



**Acta de reunión**  
Acta N° 633  
8 Abril, 2021 GOTOMEETING

Presentar el acta de la reunión 633 del Consejo Nacional de Operación.

## Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
EPM	Carlos Zuluaga	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
CODENSA	Francisco Messen	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
TERMOTASAJERO	Jose David Montoya	SI	NO
EMGESA	John Rey	NO	SI
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	NO	SI
EMGESA	Jorge Horacio Cadena	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
Prime Energy	Jose Serje	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI

<b>EPM</b>	Luz Marina Escobar	NO	SI
<b>ISAGEN</b>	Mauricio Arango	NO	SI
<b>Prime Energy</b>	Patricia Mejia	SI	NO
<b>INTERCOLOMBIA</b>	Sadul Urbaez	NO	SI
<b>CODENSA</b>	Wilman Garzon Ramirez	NO	SI
<b>INTERCOLOMBIA</b>	Yov Steven Restrepo Grisales	NO	SI
<b>SSPD</b>	Angela Sarmiento	SI	NO
<b>CELSIA</b>	German Garces	NO	SI
<b>UPME</b>	Javier Martinez	SI	NO
<b>MME</b>	Juan Sanchez	SI	NO
<b>IDEAM</b>	Julieta Serna	SI	NO
<b>SSPD</b>	Luis Galvis	SI	NO
<b>SSPD</b>	Mario Ricardo Castaño	SI	NO
<b>SSPD</b>	Miguel Velásquez	SI	NO
<b>UPME</b>	Antonio Jimenez	SI	NO

## Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
<b>1</b>	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
<b>2</b>	09:15 - 09:45	Aprobaciones <ul style="list-style-type: none"> <li>• Actas pendientes.</li> <li>• Acuerdos.</li> </ul>
<b>3</b>	09:45 - 10:15	Informe Secretario Técnico.
<b>4</b>	10:15 - 11:15	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
<b>5</b>	11:15 - 12:00	Informe UPME.

6	12:00 - 12:30	Varios.
<b>Verificación quórum</b>		SI

## Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe de seguimiento de la situación climatológica y la predicción climática.	INFORMATIVO	SI	NO

### Desarrollo

Indicadores marzo 2021: El ONI a lo largo del pacífico ecuatorial conserva valores de anomalías negativas en la TSM y en general todos los indicadores muestran aun condiciones frías durante el mes de marzo. En cuanto al seguimiento climatológico el verano se ha visto muy influenciado por el fenómeno de la Niña, puesto que se observan precipitaciones por encima de lo normal en la mayoría de las regiones del país.

Aún se conservan aguas subsuperficiales frías en la mayor parte del Pacífico y se presenta un avance del núcleo cálido hacia el oriente.

El Fortalecimiento de los vientos alisios se registró durante algunos periodos en las porciones oriental y occidental recordando que durante la Niña se fortalece el flujo del este (alisios) entre el centro y occidente de la cuenca.

En general las Agencias Internacionales coinciden en que el evento de La Niña de 2020-2021 parece haber alcanzado su punto máximo en octubre-diciembre como un evento de fuerza moderada. Para la segunda mitad del 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. FEBRERO - ABRIL 2021 ~ 65% condición La Niña. ~ 35% condición Neutral. ABRIL - JUNIO 2021 ~ 70% condición Neutral. La TSM del Pacífico ecuatorial que por varios meses consecutivos ha permanecido por debajo del promedio, al momento presenta tendencia a ubicarse dentro de su rango normal. Los Indicadores oceánicos y atmosféricos son aún consistentes con las características del evento La Niña y en general los modelos climáticos proyectan que la Niña culmine durante los primeros meses del 2021.

### Conclusiones

FENÓMENO LA NIÑA AGOSTO 2020 - MARZO 2021: 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. Las predicciones aun conservan dos escenarios desarrollo de neutralidad o regreso a condiciones Niña.

2, ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos que se recomiendan para su aprobación.	APROBACIÓN		
---------------------	----	--	------------	--	--

### Desarrollo

#### 1. ACTAS

ACTA 629: Publicada para comentarios el 1 de marzo. Se presentan comentarios de PROELECTRICA, TEBSA, ENEL EMGESA, ENEL CODENSA, ISAGEN y XM. Con la incorporación de estos comentarios el Consejo aprueba esta acta 629.

ACTA 632: Publicada para comentarios el 29 de marzo. Comentarios de ISAGEN, PROELECTRICA, EPM, AES COLOMBIA. EL Consejo aprueba dar una semana mas para comentarios y someterla a aprobación en

la reunión ordinaria de mayo 2021.

## 2. ACUERDOS:

Se aprueban los siguientes acuerdos sometidos a su consideración:

- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de las plantas de generación Esmeralda y San Francisco.
- Por el cual se aprueba la actualización de la capacidad efectiva neta y los mínimos técnicos por unidad de la planta de generación Termosierra.

### Conclusiones

-Acta 632 se dá una semana más para comentarios.

3. INFORME CNO 633	NO		INFORMATIVO	SI	SI
-----------------------	----	--	-------------	----	----

### Desarrollo

## Aspectos Administrativos:

1. En relación con los cambios que se plantearían para el CNO a partir del trabajo desarrollado por Governance Consulting, los grupos de trabajo del Consejo ya iniciaron sus reuniones con el apoyo del mismo consultor, con el objetivo de presentar propuestas de documentos para discusión en el mes de junio del 2021. Vale la pena mencionar que uno de los elementos que hace parte de la discusión es la conformación del Consejo, aspecto que también sería abordado por el Proyecto de Ley 365 de 2020 sobre la transición energética, el cual recibió mensaje de urgencia del Gobierno para su trámite en el Congreso.
2. Adjunto a este informe podrán encontrar la primera versión de la agenda del Congreso MEM 2021 en formato virtual. Desde el punto de vista técnico, se está gestionando la participación de algunos expertos para abordar los temas de flexibilidad y resiliencia en la planeación operativa y de la expansión de los Sistemas Eléctricos de Potencia.
3. En los Comités de Transmisión y Distribución, así como en el Subcomité de Plantas, se vienen planeando junto el operador logístico IDO las Jornadas Técnicas correspondientes y el Taller de Demandas Operativas. En la próxima reunión del Consejo se presentará un resumen de las agendas específicas.

## Aspectos Técnicos:

4. Proyecto de reforma tributaria: En medios de comunicación ha trascendido que el Gobierno Nacional planea incluir un impuesto al carbón, que se cobraría a quienes compren este recurso para producir energía. Al respecto, el Consejo recomienda analizar el efecto que tendría esta medida en la confiabilidad y seguridad del suministro en el mediano y largo plazo, ya que, si la penetración de fuentes de generación con costos variables bajos es alta y la frecuencia de producción de las plantas térmicas a carbón se reduce debido a esta medida, algunas plantas dependiendo de su posición podrían salir del mercado eléctrico, comprometiendo la suficiencia del SIN.

5. En el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO se construyó el documento "*Lineamiento de los Análisis Energéticos que el CND presenta al CNO*", el cual fue socializado y recomendado por el Comité de Operación-CO del Consejo. El mismo se encuentra adjunto a este informe para su consulta. Se sugiere al CNO definir un plazo de 14 días para observaciones.

Sobre este punto el SPO definió que el mejor mecanismo para gestionar el reporte de la información para realizar los análisis energéticos de mediano y largo plazo, al igual que los estudios de flexibilidad y de potencia, es a través de un nuevo Acuerdo.

6. En el SPO se viene formulando la senda de referencia de la evolución del embalse agregado del SIN para la estación de invierno, que debe ser enviada por el CNO a la CREG antes del 15 de abril del 2021, tal como lo establece la Resolución 209 de 2020 (ver avances en la presentación adjunta a este informe). Sobre este punto, con el objetivo de utilizar el nivel real del embalse del SIN como condición inicial, las simulaciones se realizarán con el valor de embalse más cercano a la fecha de entrega de la senda. Las corridas se realizarán el 12 de abril, el SPO se reunirá el 13 de abril para definir la senda, la misma será presentada al CO el 14 de abril y el 15 de abril al CNO, que es el mismo día que debe enviarse a la Comisión. Finalmente, el viernes 9 de abril del año en curso se llevará a cabo una reunión extraordinaria del SPO, donde el CND presentará la metodología de construcción de su propuesta de senda para la estación de invierno.

7. Con el fin de dar continuidad al trabajo del Consejo Nacional del Agua, se citó por parte de MINENERGÍA a una reunión el 15 de abril de 2021, cuyo objeto es definir los alcances de los productos y resolver conjuntamente cualquier inquietud al respecto, referente a los temas de interés del Sector. Según los acuerdos suscritos por MINENERGÍA con MINAMBIENTE, los ejes de acción y productos a desarrollar son los siguientes:

- Caudal Ambiental:
- Ejercicios piloto desarrollados por el sector para probar e identificar métodos aptos en la definición de caudales ambientales.
- Documento con insumos, recomendaciones y propuestas para el desarrollo futuro de una guía metodológica de caudal ambiental a nivel nacional en el marco de las disposiciones del licenciamiento ambiental.
- Gestión de sedimentos: Instrumento para el manejo de sedimentos aplicable a los embalses.
- Hidroenergía Sostenible: Documento con lineamientos para la formulación y desarrollo de proyectos de hidroenergía sostenible.

Al respecto, MINENERGÍA organizó un grupo de trabajo por tema, en el que participarán dos (2) representantes del CNO, ACOLGEN y del Gobierno nacional (MINENERGÍA-UPME-CND). Los participantes del CNO se definieron en el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER.

8. Con el objetivo de planear las actividades del CNO y de sus comités y subcomités, en la reunión mensual con la CREG del mes de marzo de 2021, se informó que se espera la primera versión del nuevo Código de Redes en el mes de mayo de este año. Se espera también que el ajuste regulatorio de la metodología de cálculo de la Capacidad Efectiva Neta-CEN y demás constantes de las plantas solares fotovoltaicas sea publicado al final del primer semestre de este año. Sobre el plan de trabajo del Reglamento de Medición de Variables Hídricas, la Comisión está contratando la persona que les va a ayudar a desarrollar la resolución correspondiente, y en mayo se va a organizar el grupo de trabajo que incluirá al CNO. La meta es que la resolución en consulta se publique en el mes de junio del 2021.

9. En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE del Consejo se socializó por parte de ENERCA, el CND y los generadores de la subárea, la instalación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESP tipo RAG, ello para evitar el colapso de la subárea Casanare ante escenarios de alta generación en la zona y la contingencia del doble enlace Yopal-San Antonio 115 kV. En este sentido, se

recomendó por parte del SAPE informar de esta situación a la UPME, ya que si bien esta medida operativa obedece al cubrimiento de un evento N-2 que inicialmente no es considerado en la planeación de la expansión, la información histórica que reposa en el CND indica que este es un evento frecuente en épocas de altas precipitaciones.

10. Anexo a este informe se encuentran las respuestas del CND a las preguntas planteadas por el Consejo a la versión 2 del Estudio de Flexibilidad. Por ello se sugiere que el alcance de la tercera versión sea definido conjuntamente en la próxima reunión del SPO del mes de abril del año en curso. En este mismo sentido, teniendo en cuenta el contenido de este documento, sugerimos respetuosamente al CND presentar los avances del Estudio de Resiliencia para el SIN que están desarrollando conjuntamente con el Electric Power Research Institute-EPRI.
11. En el Comité de Operación-CO del Consejo se presentó por parte del CND la revisión del procedimiento de ajuste de los PSS, elaborado por el Subcomité de Controles-SC, su cronograma de priorización y el balance actual del estado de dichos dispositivos en el SIN. De este balance se evidencia que el 42 % de las unidades que requieren ajuste de PSS cuentan con el cronograma correspondiente y el 26 % están pendiente por reportarlo. Adicionalmente, se informó que la necesidad de ajuste de estos estabilizadores se identificó a partir de un análisis realizado por parte del CND en el año 2020.

Se indicó al CO que, a la fecha, persiste la inquietud sobre quien es el responsable del ajuste de los PSS, teniendo en cuenta inclusive que en la resolución CREG 025 de 1995 está establecido que los generadores deben proveer la función de estabilización del sistema. En este sentido, el Comité considera que el ajuste lo debe realizar cada uno de los agentes generadores, luego de la señal dada por el CND como resultado de los análisis sistémicos que realiza, donde este identifica los modos de oscilación del SIN que deben ser amortiguados.

Finalmente, el Comité de Operación recomendó al SC definir en un Acuerdo del CNO el procedimiento de ajuste de los PSS y gestionar desde el Consejo aquellos casos en los que las unidades de generación no cuentan con este dispositivo.

12. El grupo de trabajo que está estudiando los desbalances hídricos se reunirá el día de hoy para abordar la modelación de los mismos en el SDDP, su cálculo por parte de los Agentes y la definición del alcance de la metodología de cálculo por parte del SURER. En la próxima reunión del Consejo se presentará un avance de estas actividades.
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. A la fecha DISPAC, CEO, CELSIA, EMSA, EBSA CENS, CEDENAR, EEP y ELECTROHUILA han presentado sus avances.

## Conclusiones

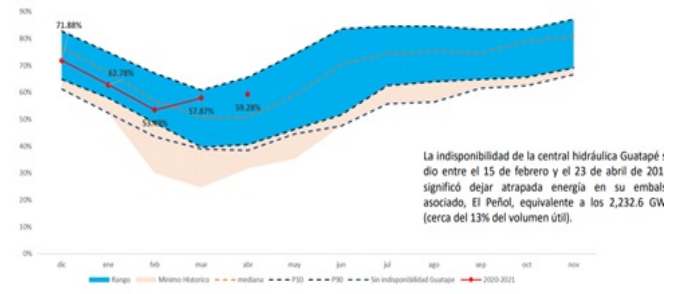
- Se acuerda que en el Comité de Operación-CO y en el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO se analice el impacto del impuesto a las emisiones de CO2 planteado por la reforma tributaria.

4. Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética	NO	Presentar el informe del CND dirigido al Consejo Nacional de Operación acerca de la situación energética y eléctrica actual y la esperada.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

## Desarrollo

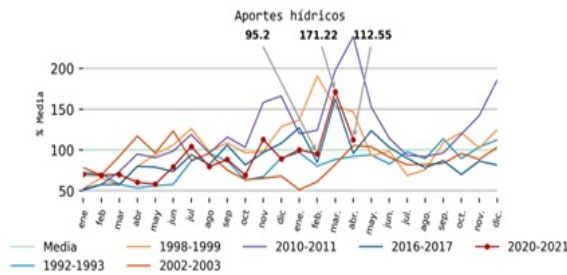
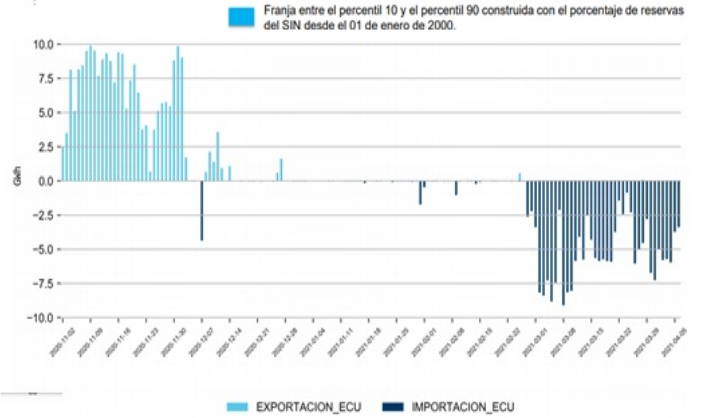
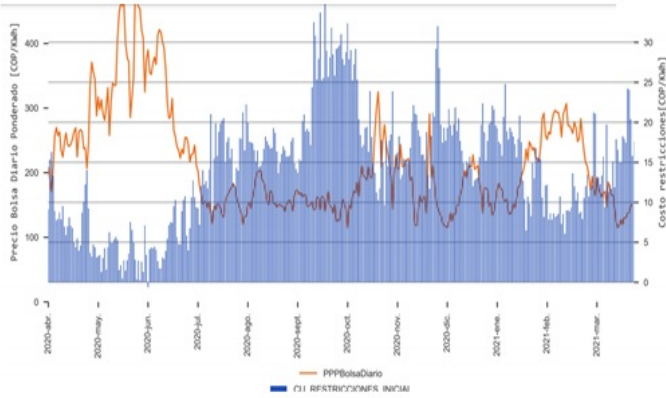
En las siguientes gráficas se observa la evolución de las principales variables energéticas:

Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida



La indisponibilidad de la central hidráulica Guatapé : dio entre el 15 de febrero y el 23 de abril de 201 significó dejar atrapada energía en su embalse asociado, El Peñol, equivalente a los 2,232.6 GV (cerca del 13% del volumen útil).

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 del -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 esta ubicado en un -2.1%, febrero con un -2.3% y marzo un -0.8%.



En las siguientes gráficas se observan los resultados y conclusiones de los análisis energéticos de mediano y largo plazo:



# 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**  
Abril 05, 58.6%

**Intercambios Internacionales**  
No se consideran.

**Mttos Generación**  
Aprobados, solicitados y en ejecución en todo el horizonte.

**Expansión Generación**  
Proyectos con DEF y subasta CLPE en todo el horizonte.  
Proyectos con DEF Subasta de reconfiguración de compra 2020-2021 y 2021-2022.

**Costos de racionamiento**  
Último Umbral UPME para marzo 2021.

**Embalses**  
MOL, MAX(MOL,NEP)  
Desbalances de 7.6 GWh/día promedio.

**Información combustibles**  
Precios: UPME mag/20 Disponibilidad: reportada por agentes.

**Parámetros del SIN**  
PARATEC Heat Rate = 15% Plantas a Gas

### Expansión de la Generación (MW)

### Expansión de generación considerada en el horizonte

NOMBRE PLANTA	TIPO	CEN (MW)	FFPO
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 3	Solar	20	En Puente
PEÑALOS DE COMODORA 1	Solar	10	30/06/2021
LA SIENFRE	Solar	20	30/06/2021
PCH T2 6	PCH	15.5	30/06/2021
LA PAJALA	Solar	9.9	26/07/2021
COGENERADOR ACALUA CABAÑAS	Térmica	15	30/07/2021
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 4	Solar	20	04/10/2021
EL TIGRITO	Térmica	200	30/10/2021
RIBALES	Térmica	18.4	31/10/2021
TEROCARRIE 3	Térmica	42	01/11/2021
JASLEY	Térmica	10.4	31/10/2021
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 5	Solar	18	05/12/2021
ATLANTICO SOLAR I BARANGA	Solar	18.3	30/12/2021
COLPINE SOLAR 1	Solar	18.5	30/12/2021
POLO NUEVO 2	Solar	9.9	31/12/2021
PCH LA CHORNERA	PCH	15	31/12/2021
EL GAMBINO	Térmica	100	01/01/2022
CARTAGO	Solar	99	01/01/2022
SAN FELIPE	Solar	90	01/01/2022
HIDROITUANGO (I)	Hidro DC	300	19/03/2022
HIDROITUANGO (II)	Hidro DC	300	22/05/2022
CUAQUIRA	Eólica	20	21/01/2022
WINDEPSH	Eólica	250	30/06/2022
HIDROITUANGO (III)	Hidro DC	300	19/08/2022
HIDROITUANGO (IV)	Hidro DC	300	13/11/2022
GRINDE DE CULO CADELARIA	Térmica	232	30/11/2022
TERMOGULO 2	Térmica	80	30/11/2022

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

- Proyectos que han iniciado trámite ante XM según lo establecido en el Acuerdo CNO 1214 y que tienen una CEN ≥ 10 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**

Caso 1	1
Caso 2	2
Caso 3	3
Caso 4	4
Caso 5	1
Caso 6	2
Caso 7	3
Caso 8	4

**ESCUENARIOS HIDROLOGICOS [GWH/DIA]**

Caso 1	1
Caso 2	2
Caso 3	3
Caso 4	4

## Resultados

**Generación Térmica [GWh/día]**

**Generación Térmica promedio [GWh/día]**

	Abr 2021	Verano 2021
Caso 1	27.7	17.6
Caso 2	28.9	26.3
Caso 3	30.5	25.0
Caso 4	28.2	22.3
Caso 5	27.5	17.6
Caso 6	27.6	17.9
Caso 7	27.4	21.4
Caso 8	28.6	25.2
Disponibilidad Térmica	19.6	20.2

## Resultados

**Embalse agregado SIN %**

Valores mínimos durante abril 2020

Caso	Abr 2020
Caso 1	53.75
Caso 2	54.44
Caso 3	56.36
Caso 4	56.50
Caso 5	53.47
Caso 6	58.08
Caso 7	56.60
Caso 8	56.08

## Escenario Estocástico

**Demanda**  
Escenario Mayo Alto de la UPME

**Hidrología**  
100 Series Similares - Hidrología Histórica

**Aportes al SIN GWh/día**

## Escenario Estocástico

**Embalse de SIN %**

**Generación Térmica GWh/día**

**Consumo de combustible GBTUO**

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

La generación térmica promedio para el mes de abril 2021 es de 19.8 GWh/día. En el próximo verano 2021 - 2022 es de 30.7 GWh/día

## Sensibilidad Estocástica: 1 año retraso entrada Ituango

**Embalse de SIN %**

**Generación Térmica GWh/día**

**Generación Hidro GWh/día**

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

Bajo la condición de operar sin la entrada de Ituango se observa una mayor exigencia del parque termoeléctrico y su infraestructura de abastecimiento de combustibles.

## 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.

De los resultados obtenidos sin considerar la entrada del proyecto de generación Hidroituango, se observa una mayor exigencia del parque termoeléctrico y su infraestructura de abastecimiento de combustibles.

Es de anotar que para la sensibilidad no se consideró la entrada del proyecto Ituango y para los demás proyectos de generación se consideraron las fechas reportadas por los agentes. Dado que el supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación impacta de manera considerable los resultados de los análisis, se recomienda hacer seguimiento a esta información 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.

Teniendo en cuenta los resultados anteriores y los obtenidos por el CND en su versión 2 del Estudio de Flexibilidad, se invita a la UPME (y este acepta) a participar en el SPO para que la Unidad tenga en cuenta los diferentes enfoques de modelación de las fuentes intermitentes de generación en sus ejercicios de planificación.

En las siguientes gráficas se observa un resumen del Informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo:



## Estado de las restricciones



Cortes en alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

153

Cortes en alerta: 87  
Cortes en emergencia: 66

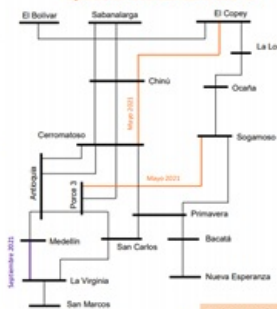


Cortes Emergencia: Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).

153

Cortes en alerta: 86  
Cortes en emergencia: 67

## Cambios operativos con la entrada en operación de circuitos a 500 kV



## Impacto Área Caribe

En mayo de 2021 con la entrada de Chinú – Cerratozaco 3 y Chinú – El Copey a 500 kV  
**Importación Caribe**  
 Aumento de 1650 MW a 2200 MW, a través de: Antioquia – Cerratozaco 1 500 kV + Antioquia – Cerratozaco 2 500 kV + Porce 3 – Cerratozaco 500 kV + Pinarera – Cerratozaco 500 kV + Ocaña – La Loma 500 kV  
**Importación Caribe 2**  
 Aumento de 1300 MW a estar entre 1450 y 1550 MW medidos a través de: Chinú – Sabana 1 + Chinú – Sabana 2 500 kV + Chinú – El Copey 500 kV + Ocaña – La Loma 500 kV  
 Dado el soporte de tensión que brindan al área estos circuitos se reduce entre 2 y 4 el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión

## Impacto Área Nordeste

En mayo de 2021 con la entrada de Porce 3 – Sogamoso 500 kV, aumenta la importación de potencia del área Nordeste de 1055 MW a 1400 MW. Dado el soporte de tensión que brindan al área este circuito, se elimina el requerimiento de unidades para la subárea Santander.

## Impacto Área Suroccidental

En septiembre de 2021 con el proyecto del circuito Medellín – La Virginia 500 kV, Permitió aumentar la importación de potencia del área por la red 500 kV de 500 MW a 560 MW, medidos a través de: San Carlos – La Virginia + Medellín – La Virginia 500 kV. Dado el soporte de tensión que brindan al área este circuito se reduce en una unidad equivalente el requerimiento de unidades para soporte de tensión

En la reunión del CNO, ITCO informa que el circuito Cerro – Chinú – Copey 500 kV se espera entre en septiembre del 2021.

**Cambio de nivel de tensión de San José 57.5 kV a 115 kV**  
 FPO: 30/06/2021

**Transformador Santa Helena 230/115 kV**  
 FPO: 31/08/2021

**FACT serie 555C circuito Anón Sur – Envigado 110 kV**  
 FPO: En operación

**Subestación Pimampiro 230/138 kV**  
 FPO: 11/06/2021

**Doble circuito Alférez – Tesalia 230 kV**  
 FPO: 30/06/2021

## Oriental

Elimina las restricciones:  
 • San José (Bogotá) – San Facón 1 57.5 kV / Gorgonzola – TVeraguas 1 57.5 kV  
 • Veraguas – TVeraguas 1 57.5 kV / San José (Bogotá) – San Facón 1 57.5 kV

Representa otra entrada de potencia activa y reactiva para la subárea Meta, con lo que se eliminan las restricciones asociadas a importación de potencia de la subárea a través de los transformadores 1, 2 y 3 Villavieco 230/115 kV, sobrecarga en estado normal de operación de Ocoa – Santa Helena 115 kV y Sobrecarga Villavieco – Ocoa 1 y 2 115 kV ante N-1 Villavieco – Barzal 115 kV

## Antioquia

Permite eliminar restricciones de la red asociadas a sobrecarga del circuito Anón sur – Envigado 110 kV ante N-1 de elementos de la red  
 Guayabal – Anón Sur 110 kV / Anón Sur – Envigado 110 kV  
 Miraflores – Anón Sur 230 kV / Anón Sur – Envigado 110 kV  
 Occidente – Medellín 220 kV / Anón Sur – Envigado 110 kV

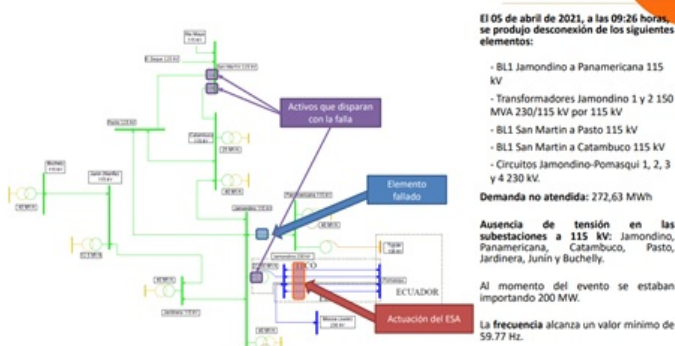
## Suroccidental

Este proyecto equatoriano secundará las cuatro líneas Jamondino – Pomasquí 230 kV y tendrá adicionalmente una conexión a nivel de 138 kV con Tulcán e Ibarra. La entrada en operación de esta subestación aumenta la fortaleza eléctrica en los nodos frontera de la interconexión.

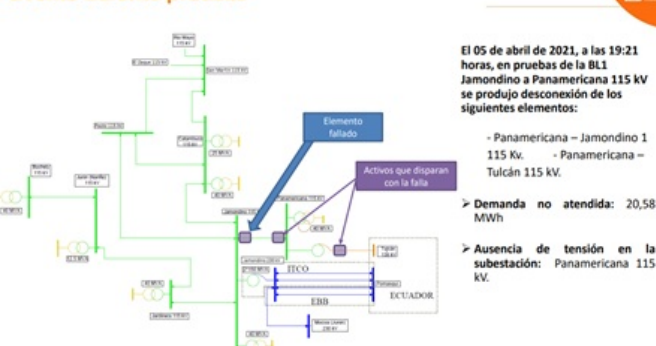
Reduce el flujo de potencia a través de la red a 115 kV de Cauca – Nariño y Huila – Tolima y aumenta a nivel de 230 kV. Lo anterior reduce criticidad en restricciones:  
 • Jamondino – Pasto 115 kV/Jamondino – Catambuco 115 kV  
 • Pasto – San Martín 115 kV/Catambuco – San Martín 115 kV

En las siguientes gráficas se observa un resumen del evento más reciente en la subárea Cauca:

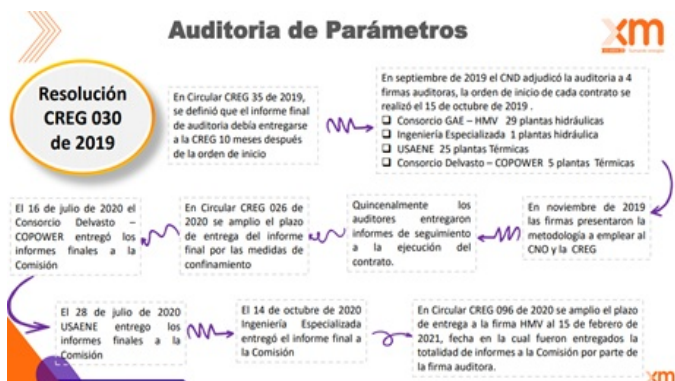
## Condiciones del Sistema Eléctrico



## Evento durante pruebas



Un resumen del proceso de auditoria de parámetros más reciente se muestra a continuación:



## Auditoria de Parámetros



Algunos miembros del Consejo manifiestan nuevamente la posibilidad legal de que HMV siga siendo auditor de parámetros, dado que, a juicio de alguno de ellos, esta empresa estaría incurriendo en graves conflictos de interés.

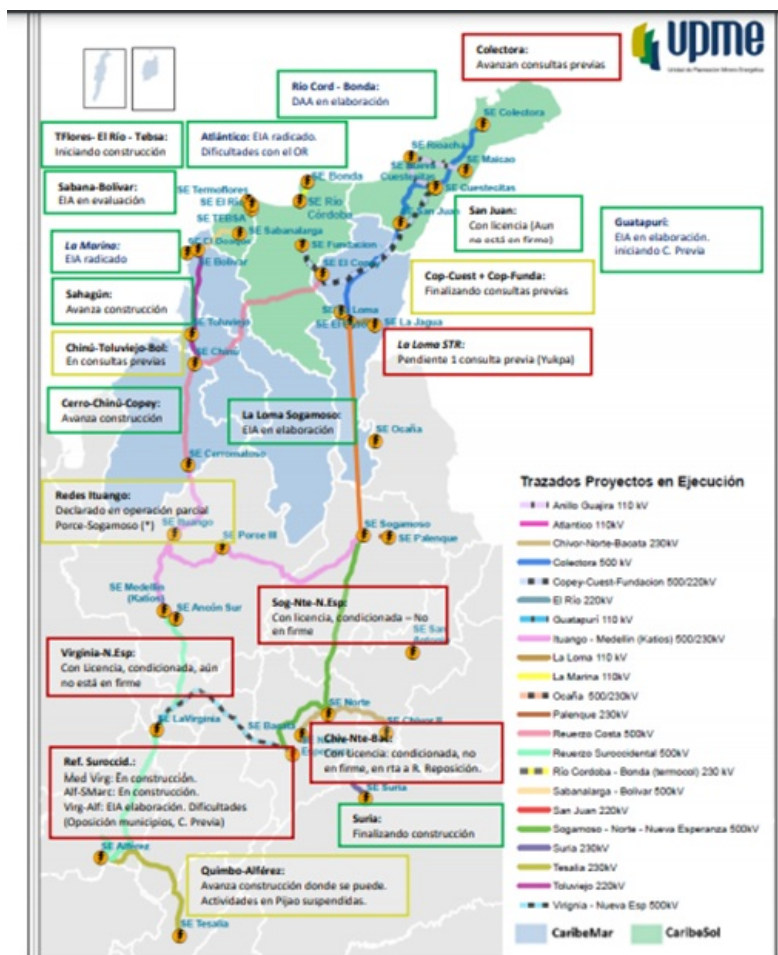
El desempeño de los Indicadores de la Operación se muestra en la presentación adjunta a esta acta.

**Conclusiones**

5. INFORME UPME	NO	Presentar el estado de los proyectos que entran por convocatoria.	INFORMATIVO	SI	
-----------------	----	---	-------------	----	--

**Desarrollo**

En la siguiente gráfica se observa el estado de las principales convocatorias de los proyectos de expansión en el STN y STR. Vale la pena mencionar que la Unidad manifestó que espera contestar próximamente la comunicación enviada por el CNO, con relación a la socialización de las fechas de entrada de los proyectos.



**Conclusiones**

6. VARIOS	NO		INFORMATIVO		
-----------	----	--	-------------	--	--

**Desarrollo**

-Próxima reunion ordinaria el 6 de mayo.

- Reunión extraordinaria el 15 de abril para someter a consideración del Consejo la senda de embalse a proponer para la estación de invierno.

- Se acuerda enviar comentarios sobre la agenda preliminar del Congreso MEM 26.

---

## **Conclusiones**

---

---

Presidente - Juan Carlos Guerrero

---

Secretario Técnico - Alberto Olarte