



Acta de reunión
Acta N° 635
6 Mayo, 2021 Gotomeeting

Acta Reunión CNO 635

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
GECELCA	Angela Padilla	NO	SI
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
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
Prime Energy	Jose Serje	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI

CODENSA	Manuel Gómez	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
Prime Energy	Patricia Mejia	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
CODENSA	Wilman Garzon Ramirez	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	NO	SI
SSPD	Antonio Jiménez	SI	NO
UPME	Christian Jaramillo	SI	NO
SSPD	Diego Alejandro Ossa	SI	NO
CELSIA	German Garces	NO	SI
EPM	Giovanni Marin	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
EMGESA	Jorge Cadena	NO	SI
XM	Juan David Cuervo	NO	SI
MINENERGIA	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
SSPD	Luis Galvis	SI	NO
TERMONORTE	Manuel Vásquez	SI	NO
XM	Martha Gil	NO	SI
GEB	Miguel Mejia	SI	NO
SSPD	Miguel Velásquez	SI	NO
XM	Nicolas Achury	NO	SI
URRA	Rafael Piedrahita	SI	NO
MINENERGIA	Sandra Salamanca	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:00	Aprobaciones: <ul style="list-style-type: none"> • Actas pendientes. • Acuerdos.
2	09:00 - 09:30	Informe Secretario Técnico.
3	09:30 - 10:15	Curvas S.
4	10:15 - 11:15	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
5	11:15 - 12:00	Informe IDEAM.
6	12:00 - 12:30	Piloto dfacts-Epm.
7	12:30 - 01:00	Informe UPME.
8	01:00 - 01:20	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. APROBACION ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos que se recomiendan para aprobación del Consejo en su reunión 635.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

I. ACTAS

ACTA 632: Publicada para comentarios el 29 de marzo. Comentarios de ISAGEN, PROELECTRICA, EPM,

AES COLOMBIA.

ACTA 633: Publicada para comentarios el 2 de mayo. Comentarios de PROELECTRICA, TEBSA , EPM.

ACTA 634: Publicada para comentarios el 2 de mayo. Comentarios de PROELECTRICA. TEBSA, EPM.

El Consejo aprueba el acta 632 en tanto que da una semana más para comentarios a las actas 633 y 634.

II. ACUERDOS: Se presentaron los siguientes acuerdos para su aprobación:

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

2. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la presentación de los resultados de las pruebas de capacidad efectiva neta y consumo térmico específico de la unidad 3 de la planta de generación Termozipa

3. Por el cual se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades 2, 3, 4 y 5 de Termozipa

4. Por el cual se establecen y actualizan las definiciones y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las unidades y plantas hidráulicas, térmicas, eólicas y solares y de los activos del STN y del STR para el planeamiento operativo y la operación del SIN. Con referencia a este tema, ISA Intercolombia solicitó 60 días adicionales para cumplir con la entrega de la validación de los parámetros de los activos del STN y conexión dado por el acuerdo 1414, lo cual fue aprobado por el C.N.O.

5. Por el cual se actualizan los requisitos y procedimientos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN

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

7. Por el cual se aprueba la actualización de la capacidad efectiva neta y el mínimo técnico de la unidad 3 de la planta Termocentro y la modificación de la curva de acoplamiento gas - vapor de la planta Termocentro.

Estos acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

Conclusiones

- Las actas 633 y 634 se aprobarán en la siguiente reunión ordinaria del Consejo.

- Los acuerdos presentados se aprueban para su publicación.

-La solicitud de ISA Intercolombia de 60 días adicionales para cumplir con la entrega de la validación de los parámetros de los activos del STN y conexión dado por el acuerdo 1414, fue aprobada por el C.N.O.

2. INFORME CNO 635	NO	Presentar al Consejo el informe de actividades y desarrollo de los temas del Consejo, sus comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

El Secretario Técnico inició este punto con la presentación que se llevó a cabo el día anterior en el CACSEE 156, sobre la situación que enfrentan los operadores de red y las plantas termicas a cabón con los bloqueos y en general la situación social que se refleja en las diferentes regiones del país; se resaltan el impacto en la atencion a las fallas y mantenimientos correctivos debido debido a las dificultades en el desplazamiento de las cuadrillas de mantenimiento, los turnos de operadores y el tema de facturación. En las plantas térmicas a carbón se presenta disminución de entradas de carbón y los retiros de cenizas de patios de las centrales. La presentación se deja como parte de esta acta.

Sobre las condiciones derivadas de la situación de orden público, y unido a las recomendaciones dadas, se requiere que se socialice la información que implique la existencia de riesgos sobre la infraestructura del SIN, en especial las líneas de interconexión a 500 kV, para gestión de los agentes involucrados que implicaría mayor utilización de energéticos primarios.

El Informe para el CNO 635 tiene los siguientes aspectos:

Aspectos Administrativos:

1. Los grupos de trabajo del Consejo avanzan en el desarrollo de las recomendaciones de cada uno de los temas asignados.



2. Se realizó con éxito la Plenaria de Operadores de Red del CNO, donde se contó con la participación de mas

de 90 funcionarios de las empresas. Se abordaron temas como los pronósticos de demanda de energía eléctrica, gestión de activos de distribución, coordinación de mantenimientos de red, restablecimiento en redes de distribución, subestaciones digitales, dispositivos SAEB como soporte a la confiabilidad, elementos de control de flujo de potencia, entre otros. Las presentaciones de la jornada están disponibles en la página web del Consejo y en el espacio de Videos.

3. En el mes de julio del 2021 se llevarán a cabo las Jornadas de Distribución del CNO. Los ejes temáticos de este evento son los siguientes:

- Digitalización de las Redes de Distribución.
- Gestión de Activos.
- Planeación y Operación de Redes de Distribución Activas.
- Visión regulatoria de los cambios esperados en las Redes de Distribución Activas.

4. Con relación a la agenda técnica de la versión 26 del MEM, se confirmó la participación de CurrENT y la Universidad de Manchester. En representación de la organización que aglutina a varias empresas desarrolladoras de tecnologías de red, como los dispositivos controladores de flujo de potencia, los superconductores de alta temperatura y los elementos de monitoreo que permiten límites dinámicos de transferencia, participará Susanne Nies, directora de Smart Wires en Alemania. Por parte de la Universidad nos acompañará Pierluigi Mancarella, experto en temas de flexibilidad y resiliencia en sistemas energéticos y de potencia.

Aspectos Técnicos:

5. La UPME publicó la versión preliminar del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2020-2034. En él se plantean varios escenarios de expansión de la matriz de generación de energía eléctrica, se presentan análisis horarios considerando diferentes porcentajes de penetración de fuentes renovables e intermitentes de generación, se establece el porcentaje de pérdida del volumen útil de cada uno de los embalses del SIN, se valora el impacto de un impuesto a las emisiones de CO₂, se recomiendan varias obras a nivel de transmisión en las áreas Caribe, Huila, Valle, Santander y Antioquia, y se sugiere una masificación importante de la tecnología mSSSC-modular Static Synchronous Series Compensator como solución de control de flujo de potencia en el SIN.

Si bien la fecha para envío de observaciones al Plan no se modificó por parte de la Unidad (30 de abril del año en curso), la UPME mencionó que estudiará los comentarios que haga el Consejo con posterioridad a dicha fecha. En este sentido, se acordó el envío de los mismos a más tardar el 21 de mayo del 2021.

6. Se publicó la Circular 68 del Consejo, *“Reporte a MINENERGÍA de situaciones y contingencias - Paro Nacional”*. En ella se informa que, con motivo de la activación del estado de alerta debido a la situación de orden público, el Ministerio de Minas y Energía dispuso de un enlace para el reporte de situaciones y contingencias. La Circular puede ser consultada en la página web del Consejo.

7. El grupo de trabajo conformado por los Subcomités de Plantas-SP y Recursos Energéticos Renovables-SURER vienen trabajando, junto con la Universidad de los Andes, en la construcción de un protocolo para el cálculo y verificación de la Capacidad Efectiva Neta-CEN de plantas solares fotovoltaicas y el reporte de la función/modelo al CND que relaciona la potencia eléctrica con el recurso. En el mes de julio del año en curso se espera presentar al Consejo los protocolos específicos.

8. El grupo de trabajo de Desbalances Energéticos del SIN viene trabajando la revisión y propuesta de una metodología para la estimación de dichos desbalances.

9. El pasado 15 de abril del 2021 se llevó a cabo una reunión en la que se discutieron los alcances de las líneas prioritizadas de Caudal Ambiental, gestión de sedimentos e hidroenergía sostenible en el marco del Consejo Nacional del Agua - CNA. En este espacio se presentaron las propuestas preliminares de MINENERGÍA, el CNO y ACOLGEN y se concertaron acciones y necesidades.

Las conclusiones mas importantes de dicho encuentro se resumen a continuación:

Línea de Caudal Ambiental.

- Partir de la metodología elaborada para la sentencia del rio Bogotá o la metodología de 2019 al no tener diferencias significativas.
- Trabajar de forma paralela los pilotos desarrollados y los insumos de los lineamientos de caudal ambiental. Teniendo como punto de partida los hallazgos que se tengan de los ejercicios pilotos.
- Se acuerda la posibilidad de realizar las gestiones para poder contar con información que parta de las Corporaciones Autónomas que estén desarrollando en la actualidad la aplicación de la actual metodología.
- Se analiza la posibilidad de realizar los pilotos en una cuenca intervenida y no intervenida o con poca intervención.
- Referente al alcance del documento construido, fomentar que sean lineamientos generalizados y flexibles. Por medio de la identificación de los vacíos y las oportunidades de mejorar de la actual metodología.

Línea de gestión de sedimentos.

- Ampliar la evaluación de gestión de sedimentos a la infraestructura de generación, en el entender que no solo son los embalses, sino al igual PCH's, Bocatomas para los sistemas de refrigeración de las térmicas, que también necesitarían estrategias para la gestión de sedimentos.
- Se propone manejar los lineamientos como capitulo principal para los embalses de generación y adicionalmente la infraestructura asociada.
- Realizar un referenciamiento nacional sobre el diagnostico de gestión de sedimentos.
- Se precisa la necesidad de establecer glosarios y definiciones asociadas al manejo de embalses, con el fin de que la autoridad ambiental y los demás asociados en el marco del Consejo Nacional del Agua manejen el mismo lenguaje.
- Incluir un capítulo de propuesta de articulación con la normativa nacional.
- Evaluación del impacto de la sedimentación de embalses en las reservas del SIN.
- Construir los lineamientos de forma coherente y eficaz con los requisitos ambientales actuales como los son: planes de manejo ambiental que precise la necesidad de la gestión de sedimentos en evaluaciones particulares de los embalses.
- Realizar el diagnóstico del estado actual de los embalses con el fin de que sirva como insumos internos para identificar las necesidades actuales y las medidas correctas que se tomarán para el manejo de sedimentos.
- Integrar en la evaluación de gestión de sedimentos la línea de caudal ambiental.

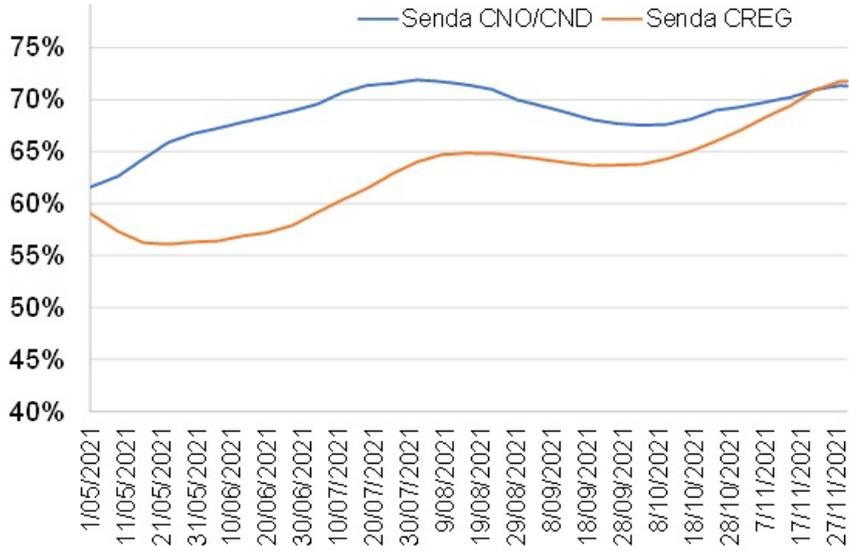
Línea de Hidroenergía Sostenible.

- Se concreta que la idea sería la construcción de un documento guía de buenas prácticas del sector energético con los siguientes temas prioritizados:
- Requerimientos ambientales y neutralidad tecnológica, análisis y recomendaciones de aspectos de regulación para aprovechamiento del potencial hidroeléctrico.
- Revisión de experiencias de hidroelectricidad sostenible en el mundo.
- Identificación de bondades desde la hidroelectricidad. Beneficios en firmeza del sistema.

- Formulación de una guía para las buenas prácticas para la formulación de nuevos proyectos.
 - Realizar modelación de impactos que demuestre las bondades de la hidroelectricidad en la matriz energética actual.
10. En el SPO se revisó de manera detallada la respuesta a las observaciones del Consejo a la segunda versión del estudio de flexibilidad del CND. A partir de la interacción del subcomité, se está construyendo una propuesta sobre el alcance y objetivo de la tercera versión del estudio, el cual elaboraría XM durante el segundo semestre del año en curso. El detalle de los comentarios y las respuestas del Operador del SIN se pueden consultar en la página web del Consejo.
 11. Desarrollo del Acuerdo CNO para el ajuste de los Estabilizadores del Sistema de Potencia-PSS del SIN: En el Subcomité de Controles del Consejo-SC se está redactando un Acuerdo con los comentarios e inquietudes planteadas por los agentes sobre este tema. Adicionalmente, se ratificó la decisión tomada en el Comité de Operación-CO, de asignar la responsabilidad del ajuste de estos dispositivos a los agentes, utilizando los criterios y resultados de estudios sistémicos suministrados por el CND.
 12. Se llevó a cabo la reunión conjunta de los Comités de Transmisión, Distribución, Operación, Supervisión y Ciberseguridad (CT, CD, CO y CSyC), en la que el CND socializó los resultados del reciente Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP. Con relación al trimestre anterior, las restricciones no han variado de manera considerable. No obstante, se identificó durante el transcurso de la reunión los riesgos operativos que podrían comprometer la atención de la demanda del Meta y Casanare ante dobles contingencias. Es por ello, que se acordó abordar este tema prioritariamente en el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE.
 13. En el Comité de Distribución-CD del Consejo se está llevando a cabo el seguimiento a la implementación de los Planes de Acción definidos por los Operadores de Red, derivados de las acciones pendientes de los análisis de los eventos del SIN. Respecto a EMSA, se identificó que se está presentando un grave riesgo para la atención segura de la demanda de energía del Departamento de Meta, debido a la no operatividad de la protección diferencial de barras en la subestación Reforma 115 kV, que al momento de la reunión del CD no había sido reportada al Centro Nacional de Despacho. Adicionalmente, se han establecido algunas condiciones particulares en otros activos de propiedad de EMSA, las cuales podrían representar riesgos para la atención de la demanda de la subárea Meta y que podrían mitigarse si se llevan a cabo acciones en el corto plazo.

Por lo anterior se envió comunicación a EMSA con copia a la SSPD para alertar sobre esta situación.

14. El día de hoy EPM socializará los primeros resultados del proyecto piloto DFACTS a nivel de STR en el departamento de Antioquia. Se recomienda al Consejo redactar una comunicación a la CREG, solicitándole definir desde la regulación “facilidades” para el desarrollo de este tipo de “experimentos” controlados en el SIN.
15. La CREG estableció la senda de referencia del volumen útil agregado del SIN para la estación de invierno, en el marco de la Resolución CREG 209 de 2020. En la siguiente gráfica se muestra la misma:



16. En el día de ayer se llevó a cabo la reunión 156 del CACSSE. Se reanudarán las reuniones diarias de seguimiento de la situación de orden público y su afectación al sector energético. Las presentaciones se subirán al espacio de la reunión del día de hoy.

Conclusiones

3. Curvas S	NO	Presentar el estado de los proyectos por convocatoria y con auditor curvas S.	INFORMATIVO	SI	NO
-------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Dado que este es un tema reservado, no se hará referencia al mismo en esta acta.

Conclusiones

4. Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética	NO	Presentar el informe de la situación de la operación actual y la esperada del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

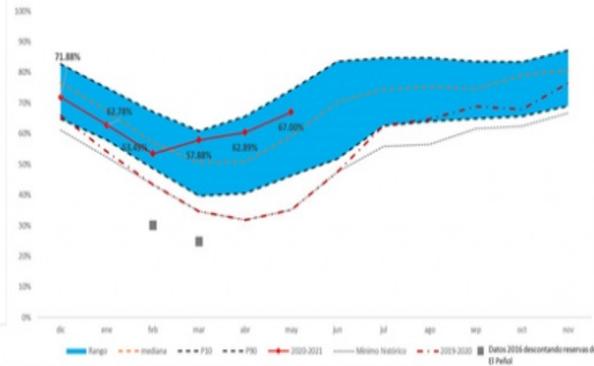
Desarrollo

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

Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida



Desde el 19 de marzo de 2020 la demanda del SIN comienza a ubicarse por debajo del escenario bajo de la UPME. Para el 2020 abril se ubicó cerca de un -12.8%, en mayo cerca del -8.4%, en junio cerca de un -3.3%, julio cerca de -3.0%, agosto un -2.4%, septiembre con un -2.7%, Octubre con -1.1%, noviembre con -2.5% y diciembre cerró con un -1.3%. Para el 2021 enero está ubicado en un -2.1%, febrero con un -2.3%, marzo en un -0.8% y abril cerró con un 1.4%.



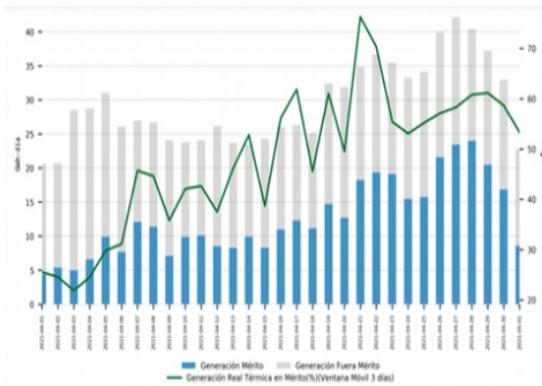
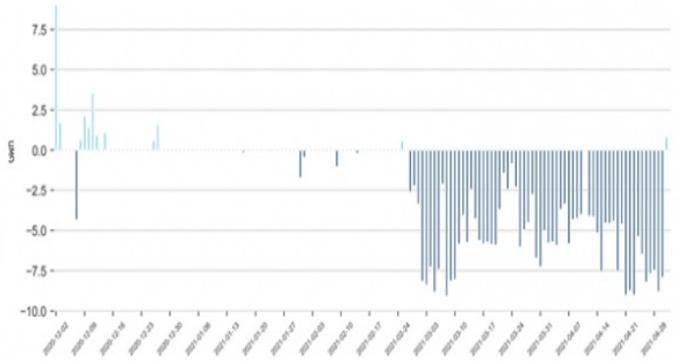
Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000.

Aportes hídricos

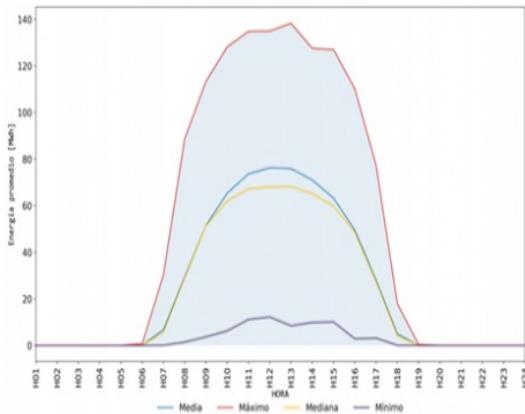
Cantidad de agua que llega a los embalses



Información hasta el 2021-05-03
Información actualizada el 2021-05-04



Curva Generación Solar



- Los resultados de los análisis energéticos de mediano y largo plazo se presenta a continuación:

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 promedio, demanda hidroenergética, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.

Condición Inicial Embalse
Mayo 3, 63.0%

Intercambios Internacionales
No se consideran.

Mitos Generación
Aprobados, subvenciones y en operación en todo el horizonte.

Expansión Generación
Proyectos con OEF y subvta CLPE en todo el horizonte.
Proyectos con OEF Subvta de reconfiguración de campo 2020-2021 y 2021-2022.

Costos de racionamiento
Último Umbral UPMI para abril 2021.

Embalses
MOL, MARACONCO, NPT
Desbalances de 7.5 GWh/día promedio.

Información combustibles
Precios UPMI may/20 Disponibilidad reportada por agente.

Parámetros del SIN
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas.

Simulación tipo Estocástica
100 series hidrológicas
Horizonte: 2 años, resolución semanal

Demanda
Mayo Alto (Escenario medio) (Act. UPMI Junio/2020)

Expansión Generación
• Nuevos proyectos con OEF y CLPE en el horizonte.
• Proyectos inician tramites con XM según acuerdo CNO 1214



Resultados

Para el horizonte de simulación, con los supuestos considerados, los resultados muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.

Expansión considerada entre 2021 y 2023: 2062MW

* Para el proyecto Ituango se consideró la mejor información disponible (Agente, Curva S)

Escenarios analizados

Demanda

Caso	Descripción
Caso 1	H 1989-1991
Caso 2	Esperado CNO
Caso 3	Contingencia CNO
Caso 4	Media Histórica

Hidrología

Caso	Descripción
Caso 1	Historia-histórica del periodo abril de 1989 a marzo de 1991.
Caso 2	Caso Esperado CNO: Hidrología del escenario esperado del CNO.
Caso 3	Caso Contingencia CNO: Hidrología del escenario contingencia del CNO.
Caso 4	Abr 2021 a mar 2023: Hidrología media histórica.

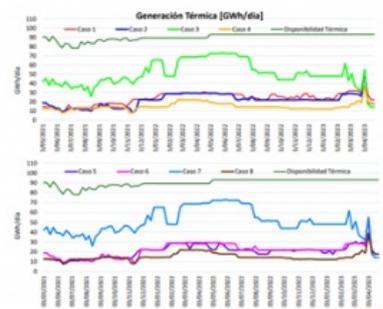
Resultados

Generación térmica promedio [GWh/día]

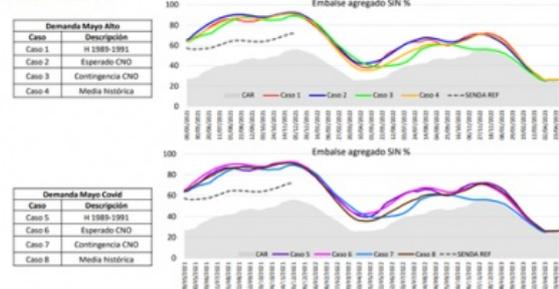
Demanda	Invierno	Verano
Caso	2021	21-22
1. H 1989-1991	13.8	25.7
2. Esperado CNO	13.4	26.8
3. Contingencia CNO	40.1	61.6
4. Media Histórica	12.4	18.3

Demanda	Invierno	Verano
Caso	2021	21-22
1. H 1989-1991	13.8	25.7
2. Esperado CNO	13.4	26.8
3. Contingencia CNO	40.1	61.6
4. Media Histórica	12.4	18.3

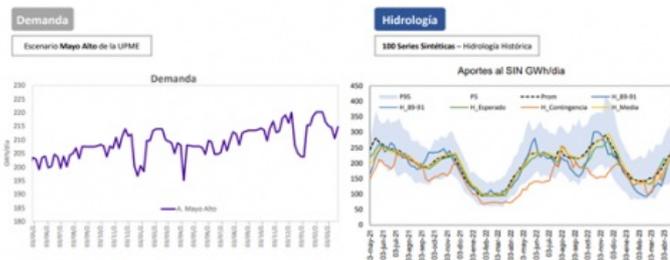
	Invierno	Verano
Disponibilidad Térmica	85.4	89.2



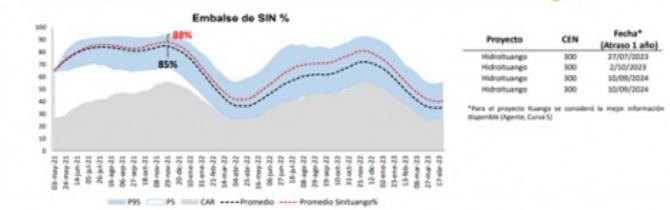
Resultados



Escenario Estocástico



Sensibilidad Estocástico MP: 1 año retraso entrada Ituango

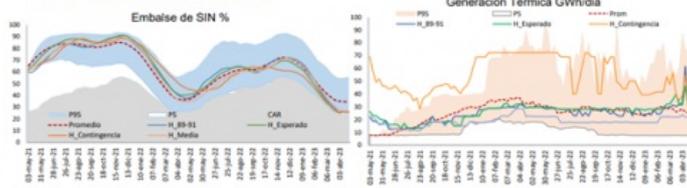


Conclusiones y Recomendaciones

Ante el escenario de un año de atraso de Ituango se observa la necesidad de incrementar el nivel agregado del embalse del SIN para el inicio de la próxima estación verano 2021-2022.

Se recomienda hacer seguimiento continuo a la información de fecha de entrada de proyectos y 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.

Escenario Estocástico



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

La generación térmica para próximo verano 2021 – 2022 es de 33.2 GWh/día.

Panorama Energético de Largo Plazo

Simulación tipo Estocástica
100 series hidrológicas
Horizonte: 5 años, resolución mensual

Condición Inicial
Mayo 01 (Proyectado): 60.79 %

Demanda
Mayo Alto (Escenario medio) (Act. Junio/2020)

Expansión Generación
• Nuevos proyectos con OEF y CLPE en el horizonte.
• Proyectos inician tramites con XM según acuerdo CNO 1214

1577 MW

1200 MW*

Proyectos con OEF y CLPE

26 MW

114.9 MW

Otros Proyectos

*Para el proyecto Ituango se consideró la mejor información disponible (Agente, Curva S)

3 escenarios evaluados

- Caso Base:** Se consideran proyectos con OEF o CLPE hasta 2026.
- Caso atraso pry Ituango:** Se considera un año de atraso en las fechas del proyecto Ituango.
- Caso atraso pry Ituango más pry Colectora 500 KV:** Se considera un año de atraso en las fechas del proyecto Ituango y un año atraso en la fecha de S/E Colectora 500 KV.

Proyecto	CEN	Fecha (Atraso 1 año)
Hidroituango (H)	300	27/07/2023
Hidroituango (H)	300	10/09/2024
Hidroituango (H)	300	10/09/2024

Proyecto	N.Tension	Fecha (Atraso 1 año)
Colectora* 500 KV	500 KV	31/08/2024

* Punto de conexión de Apolaburo, Casa Eléctrica, Chemeño, Turawind: 555 MW

Participación del tipo de generación para atender la demanda



Próximas estaciones de verano

GWH/día	Verano 2021-2022		
	Caso Base	Caso un año atraso Ituango	Caso 1 año retraso Ituango + 1 año retraso Colectora 500 KV
Generación Térmica promedio	31.63	34.21	34.11
Generación Térmica 95 PSS	69.83	67.49	67.19

GWH/día	Verano 2022-2023		
	Caso Base	Caso un año atraso Ituango	Caso 1 año retraso Ituango + 1 año retraso Colectora 500 KV
Generación Térmica promedio	27.75	37.85	38.54
Generación Térmica 95 PSS	69.53	84.47	84.90

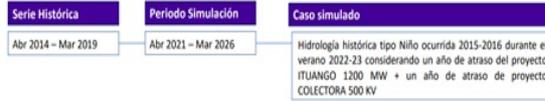
GWH/día	Verano 2023-2024		
	Caso Base	Caso un año atraso Ituango	Caso 1 año retraso Ituango + 1 año retraso Colectora 500 KV
Generación Térmica promedio	18.04	24.84	28.56
Generación Térmica 95 PSS	51.93	60.09	66.25

Para los casos simulados considerando atraso de los proyectos Ituango 1200 MW y Colectora 500 kV, se observa una alta exigencia para el parque termoelectrico en condiciones de hidrologia deficitaria, en especial en el verano 2022-2023

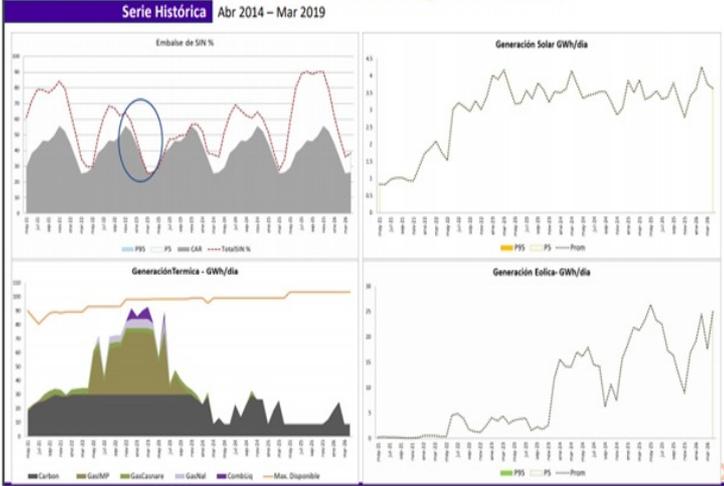
Simulación de Largo Plazo con Hidrología Histórica deficitaria

Una vez se ha desarrollado una política de uso del agua para solucionar los requisitos de demanda proyectados a largo plazo para el caso de **atraso del proyecto ITUANGO 1200 MW + atraso de proyecto COLECTORA 500 KV**, se simula esta política con series hidrológicas históricas conocidas.

Se selecciona una serie histórica con un periodo deficitario critico conocido, haciendo coincidir El verano 2015-2016 (El Niño) con el periodo simulado de verano 2022-2023.



Sensibilidad Largo Plazo – Hidrología Histórica



- En la presentación adjunta a esta Acta se observa el seguimiento a los proyectos de generación y de transmisión de acuerdo al Acuerdo CNO 696.
- El panorama del SIN con los proyectos de expansión en el STN se presenta en las siguientes diapositivas:

Conclusiones y recomendaciones

- En el horizonte de 5 años, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los índices de confiabilidad en todos los casos simulados.
- Para el verano 2022- 2023 se observa que de presentarse fenómenos climáticos de hidrologías deficitarias, ante escenarios de atraso de los proyectos Ituango 1200 MW y S/E Colectora 500 KV (555 MW), se requiere una alta exigencia a la disponibilidad del parque térmico y su infraestructura de abastecimiento de combustible, hacer un adecuado uso de las reservas del SIN de forma que garanticen niveles de embalse alto al inicio de la estación de verano y un seguimiento permanente a los demás proyectos de generación que se encuentran en desarrollo.
- Se recomienda hacer seguimiento a la información de fecha de entrada de proyectos y 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

Próximas estaciones de verano

GWH/día	Verano 2021-2022		
	Caso Base	Caso un año atraso Ituango	Caso 1 año retraso Ituango + 1 año retraso Colectora 500 KV
Generación Térmica promedio	31.63	34.21	34.11
Generación Térmica 95 PSS	69.83	67.49	67.19

GWH/día	Verano 2022-2023		
	Caso Base	Caso un año atraso Ituango	Caso 1 año retraso Ituango + 1 año retraso Colectora 500 KV
Generación Térmica promedio	27.75	37.85	38.54
Generación Térmica 95 PSS	69.53	84.47	84.90

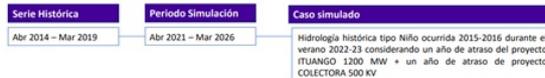
GWH/día	Verano 2023-2024		
	Caso Base	Caso un año atraso Ituango	Caso 1 año retraso Ituango + 1 año retraso Colectora 500 KV
Generación Térmica promedio	18.04	24.84	28.56
Generación Térmica 95 PSS	51.93	60.09	66.25

Para los casos simulados considerando atraso de los proyectos Ituango 1200 MW y Colectora 500 kV, se observa una alta exigencia para el parque termoelectrico en condiciones de hidrologia deficitaria, en especial en el verano 2022-2023

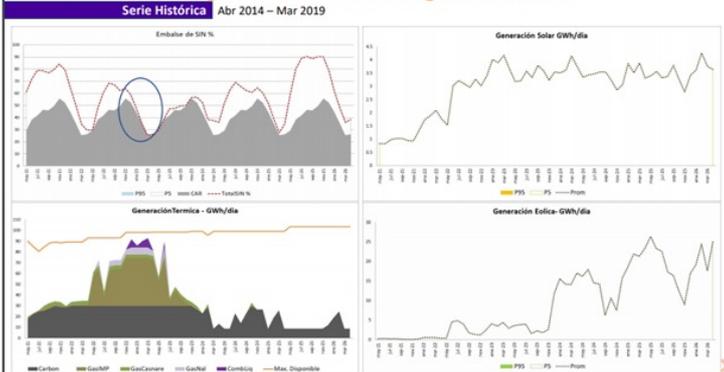
Simulación de Largo Plazo con Hidrología Histórica deficitaria

Una vez se ha desarrollado una política de uso del agua para solucionar los requisitos de demanda proyectados a largo plazo para el caso de **atraso del proyecto ITUANGO 1200 MW + atraso de proyecto COLECTORA 500 KV**, se simula esta política con series hidrológicas históricas conocidas.

Se selecciona una serie histórica con un periodo deficitario critico conocido, haciendo coincidir El verano 2015-2016 (El Niño) con el periodo simulado de verano 2022-2023.



Sensibilidad Largo Plazo – Hidrología Histórica



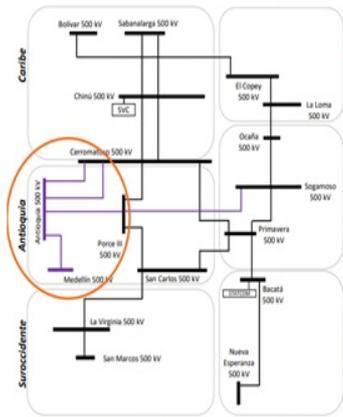
Conclusiones y recomendaciones

- En el horizonte de 5 años, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los índices de confiabilidad en todos los casos simulados.
- Para el verano 2022- 2023 se observa que de presentarse fenómenos climáticos de hidrologías deficitarias, ante escenarios de atraso de los proyectos Ituango 1200 MW y S/E Colectora 500 KV (555 MW), se requiere una alta exigencia a la disponibilidad del parque térmico y su infraestructura de abastecimiento de combustible, hacer un adecuado uso de las reservas del SIN de forma que garanticen niveles de embalse alto al inicio de la estación de verano y un seguimiento permanente a los demás proyectos de generación que se encuentran en desarrollo.
- Se recomienda hacer seguimiento a la información de fecha de entrada de proyectos y 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

Proyectos de expansión en Generación



Condición Actual – Red de Transmisión 500 kV

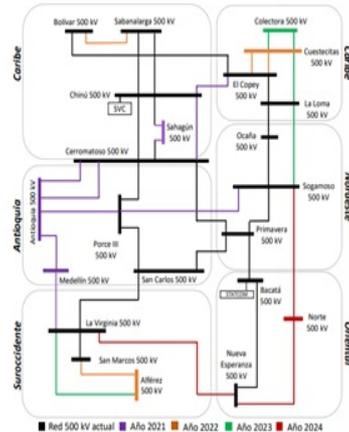


Columna vertebral del transporte de potencia
El sistema eléctrico colombiano cuenta con → **15 subestaciones y 17 circuitos a 500 kV para un total de 2546 km.**

Marzo 9 de 2021 → Con la entrada de las subestaciones Antioquia y Medellín 500 kV y sus circuitos asociados, se tienen en el SIN → **17 Subestaciones y 22 circuitos a 500 kV para un total de 3224 km**

Esta red enlaza la transmisión de potencia entre las áreas del SIN - Caribe, Antioquia, Suroccidente, Nordeste y Oriental

Condición esperada a 2024 - Red de Transmisión 500 kV



Marzo 9 de 2021 → Se tienen en el SIN → **17 Subestaciones y 22 circuitos a 500 kV para un total de 3224 km.**

Tendremos a finales de 2024 → un total estimado de **25 subestaciones y 39 circuitos a 500 kV para un total de 6059 km de red a 500 kV.**

Crecimiento estimado de:

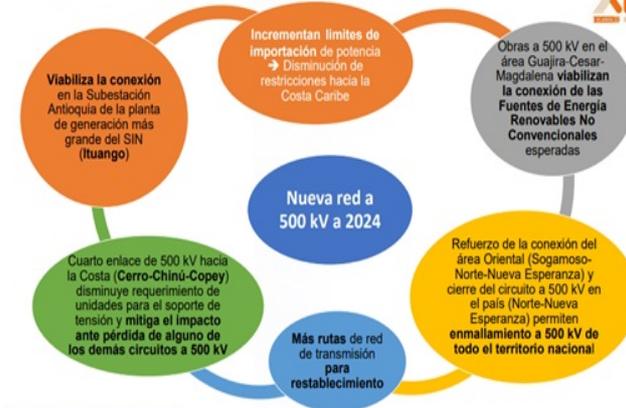
- 8 nuevas subestaciones a 500 kV ↑ (47%)
- 2835 km más de red a 500 kV ↑ (88%)

Principales Impactos en la operación del SIN

Se fortalecen e incrementan los límites seguros de importación de potencia entre las áreas y disminuye el requerimiento de unidades para el soporte de tensión:

Área	Límites de Importación [MW]				Unidades mínimas [#]			
	2020	2021	2022-2023	2024	2020	2021	2022-2023	2024
Caribe	1500	1650 - 2250	2300	2400	7.5	4	3	3
Nordeste	1065	1400	1400	1400	2.8	1	1	1
Oriental 500 kV	900	900	1200	1400	11	11	9	7
Suroccidente 500 kV	500	560	610	1100	6	6	5	4

Principales Impactos en la operación del SIN



En este punto CELSIA manifiesta la importancia que la UPME analice la necesidad de nueva compensación en la subestación Cuestecitas 500 kV, dado que la línea, según CELSIA, fue justificada para la evacuación de la energía eólica de la Guajira. Lo anterior es un tema de coherencia y optimización de la operación, ya que no se justifica que cada agente instale una compensación, sobredimensionándose la necesidad de soporte de potencia reactiva.

- Las principales condiciones derivadas de la situación de orden público se presentan en las siguientes figuras:

Declaración CAOP

- A raíz del anuncio de paro nacional para el 28 de abril, el CND, en coordinación con el CNO, declaró CAOP para los días entre el 27 y el 29 de abril inicialmente.
- Debido a las situaciones de orden público que se han venido presentando en el país a partir del paro, se amplió el CAOP hasta el 15 de mayo y se viene haciendo monitoreo continuo del sistema con los diferentes agentes, el CNO y autoridades del sector.

Atentamente comunicamos a todos los agentes del Sistema Interconectado Nacional - SIN, que de acuerdo con lo establecido en el numeral 1 del artículo 4 de la Resolución CREG 080 de 1999 y teniendo en cuenta la evolución de las condiciones de orden público en los últimos días, se declara la continuación del CAOP Nacional hasta el día 15 de mayo del 2021.

Por lo anterior, de manera general, el CND, en la medida que se cuente con los recursos disponibles, tomará las medidas que se estimen convenientes, de acuerdo con la evolución de las condiciones del SIN y mantendrá informados acerca de las mismas al Consejo Nacional de Operación, a la CREG y a los agentes del Mercado, así mismo recomienda a los agentes implementar planes de contingencia ante posibles bloqueos que impidan desplazamiento de cuadrillas y equipos.

Orden público y sector eléctrico

- Ecopetrol informó que se vienen presentando restricciones para la evacuación del GLP de Cusiana, situación que puede generar restricciones en las entregas de gas de la planta a partir del 6 de mayo.
- De presentarse déficit de gas en el interior se podrían presentar limitaciones de gas a las plantas del interior.
- Dependiendo de la restricción, se podría tener mayor cantidad de gas de los campos de la costa atendiendo demanda del interior.
- Compañía Eléctrica de Sochagota, operador de las unidades de Paipa, informó sobre disminución en el suministro de carbón.

Dado lo anterior se recomienda:

- Hacer seguimiento al suministro de energéticos primarios para el parque térmico del país (Carbón, líquidos y gas).
- Hacer seguimiento al inventario de la estación regasificadora que atiende a las plantas térmicas Candelaria, Tebsa y Flores.
- **Ya el Ministerio ha programado las reuniones diarias de seguimiento a partir del jueves 6 de mayo.**

- El comportamiento de los indicadores de la operación se puede observar en la presentación adjunta a esta Acta.

Conclusiones

5. INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe de la situación hidrometeorológica del país y los pronósticos.	INFORMATIVO	SI	NO
------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

El IDEAM presentó la siguiente agenda con su presentación:

- precipitación observada 2020-2021.
- Intraestacionalidad.
- Océano: Superficial y Subsuperficial.
- Atmósfera: Viento y nubosidad.
- Ciclo ENOS

- Indicadores y discusiones.

El Fortalecimiento de los alisios se registró durante algunos periodos en las porciones oriental y occidental. En el último periodo de observación se registró un debilitamiento.

Con respecto al evento Niña. la totalidad de las agencias internacionales coinciden en que el evento de La Niña de 2020-2021 parece haber alcanzado su punto máximo en octubre-diciembre del año pasado y como un evento de fuerza moderada. Para la segunda mitad de este año, las predicciones del modelo difieren considerablemente en cuanto a si ENOS-Neutral permanecerá o si por el contrario se fortalecerá una condición fría o cálida. En el bimestre FEBRERO - ABRIL 2021 prevaleció un 65% de probabilidad de tener condición La Niña y un 35% condición Neutral. Para el bimestre ABRIL - JUNIO 2021 la probabilidad se incrementa al 70% para la condición Neutral.

Conclusiones

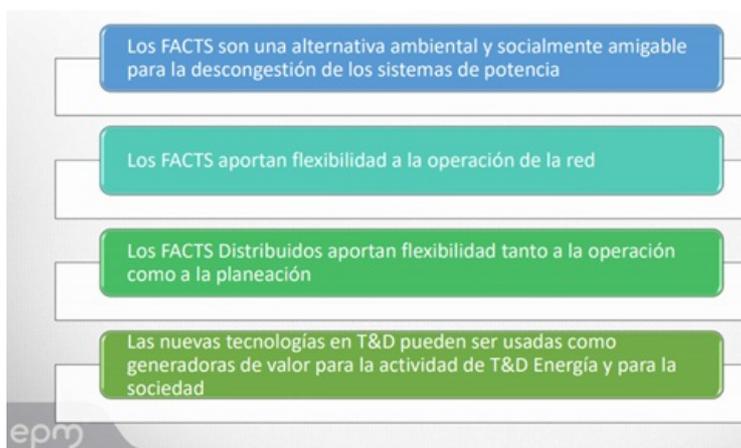
Para el IDEAM, el comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y la dinámica asociada a la evolución de la Niña que está en su etapa de finalización e inicio de una condición neutral.

6. EXPERIENCIAS PILOTO DFACTS EPM	NO	Presentar los avances en el funcionamiento del piloto de la tecnología DFACTS que instaló EPM en su sistema STR.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

EPM presenta detalladamente los antecedentes y los resultados iniciales del proyecto de FACTS distribuidos en su sistema a nivel del STR. Se muestra brevemente como funciona la tecnología, del desempeño de estos dispositivos ante eventos y lo que viene para este proyecto.

Las conclusiones compartidas por EPM a los miembros del Consejo se resumen a continuación:



Conclusiones

El próximo informe se dará en julio de avance del piloto y en cumplimiento del acuerdo respectivo del C N O.

7. INFORME UPME

NO

Presentar el estado de avance de los proyectos por convocatoria que se adelantan en el SIN.

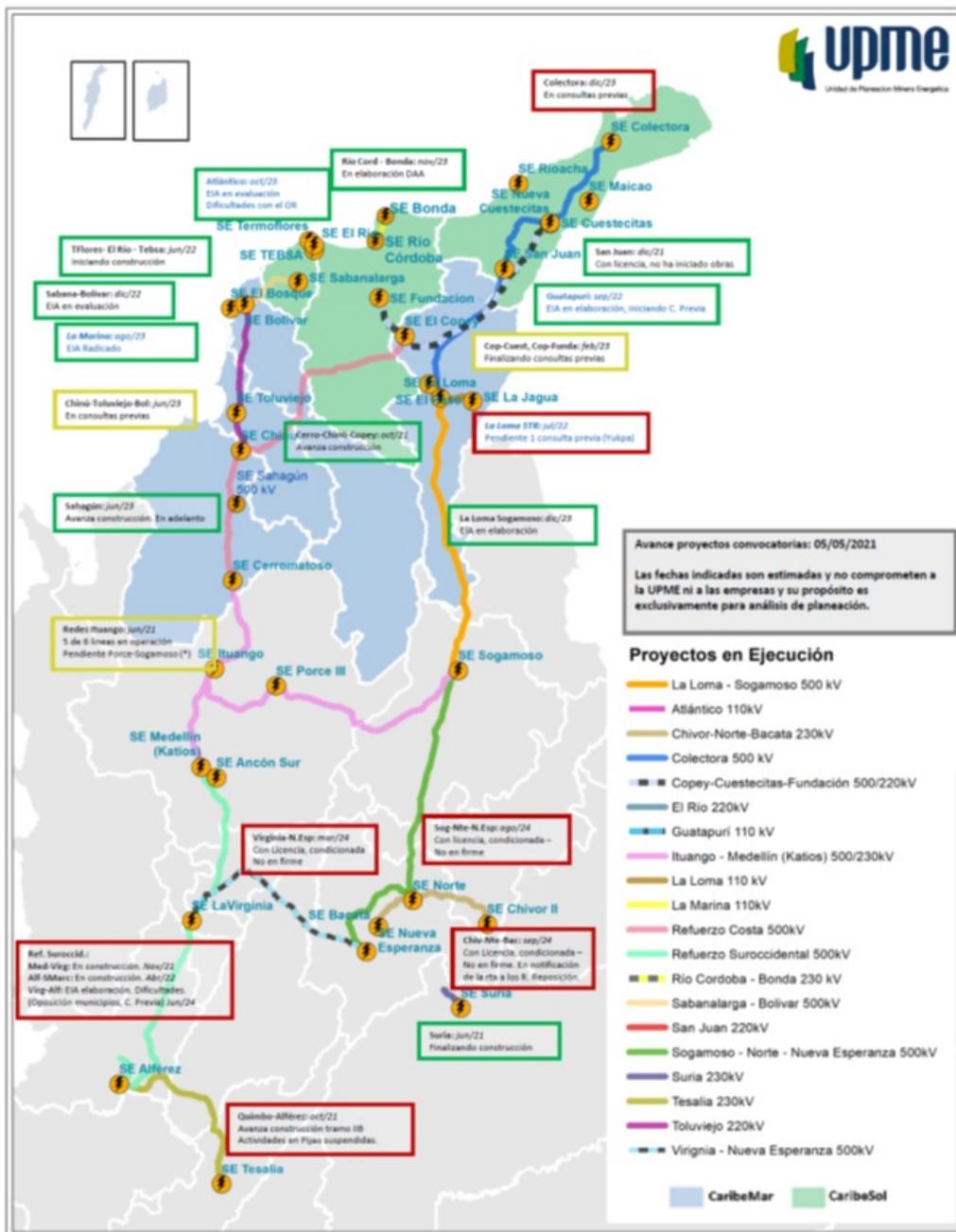
INFORMATIVO

SI

NO

Desarrollo

El resumen de los principales resultados del Plan de Expansión preliminar versión 2020-2034 se encuentra en la presentación adjunta a esta Acta. Respecto al seguimiento a la fecha de los principales proyectos del SIN, la siguiente figura muestra el panorama.



Conclusiones

8. VARIOS	NO		INFORMATIVO		
-----------	----	--	-------------	--	--

Desarrollo

- La próxima reunión ordinaria del Consejo se va a desarrollar el 3 de junio de 2021.

Conclusiones

Presidente - Juan Carlos Guerrero

Secretario Técnico - Alberto Olarte