que tienen una CEN mayor a 9.8 MW.
- Proyectos con Obligaciones de Energía Firme (CxC y CLPE).
- Proyectos asignados en la subasta de reconfiguración 2020-2021 y 2021-2022 (TCENTRO 2020-2021)

Escenarios analizados

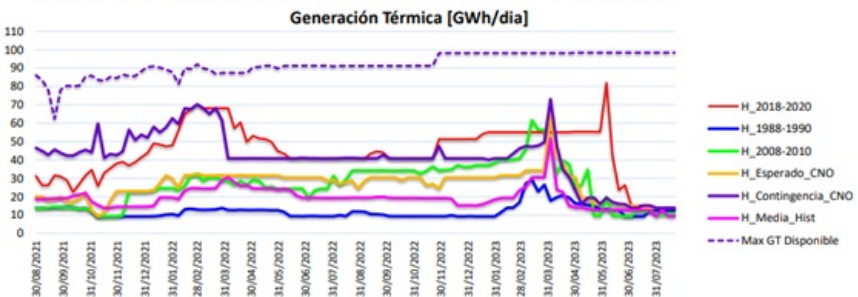
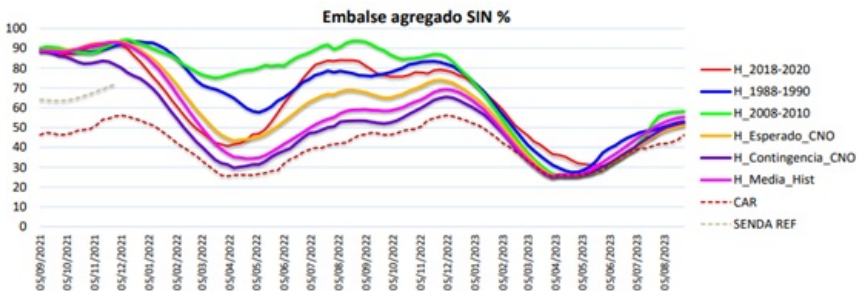
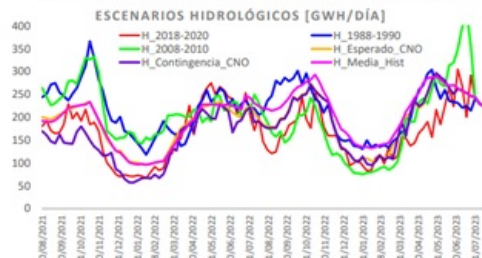
Demanda

A Escenario Alto de la UPME

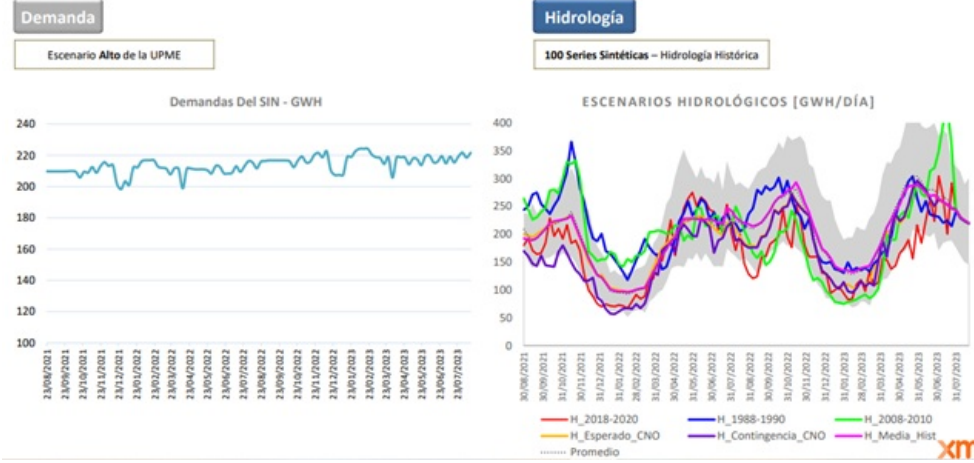


Hidrología

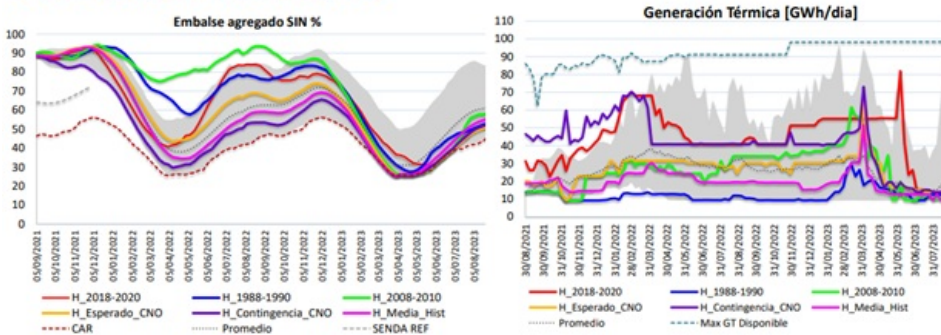
1 H 2018-2020: hidrología histórica del periodo agosto de 2018 a julio de 2020.	4 Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.
2 H 1988-1990: hidrología histórica del periodo agosto de 1988 a julio de 1990.	5 Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
3 H 2008-2010: hidrología histórica del periodo agosto de 2008 a julio de 2010.	6 H Media histórica: hidrología media histórica.



Escenario Estocástico

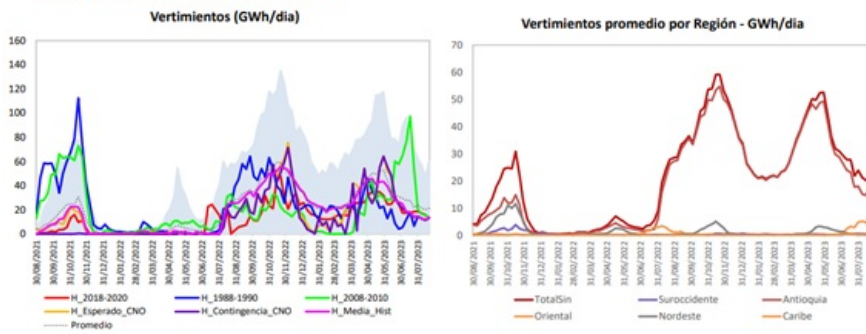


Escenario Estocástico



Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Escenario Estocástico



Durante los próximos meses de invierno se espera un incremento en los valores promedios de vertimiento del SIN, de acuerdo con los resultados del escenario estocástico.

Conclusiones

En condiciones normales de operación y con los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.) → las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente. Los análisis realizados no consideran eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia sobre elementos de la infraestructura del sector energético.

Se recomienda hacer seguimiento a la información de fecha de entrada de proyectos de generación y transmisión, más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

- Se presentaron las principales novedades del Sistema-Eventos y mantenimientos del sector gas.

Evento Cusiana 1 de septiembre

- ✓ **Impacto:** Salida Cusiana - 270 MPCD y bajas presiones en el SNT del interior.
- ✓ **Trabajo correctivo por fuga de gas en vástago de válvula a la salida de la planta hacia el gasoducto Cusiana El Porvenir.**
- ✓ **Demanda afectada:** Industrial y GNV.
- ✓ CNO Gas recomendó al MME declarar inicio de racionamiento programado de gas natural.
- ✓ Entrada en operación planta de producción de gas CUSIANA – inicio presurización gasoducto TGI (**tarde Sep.01**).

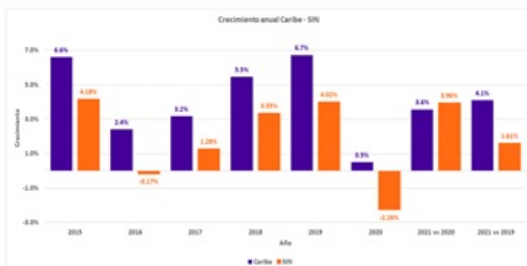
Acciones y recomendaciones ejecución mantenimiento

- Tebsa, Candelaria y Prime – Termoflores: Revisar posibilidad de contar con gas adicional, con el fin de tener mayor disponibilidad.
- Responsables pronósticos de la Demanda: Gestionar y ajustar los pronósticos de la demanda.
- Intercolombia y GEB: Maximizar disponibilidad de los enlaces a 500 kV entre el interior y la costa.
- Maximizar la disponibilidad de la generación del área. (logística de combustibles, No realizar pruebas ni intervenciones en la red que requieran generación térmica a gas o atrapen la que estará disponible).
- XM realizará declaración de estado de alerta o emergencia del área Caribe según lo establecido en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995-Codigó de Operación.
- Realización teleconferencias diarias de seguimiento.

Considerando los argumentos presentados por TEBSA durante la reunión, entre otros que, en ocasiones anteriores los agentes al gestionar gas adicional este no es requerido en la operación del día respectivo solicita no considerar lo que se coloca como primera acción y recomendación de XM para la ejecución del mantenimiento.

- En las siguientes gráficas se presentan las principales novedades del Sistema-situación área Caribe.

Características área Caribe



La demanda del área Caribe continua creciendo por encima del promedio país, al menos entre el 2015 y 2020, eliminando el efecto de la pandemia calculando el crecimiento de demanda para el año 2021 con respecto al año 2019 se observa que se mantiene el comportamiento presentado en años previos.

Conclusiones y recomendaciones

- Se sigue presentado en la región Caribe un crecimiento de la demanda superior a la media nacional.
- Condición que sumando al atraso de proyectos de expansión ha generado un incremento en la DNA programa y no programada en algunas subestaciones del área.
- Se recomienda hacer seguimiento permanente y definir plan de choque para la puesta en operación de obras de transporte de energía en la región.
- Realizar la instalación de equipos de compensación por parte de los operadores de red para mitigar afectación de demanda por bajas tensiones.
- El CND solicitó nuevamente a todos los operadores de red del sistema el análisis e identificación de subestaciones donde se pueda aplicar la Resolución CREG 153 de 2019.

En relación a la situación descrita, el secretario técnico del Consejo pregunta al CND si lo que está experimentando actualmente el área Caribe es igual a lo vivido en el año 2019, cuando desde el despacho económico se programaba desatención de demanda por agotamiento de la red. Al respecto, el CND menciona que si bien la situación es más crítica por la magnitud de la demanda desatendida, en esta oportunidad la causa es diferente a la presentada en el año 2019, y por tanto al día de hoy no se programa desde el despacho, sino que se materializa en la operación por eventos operativos. A partir de los resultados presentados, el Consejo solicitó convocar urgentemente una reunión entre el CNO, el CND y los agentes de dicha área y con la participación del MME, UPME, SSPD y CREG.

CODENSA manifiesta que en virtud de los diferentes atrasos de los proyectos del sistema, que se consolide una comunicación desde el Consejo donde se adviertan los riesgos y los impactos en la operación que desde ya se observa en la región Caribe.

En este punto el CNO gas, indica las principales novedades del próximo mantenimiento de la planta de

regasificación. En las siguientes diapositivas se presenta el detalle:

Características mantenimiento

☐ El pasado 29 de julio del año en curso Calamari, en atención con lo previsto en la Resolución CREG147 de 2015, ingresó en el Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones-SIMI- el mantenimiento en la FSRU-GNL para el período 15 a 19 de septiembre de 2021 con restricción total de 400 MPCD.

☐ En sesión COMI realizada el 11 de agosto del año en curso se recomendó revisar el período programado, considerando cruce con igual actividad de Hocol en el campo Bonga & Mamey (solo el día 15 de septiembre).

☐ Calamari-SPEC revisó la solicitud del COMI y reprogramó el mantenimiento para el período 21 a 25 de septiembre del año en curso.

☐ Teniendo en cuenta la restricción total de 400 MPCD, se realizó balance operativo indicativo oferta demanda de gas, con el siguiente resultado:

COSTA NORTE		INTERIOR	
OFERTA	DEMANDA	OFERTA	DEMANDA
(GBTUD)		(GBTUD)	
307,12	563,67	627,82	586,62
-256,55		41,2	

- ☐ Planta FSRU: 0 GBTUD.
- ☐ Escenario con 2 circuitos Intercosta por fuera de servicio: 350 GBTUD.

☐ La totalidad de la demanda de la Costa Norte asociada con (i) Demanda Esencial y (ii) Demanda industrial será atendida, considerando que con el gas de la planta FSRU-GNL se atiende demanda térmica del GT (Tebsa, TermoFlores y TermoCandelaria).

☐ Plantas térmicas de la Costa Norte con contratos de suministro y transporte de gas desde fuentes nacionales dispondrán del combustible en el momento en que lo requieran.

☐ XM realizó balance energético para diferentes escenarios, que permite concluir que a través de los recursos en el sector eléctrico la demanda eléctrica en la Costa Norte se puede atender, con algunos riesgos identificados.

Se manifiesta la importancia de seguir la coordinación de manera integral de los sectores electricidad y gas que va mas allá de los eventos y de la participación del CNO Gas.

Finalmente, los indicadores de la Operación se pueden observar en la presentación adjunta, que hace parte del Acta.

Conclusiones

- Se solicita por parte del Consejo retomar las reuniones sectoriales con el CNO gas.
- Convocar urgentemente una reunión entre el CNO, el CND y los agentes del área Caribe y con la participación del MME, UPME, SSPD y CREG.

5. INFORME RESULTADOS PILOTO DFACTS EPM	NO	Presentar los resultados del piloto dfacts implementado por EPM .	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

EPM presentó el balance del piloto DFACTS desarrollado desde febrero de 2021 y cuyas metricas y monitoreo realizado conjuntamente entre EPM y CND fueron satisfactorias. Los resultados exitosos son un gran avance para el Sistema interconectado y para la región en la incorporación de estas nuevas tecnologías.

Por medio del acuerdo CNO 1343 se autorizó la incorporación de dispositivos FACTS tipo SSSC Distribuidos para la realización de pruebas mediante el proyecto piloto de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. - EPM. Con la finalización de las pruebas termina la vigencia del acuerdo cumpliendo con su propósito.

El C N O extiende una felicitación a EPM y a todos los funcionarios que participaron en el desarrollo del piloto que significa un gran avance en la incorporación de estas nuevas tecnologías . Tmbien es consciente de que los siguientes pasos comprenden propender por el desarrollo de aspectos regulatorios que faciliten la incorporación de estas nuevas tecnologías en el Sistema Interconectado.

Para el Consejo Nacional de Operación el apoyar e impulsar la incorporación de estas nuevas tecnologías tiene como objetivo una operación más segura, confiable y económica. ENEL ofreció presentar en el Consejo su propuesta de digitalización del Sistema.

Conclusiones

- Constancia de felicitación a EPM y a todos los funcionarios que participaron en el desarrollo del piloto que significa un gran avance en la incorporación de estas nuevas tecnologías.

6. INFORME UMMEG.	NO	Presentar el informe de la Unidad de Monitoreo del mercado de energía y gas.	INFORMATIVO	SI	NO
-------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

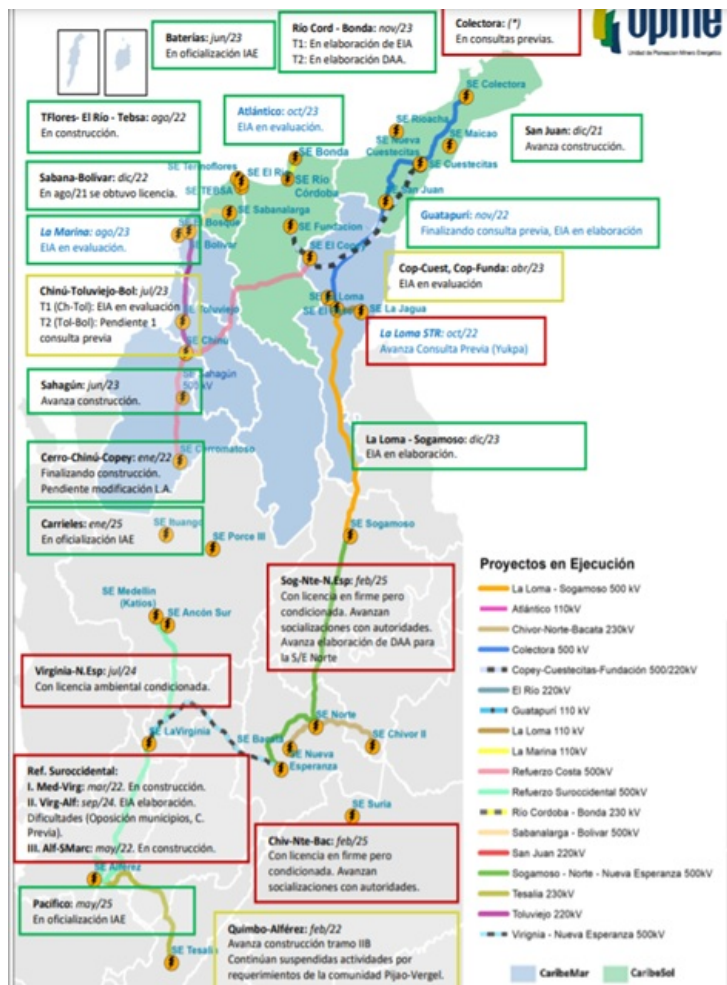
La SSPD presentó su Boletín Monitoreo Mercados Mayoristas de Energía y Gas Natural, con las principales variables observadas en el periodo y los indices de pivotalidad.

Conclusiones

7.INFORME UPME	NO	Presentar el estado actual de las convocatorias.	INFORMATIVO		
----------------	----	--	-------------	--	--

Desarrollo

La UPME presentó en el mapa de convocatorias el avance actual de los proyectos de las convocatorias con as fechas indicadas que son estimadas. :



Conclusiones

8, VARIOS

NO

INFORMATIVO

NO

NO

Desarrollo

- La próxima reunión ordinaria del Consejo se va a llevar a cabo el 7 de octubre.

- Se acuerda agendar la presentación de XM sobre su visión del mercado intradiario para Colombia en una reunión abierta para permitir la presencia de funcionarios de otras areas incluyendo las comerciales de las empresas.

Conclusiones

Presidente - Juan Carlos Guerrero

Secretario Técnico - Alberto Olarte

