Acta de reunión
Acta N° 629
4 Febrero, 2021 Gotomeeting

Presentar el Acta de la Reunión CNO 629.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
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
CODENSA	Diana Marcela Jiménez Rodríguez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
TERMOTASAJERO	Jose David Montoya	SI	NO
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	NO	SI
Prime Energy	Jose Serje	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
GECELCA	Juan Manuel Salas	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI

ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
XM	Oscar Arango	NO	SI
Prime Energy	Patricia Mejia	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Santiago Posso	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
CODENSA	Wilman Garzon Ramirez	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
XM	Carlos Mario Correa	NO	SI
SSPD	Diego Alejandro Ossa	SI	NO
CELSIA	German Garces	NO	SI
UPME	Javier Martínez	SI	NO
SSPD	Jhon Giraldo	SI	NO
EMGESA	Jorge Cadena	NO	SI
MINENERGIA	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez	NO	SI
SSPD	Miguel Velasquez	SI	NO
URRA	Rafael Piedrahita	SI	NO
CODENSA	Luis Alejandro Rincón	NO	SI
MINENERGIA	Sandra Salamanca	SI	NO
UPME	Antonio Jiménez	SI	NO
UPME	Christian Jaramillo	SI	NO
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:00	Informe del IDEAM.
2	09:00 - 09:15	Elección presidente.
3	09:15 - 09:45	Aprobaciones - Actas pendientes. - Acuerdos.
4	09:45 - 10:15	Informe Secretario Técnico.
5	10:15 - 11:00	Propuesta desarrollo plan de acción evaluación CNO.
6	11:00 - 11:30	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
7	11:30 - 12:30	Estudio flexibilidad XM.
8	12:30 - 12:50	Informe UPME.
9	12:50 - 01:00	Varios.
Verificación quórum	SI	

Desarrollo

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

Desarrollo

Los indicadores del sistema climatico siguen presentando la ocurrencia de enfriamiento en el Pacífico ecuatorial, Para

el IDEAM, las anomalías de las precipitaciones se deben en gran parte a la zcit, ondas del este,ondas MIJ entre otros. El enfriamiento en el Pacífico ecuatorial se presenta en todas las regiones desde las costas suramericanas hasta Australia pero se ha observado una mayor concentración hacia el centro del Pacifico ecuatorial. En la zona subsuperficial existen masas de agua fría en gran parte del pacífico a excepción de zonas cercanas a Australia donde se observan ya masas de aguas cálidas.

El IDEAM menciona que durante el mes de enero de 2021 el indicador MEI (Índice el Niño Multivariado) fue de -1.2, indicando esto fenómeno de la Niña.

Durante el mes de enero de 2021, la precipitación estuvo normal en las regiones donde están ubicados los principales embalses del SIN. Esto se debió a la Zona de Confluencia Intertropical, a la presencia del fenómeno de la Niña y las ondas MIJ.

Persiste el Fortalecimiento de los alisios en porciones del Pacífico central y occidental. Durante La Niña se fortalece el flujo del este (alisios) entre el centro y occidente de la cuenca.

La Niña según las Agencias Internacionales tendería a debilitarse durante el primer trimestre de este año y regresar a condiciones neutrales,

Conclusiones

FENÓMENO LA NIÑA AGOSTO 2020 ENERO 2021: En este contexto, 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.

2. ELECCION DE PRESIDENTE	NO	Elegir el Presidente del Consejo para el periodo febrero 2021 a enero 2022.	APROBACIÓN	NO	NO

Desarrollo

AES COLOMBIA se postula para la presidencia del Consejo. Por unanimidad el Consejo lo elige como Presidente.

Enseguida el Consejo procede a la elección de los miembros del Comité de Estrategia con los siguientes resultados de los representantes de las actividades:

Generadores: EPM

Transportadores: INTERCOLOMBIA

Distribuidores: CODENSA

Presidente CNO: AES COLOMBIA

Operador : CND- XM

Miembros independientes: ANGELA CADENA Y CARMENZA CHAHIN

Conclusiones

-Se eligió presidente para el periodo febrero 2021- enero 2022-

- Se eligieron los miembros del comité de estrategia´para el mismo periodo.

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

Desarrollo

I. ACTAS

ACTA 622: Publicada para comentarios el 29 de diciembre. Comentarios de ISAGEN, GECELCA, TEBSA e

INTERCOLOMBIA. Esta acta fue aprobada para publicación definitiva.

ACTAS 623, 624, 625, 627 y 628 corresponden a CNO NO PRESENCIALES.

ACTA 626: Publicada para comentarios el 2 de febrero. Comentarios de ISAGEN, CODENSA, INTERCOLOMBIA y TEBSA. Para esta acta se da un plazo de una semana más para comentarios y su aprobación en la reunión ordinaria del mes de marzo.

II. ACUERDOS

Se presentaron los siguientes acuerdos los cuales fueron aprobados:

1.Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta, el consumo térmico específico y las rampas de la planta de generación Termozipa 5

2. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta de la unidad de generación 3 de Termocentro.

3. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio del consumo térmico específico de la planta de generación Termocandelaria.

4. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio del consumo térmico específico de la central de generación Gecelca 3.

5. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de la planta de generación Cucuana.

6. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de la planta de generación Escuela de Minas.

7. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del generador asociados a la unidad de generación CT2 de la central Flores IV.

8. Por el cual se modifica el valor de estatismo de las unidades de generación 1 a 3 de la planta Porce II.

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

10. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la planta de generación Termozipa 5 y la respectiva curva de carga.

11. Por el cual se aprueba el Esquema de Deslastre Automático de Carga EDAC por baja frecuencia para el año 2021.

12. Por el cual se actualiza el procedimiento para determinar la velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de generación del SIN y el plan de pruebas para su determinación.

13. Por el cual se establecen los indicadores de seguimiento de la operación del Sistema Interconectado Nacional –SIN- y los máximos valores para estos durante el año 2021.

14. Por el cual se actualiza la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de instalación de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) que se ejecuten para mitigar necesidades en el STN o en un STR.

15. Por el cual se establece la integración del Comité de Distribución para el año 2021.

16. Por el cual se establece la integración del Comité de Transmisión para el año 2021.

Conclusiones

- El acta 622 se aprueba,el acta 626 se someterá a aprobación en la reunión ordinaria de marzo.

- Se aprobaron los acuerdos recomendados.

4. INFORME	NO	Presentar el informe de las actividades administrativas y técnicas que se están	INFORMATIVO	SI	NO

CNO 629		desarrollando en los comités y subcomités del Consejo.			

Desarrollo

<u>Aspectos Administrativos:</u>

1. Se presenta la propuesta de priorización de los temas que resultaron del Taller del CNO con Governance Consultants. Se propone la conformación de grupos de trabajo del Consejo, que trabajen y desarrollen las acciones y los documentos de implementación de cada uno de los ejes estratégicos.

2. Se terminó el proceso de inducción de los comités y subcomités, en los principales aspectos legales y administrativos del CNO. Adicionalmente se hizo un ejercicio de autoevaluación. Los resultados completos de esta actividad se presentan en documento anexo a este informe.

Se resaltan los siguientes aspectos del año 2020:

- La disposición y flexibilidad de los integrantes de los Comités y Subcomités para adaptarse a las nuevas circunstancias laborales debidas a la pandemia COVID19.
- El compromiso para sacar adelante productos con calidad técnica (Acuerdos, documentos, comunicaciones con comentarios a propuestas regulatorias)

En aspectos por mejorar para el año 2021:

- Reuniones más eficientes en el manejo del tiempo (asertividad en la comunicación)
- Puntualidad y asistencia de los integrantes de los Comités y Subcomites para no perjudicar el logro del quórum para dar inicio.
- Participación activa de todos los integrantes.
- Alineación de los temas CNO al interior de las empresas, que favorezca la continuidad de las discusiones.

3. En los comités y subcomités se trabajó en la formulación del plan operativo del 2021. La próxima semana se hará reunión de revisión e integración del plan con los presidentes y coordinadores técnicos de los comités y subcomités.

4. MINENERGÍA publicó el "*Informe Segunda Fase Misión de Transformación Energética Hoja de Ruta para la Energía del Futuro*", con el objeto de recibir observaciones y comentarios hasta el 27 de febrero del año en curso. Desde el punto de vista del CNO (Foco 5), se plantea la modificación del artículo 37 de la ley eléctrica en el mediano plazo (2021-2025), para asignar al Gobierno Nacional la facultad de determinar la composición del CNO con base en lo siguiente:

i. Pluralidad de los agentes de mercado y no en función del tamaño de la participación de mercado.

ii. Evitar duplicidad de participantes por integración vertical de actividades

iii. Vinculación de nuevas actividades tales como recursos energéticos distribuidos, generadores con fuentes de energía renovables

iv. Representación de la demanda en el CNO a través del CAC.

Teniendo este y otros aspectos contenidos en la hoja de ruta, se sugiere coordinar una reunión extraordinaria para que integrantes de la Misión presenten la hoja de ruta, y conformar un grupo de trabajo del Consejo para formular las observaciones a los documentos publicados.

5. Para su conocimiento se presenta el enlace donde se encuentra el proyecto de Ley: *"Por medio de la cual se modifican y se adicionan algunos artículos de las Leyes 56 de 1981, 142 de 1994, 143 de 1994 y 1715 de 2014 y se dictan otras disposiciones para la transición energética, la reactivación económica del país y para el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible*".

6. Se publicó y envió la Circular 63 a los agentes generadores, informándoles la importancia de enviar antes del 11 de febrero de 2021, las fechas de realización de las pruebas de velocidad de toma de carga y de descarga de las unidades de generación.

7. Se publicó y envió la Circular 64 a los agentes generadores, aclarando el procedimiento a seguir en la declaración de los parámetros velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de generación (Acuerdo 1356 de 2020).

8. Se recomienda al CNO continuar contratando la plataforma Netco Signer de firma digital de las actas de las reuniones del Consejo, de los comités y subcomites y los acuerdos.

9. Se recomienda que la organización del 26 Congreso de Energía MEM se adelante en formato virtual. Se solicita que el Comité Asesor de Estrategia nos apoye en la construcción de la Agenda Académica.

10. Se solicita la confirmación de la invitación al Consejo en su carácter de invitado a PRIME ENERGY para el año 2021.

11. El Cuadro de invitados a Comités y Subcomités es el siguiente;

EMPRESA	**COMITÉ**	**SUBCOMITÉ**
ISA TRANSELCA	CO – CT – CD - CSYC	SAPE - SPROTECCIONES
COMPAÑÍA ELECTRICA DE SOCHAGOTA	CO	SAPE – SPO – SURER - SCONTROLES
EBSA	CD – CT - CSYC	SURER – SP - SAPE
ENERGIA DEL SUROESTE	CO - CSYC	SURER – SP – SPO
ENERGIA DEL RIO PIEDRAS	CO - CSYC	SURER – SP – SPO
URRA	CSYC	SURER – SP – SCONTROLES - SPROTECCIONES
TERMOCANDELARIA	CSYC	N.A.
ENEL GREEN POWER	N.A.	SP – SURER – SCONTROLES – SPROTECCIONES - SAPE
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE	CO – CD - CLEGAL	N.A.

CEDENAR	CD	N.A.
TRANSELCA	CD	N.A.
ELECTROHUILA	CO	N.A.
GENSA	N.A.	SP
GENERADORA ALEJANDRIA	N.A.	SURER - SP
TERMONORTE	Pendiente por definir	Pendiente por definir

Aspectos Técnicos:

12. Teniendo en cuenta el seguimiento que está realizando el CND a la condición del Sistema en el marco de la Resolución CREG 209 de 2020-Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, se suspendió con el desarrollador de la página las implementaciones acordadas en la reunión CNO 626. En este sentido, sugerimos al CND llevar a cabo el seguimiento de la siguiente gráfica, posibilitando contrastar la evolución de las variables reales con las sendas propuestas por el CNO y el CND junto con las variables de salida de las simulaciones que permitieron establecer las mismas. Adicionalmente, se propone enviar la siguiente comunicación a la CREG (adjunta a esta acta), recalcando la importancia de conocer, de manera oportuna, toda la información relacionada al cálculo de la condición del sistema en función del índice Nivel del Embalse-NE, se recibieron comentarios de XM y de EMGESA.

13. El CND presentó en el Subcomité de Controles-SC el documento propuesto para el ajuste de los PSSs, incluyendo los requerimientos que deben ser considerados, las características del SIN, el procedimiento para la coordinación entre los agentes y el CND, y la información mínima que debe ser reportada en los informes correspondientes. Al respecto, los agentes generadores manifestaron que el Operador del Sistema junto con ellos deberían ser los responsables por el ajuste de los estabilizadores, teniendo en cuenta el referenciamiento realizado de otros Códigos de Red, donde se evidencia que esta tarea se realiza entre el TSO y el generador.

    En este sentido, el CND indicó que su propuesta de procedimiento de ajuste incluye una interacción entre el agente y XM, dado que este último verificará el cumplimiento de los requisitos técnicos definidos en pro de la seguridad del sistema. Adicionalmente, indica que no evidencia una justificación técnica para que los agentes no puedan participar en el ajuste, dado que el insumo para este sería proporcionado por el CND.

    Los agentes proponen como alternativa adicional, que el CND realice el ajuste de los PSSs de todas las plantas existentes, y los agentes realicen el ajuste para las unidades nuevas. XM indica que el análisis de esta responsabilidad se valorará desde el punto de vista regulatorio y se presentará en la reunión del 16 de Febrero del Subcomité de Controles-SC.

14. Se envió a la CREG la comunicación de comentarios a la Resolución CREG 233 de 2020, "*por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución-Disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional-*". La misma puede ser consultada en la página del Consejo.

15. En el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO se avanza en la construcción del documento CNO *"Lineamiento de los Análisis Energéticos que el CND presenta al CNO".* En él se define el alcance de los estudios, supuestos, periodicidad para la elaboración de los análisis, entre otros elementos. Se espera tener el documento listo en el mes marzo para su socialización al Consejo.

16. El Comité de Supervisión y Ciberseguridad está estructurando un Acuerdo con los compromisos para el

informe de supervisión. Se espera tenerlo para recomendación al Consejo en la reunión del mes de marzo de 2021.

17. El 29 de enero del 2021 el CND presentó los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo (IPOEMP e IPOELP), y el Informe Trimestral de Restricciones (ITR). En este punto y asociado al horizonte de LP y según el resumen realizado se concluye de la presentación de XM que la entrada de 7 GW de energía renovables no genera inconvenientes y sus análisis muestran un comportamiento óptimo del sistema.

- Respecto a las condiciones de red actuales, se observa una disminución de 10 restricciones, en contraste con la situación del SIN en el mes de septiembre del 2020. Destaca de estos estudios el impacto de los nuevos proyectos a 500 kV en el área Caribe para el 2021, expansiones que incrementarían el límite de importación de esta fracción del SIN y reduciría sus requerimientos de unidades de generación para el control de tensión y soporte de potencia reactiva.

- Para las otras áreas y subáreas del SIN, si bien se espera la puesta en servicio de proyectos importantes, como las subestaciones a 230 kV Suria y San Fernando, el enlace Porce III-Sogamoso 500 kV, la línea Medellín-Virginia 500 kV, en otros, las restricciones a nivel de STR en varias zonas del Sistema se mantienen invariantes para el mediano plazo.

- Para el largo plazo, es preocupante el posible impacto del atraso de todas las expansiones en el área Oriental, específicamente los Proyectos Chivor-Chivor II-Norte-Bacatá 230 kV, Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV y Virginia-Nueva Esperanza 500 kV. Adicionalmente, se evidencia la necesidad de nuevas expansiones en el STR y soluciones tecnológicas para reducir el nivel de corto de algunas subestaciones.

- En la subárea GCM, con la entrada en operación de toda la red a 500 kV, se prevén sobretensiones por el aporte capacitivo de la nueva infraestructura. En este sentido, se requiere la instalación de nuevos elementos de compensación inductiva para el control de voltaje. Vale la pena mencionar que, desde el punto de vista de estabilidad de tensión, la conexión de los nuevos recursos renovables no convencionales en la subárea no afecta la seguridad del SIN.

- En la subárea Bolívar si bien con los proyectos a nivel de STN/STR definidos, traslados de carga y repotenciaciones en la red de 66 kV se eliminan las restricciones, después del año 2025 se evidencia que el porcentaje de escenarios seguros de operación en demanda máxima es del 0 %. En este sentido, se recomienda definir obras estructurales para garantizar la atención confiable y segura de la demanda de este departamento.

18. Fue publicada para comentarios hasta el 11 de febrero de 2020, el proyecto normativo de la Resolución CREG 002 de 2021, "*Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional*". Dicho proyecto, que derogaría la Resolución CREG 030 de 2018, establece un nuevo limite para la definición de la generación distribuida (GD <1 MW), plantea nuevos procedimientos y tiempos para la integración a la red y medición de este segmento de la generación y la Autogeneración a Pequeña Escala-AGPE, sugiere un procedimiento de auditoria a los sistemas de información y sistemas de trámite en línea, lista las causales de rechazo de las solicitudes de conexión, define el tratamiento de los excedentes a la red, entre otras disposiciones.

Desde el punto de vista del Consejo, se asignan las siguientes tareas, a ser desarrolladas en un tiempo menor a 30 días calendario:

- Elaboración de lista de auditores a los Sistemas de Información y Trámite en Línea.

- Formulación de documento de pruebas previas a la conexión.

- Establecer los requisitos de protecciones para la conexión de la GD y AGPE.

- Diseño de un formato de conexión simplificado.

- Diseño de un documento con el contenido de los estudios de conexión simplificados.

El Comité de Distribución se reunirá para la consolidación de los comentarios del CNO a esta resolución el 09 de febrero del año en curso.

19. La UPME publicó el Plan Energético Nacional 2020-2050 *"La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible"*. Se define una visión de largo plazo para el sector energético colombiano, e identifica las posibles vías para alcanzarla. Se presentan escenarios energéticos de largo plazo, a través de los que se analizan aspectos tecnológicos y económicos asociados a la transformación energética.

Conclusiones

- Se aprueba continuar con el desarrollo de las firmas digitales para comités subcomites y el mismo CNO.

5. Propuesta desarrollo plan de acción evaluación CNO.	NO	Presentar la propuesta de plan de trabajo integrado de acciones de mejora del C N O.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

A partir de los resultados de la consultoría con Governance Consultants se identificaron ocho temas de los cuales cuatro urgentes e importantes y otros cuatro igualmente importantes pero menos urgentes. La propuesta es dividir los temas urgentes entre los miembros del CNO para analizarlos y traer recomendaciones al Consejo.

El Consejo aprueba la recomendación de ISAGEN de que cada grupo de tres o cuatro miembros del C N O tenga por asignacion dos temas del grupo de ocho .

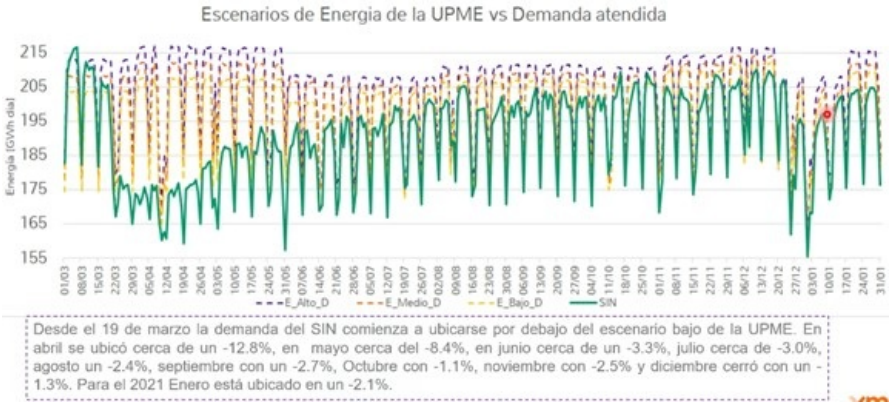
Conclusiones

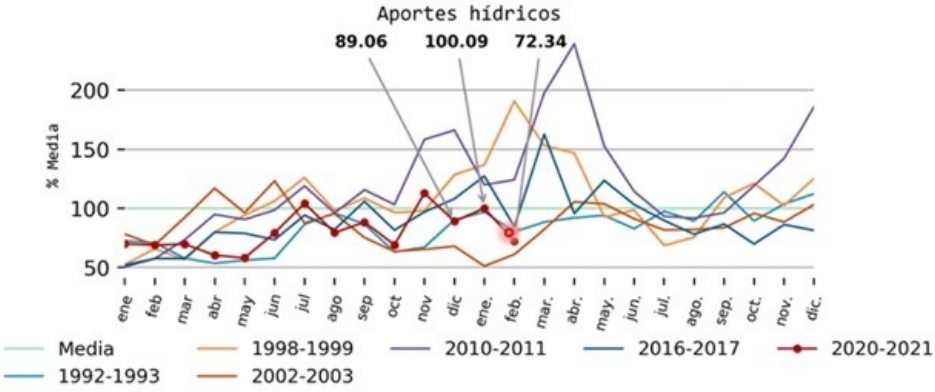
- De los ocho temas identificados cada grupo tendra tendra por asignación dos temas para iniciar su análisis y traer recomendaciones al Consejo.

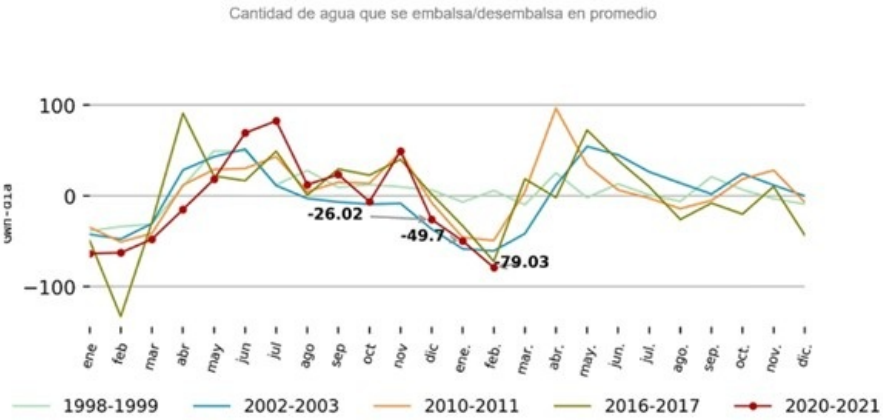
6. INFORME SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar el análisis de la situación eléctrica y energética del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO

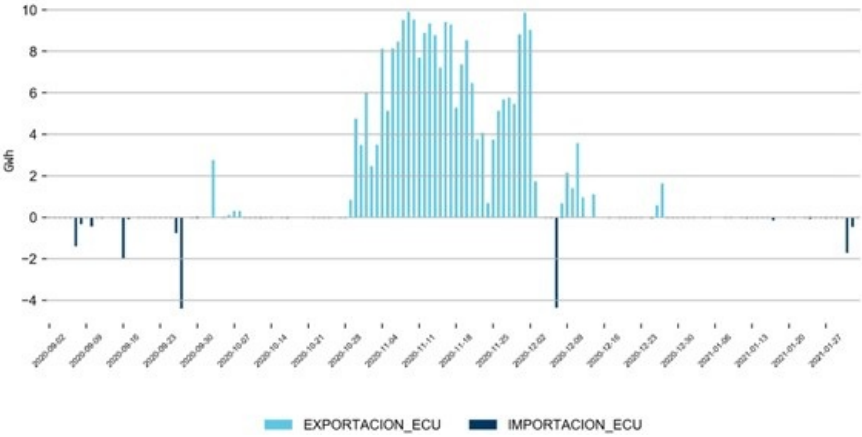
Desarrollo

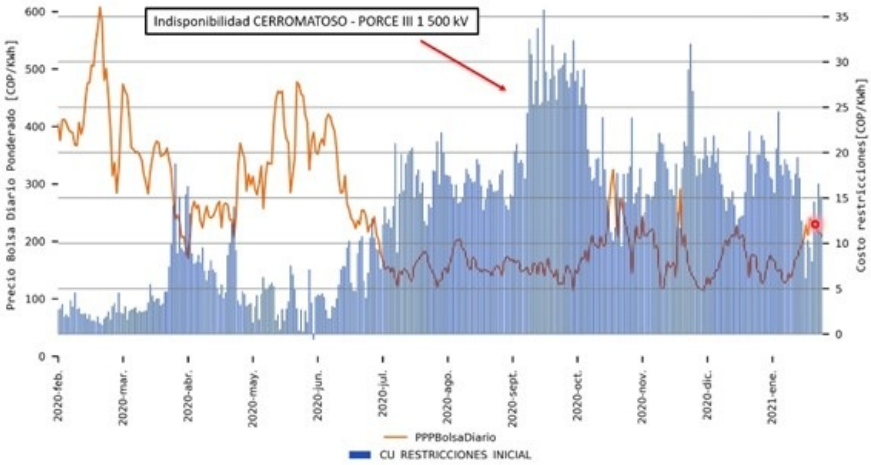
- En las siguientes gráficas se observa el comportamiento de las principales variables energéticas:











- En las siguientes gráficas se presentan los supuestos y resultados de los análisis energéticos de mediano 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
Enero 31, 62.78%

Costos de racionamiento
Ultimo Umbral UPME para enero 2021.

Intercambios Internacionales
No se consideran.

Embalses
MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 7.6 GWh/día promedio

Mttos Generación
Aprobados, solicitados y en ejecución en el primer año.

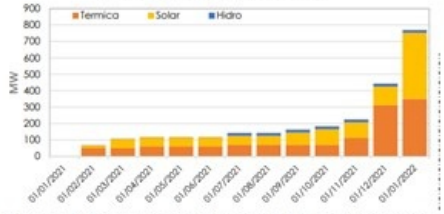
Información combustibles
Precios: **UPME may/20** Disponibilidad reportada por agentes.

Expansión Generación
Proyectos con OEF y subasta CLPE en el primer año.

Proyectos con OEF Subasta de reconfiguración de compra 2020-2021 y 2021-2022.

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

Proyectos de Generación considerados



Expansión de generación considerada en el horizonte

NOMBRE PLANTA	TIPO	CEN (MW)	FPO
PCH CAUYÁ	Hidro	2	31/01/2021
TERMOYOPAL G5	Térmica	50	31/01/2021
BELMONTE	Solar	6	24/02/2021
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 2	Solar	20	28/02/2021
PLANTA BIOGAS DOÑA JUANA II	Termica	10	1/04/2021
PÉTALOS DE CÓRDOBA I	Solar	10	30/05/2021
LA SIERPE	Solar	20	30/06/2021
PCH LA CHORRERA	Hidro	15	30/06/2021
COGENERADOR INCAUCA CABAÑAS	Termica	10	30/07/2021
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 3	Solar	20	31/08/2021
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 4	Solar	20	04/10/2021
TERMOCARIBE 3	Térmica	42	01/11/2021
EL TESORITO	Térmica	200	30/11/2021
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 5	Solar	18	05/12/2021
JAGÜEY	Térmica	19.4	31/12/2021
RUBIALES	Térmica	19.4	31/12/2021
EL CAMPANO	Solar	99	01/01/2022
CARTAGO	Solar	99	01/01/2022
SAN FELIPE	Solar	90	01/01/2022

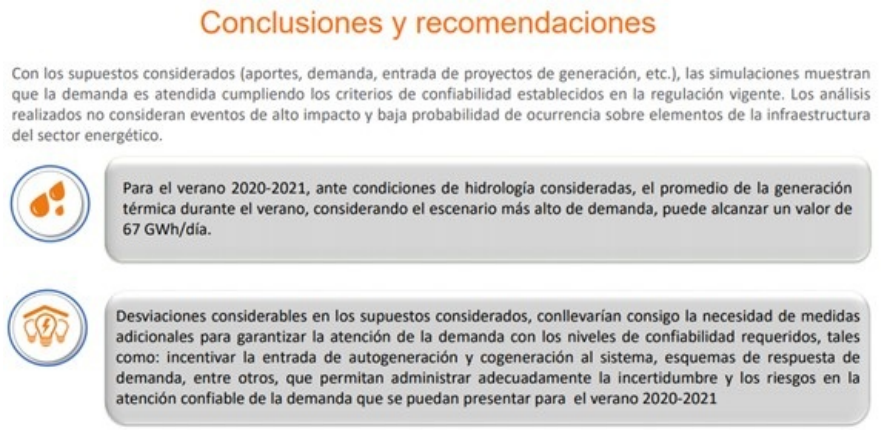
Fueron considerados los siguientes proyectos en el horizonte del primer año de análisis:

- Proyectos ya han iniciado trámite ante XM según lo establecido en el Acuerdo CNO 1214.
- Proyectos con Obligaciones de Energía Firme (CxC y CLPE).
- Proyectos asignados en la subasta de reconfiguración 2020-2021 y 20212022

Retrospectiva Análisis Energético

Se tomaron los resultados del análisis energético estocástico de largo plazo y se comparó con la evolución real de las variables.

Si bien los aportes reales fueron inferiores a los promedios obtenidos de la simulación, el valor del embalse agregado del SIN tuvo un comportamiento cercano al promedio del embalse agregado resultado de la corrida estocástica, lo anterior como resultado de que la demanda real estuvo aproximadamente 6% por debajo de la considerada y la generación térmica real 5% por encima a la proyectada por el modelo.

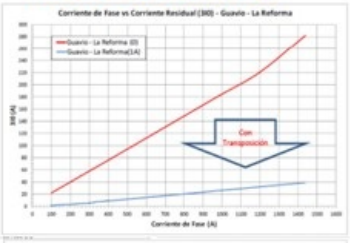


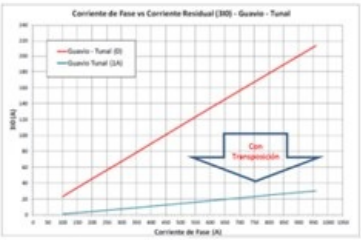
- El seguimiento a la condición del Sistema en el marco del estatuto del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento se presenta en la siguiente gráfica:

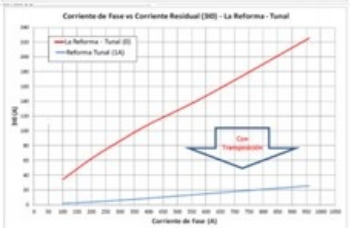
- Respecto a los indicadores de Operación, no se aprueba el indicador de desviación de la demanda por mercado de comercialización. En este sentido, se acuerda discutir el mismo en el Comité de Distribución.

- Situación del corredor Sur del área Oriental por la entrada del proyecto Suria 230 kV:

Antecedentes







En la operación se presentaba corrientes de desbalance 3I0, por el corredor Guavio – Reforma – Tunal 230 kV del orden de 200 A lo que generaba la necesidad de cubrir la doble contingencia en la operación. Luego de diferentes acciones y la transposición de las líneas el desbalance disminuyó a 40 A máximos.

Proyecto Suria 230 kV
Convocatoria UPME 05-2013

4.4.5 Transposiciones de Línea

El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea para garantizar los niveles máximos de desbalance exigidos por la normatividad aplicable para ello, considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal propósito.

El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con la norma técnica aplicable para ello, lo cual deberá soportar y poner en consideración del Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte del presente Proyecto.

El promotor del proyecto indica que cumple con lo establecido en la convocatoria, indicando:

Con respecto al desbalance de corriente se realizará evaluación únicamente con la norma NTC 5001 [11], que establece un requisito para este parámetro de máximo 5% de la corriente nominal de la línea de transmisión, sin embargo la metodología de cálculo será la misma utilizada por la normas internacionales IEC 61000 3-13 [2] y IEEE 1159 [9], que validan la fórmula de cálculo del desbalance de tensión para el desbalance de corriente.

Figura 57. Corriente de desbalance 3I0 líneas LR-GV sin subestación Suria

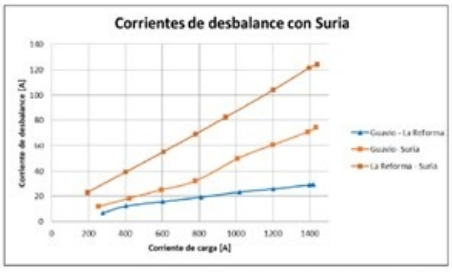


Figura 60. Corriente de desbalance 3I0 línea LR-GV2 y GV-S-LR con subestación Suria

- Incremento del 2.5 veces de la corriente 3I0 para la línea Guavio – Suria 230 kV.
- Incremento del 4 veces de la corriente 3I0 para la línea Suria - Reforma 230 kV.

Fuente: IEB -115-20-D001

El corredor sur del área Bogotá tiene una topología atípica que origina corrientes residuales (3I0) superiores a los esperados en una topología convencional de LT en el nivel de tensión de 230 kV. En los análisis previos de este corredor siempre los desbalances de tensión y corrientes de fase se han mantenido por debajo de valores recomendados en estándares internaciones y las acciones ejecutadas sobre la infraestructura actual han estado enfocadas a reducir los valores de 3I0.

El plan de acción ejecutado por GEB – ISA INTERCOLOMBIA – XM, en los últimos 10 años, han mejorado el desempeño de los sistemas de protección del corredor sur y ha permitido reducir los eventos dobles y mantener los desbalances 3I0 por debajo de 55 A ante máximas transferencias esperadas.

La conexión del proyecto Suria 230 kV incrementará nuevamente las corrientes 3I0 por encima de los valores típicos del SIN colombiano. Respecto al valor actual de las LT Guavio – Reforma 230 kV (menor a 30A), el estudio elaborado por el promotor presenta un incremento de la 3I0 en 250% y 400% para las LT Guavio – Suria y Suria – La Reforma 230 kV, respectivamente.

El estudio presentado por el promotor no propone acciones para disminuir la corriente 3I0 por las LT Guavio – Suria y Suria – La Reforma 230 kV con el objetivo de alinear el nuevo proyecto a las buenas prácticas ingenieriles aplicadas sobre este corredor.

Riesgos

- Se puede ver impactada la coordinación de protecciones al incrementar el umbral de arranque de las funciones ANSI 67N, debido a la homogeneidad del valor de arranque de las demás funciones ANSI 67N del área (120 A).
- Se puede limitar la detección de fallas de alta impedancia por incrementar de umbral de la función ANSI 67N.
- Se puede afectar el desempeño de la lógica de Comparación Direccional (CD) de la función ANSI 67N. Esta lógica permanece deshabilitada y se activa ante indisponibilidad de la protección principal.

Recomendaciones

- Solicitar medición de valores de desbalances de tensión y corriente (fase y residuales) y comparar con los resultados de estudio. Esta medición debe ser ejecutada para las dos etapas del proyecto: sin transformadores y con transformadores conectados en la S/E Suria 230 kV.
- Evaluar alternativas de transposición que se podrían proponer para disminuir los desbalances por las líneas del proyecto.
- Realizar seguimiento a los eventos (recierres y apertura de contingencias simples y dobles) presentados en las líneas Guavio – Reforma, Guavio – Suria y Suria – Reforma 230 kV.

- A continuación, se presenta la descripción del evento del 23 de enero de 2021 en la subestación Valledupar:

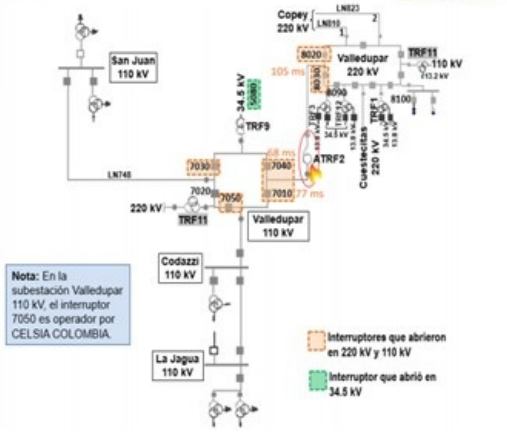
Descripción general del evento

El 23 de enero de 2021, a las 20:36 horas, se produjo:

- Desconexión de los transformadores Valledupar 2 100 MVA 220/110/10.74 kV y Valledupar 9 40 MVA 115/34.5 kV por los niveles 220/110/34.5 kV y desconexión del interruptor 7050 en la subestación Valledupar 110 kV.
- Demanda no atendida y ausencia de tensión en las subestaciones, a 110 kV, Codazzi y La Jagua, y en las subestaciones, a 34.5 kV, Salguero y Valencia.

Tiempo de despeje de la falla del SIN 105 ms

Al momento del evento se cumplía con los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos por la reglamentación, razón por la cual el evento no trascendió a otras zonas del área.



Acciones realizadas

- Entre las 20:36 horas del 23/Ene/2021 y las 01:52 horas del 24/Ene/2021, se dejaron de atender 120.36 MWh, de acuerdo a la información reportada por los agentes de área.
- De manera preventiva y ante la nueva topología, se desactivaron los esquemas suplementarios asociados a la sobrecarga de los transformadores de la subestación, previa coordinación con los agentes del área.
- Se realizó declaración de estado de emergencia para la subestación Valledupar 220 kV, según lo indicado en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995 y mientras se realizaban los trabajos asociados a la puesta en operación de la unidad de reserva del transformador 2.
- El transformador 2 quedó nuevamente en servicio el día 27/Ene/2021 a las 20:23 horas.

- Respecto al ajuste de los Estabilizadores del Sistema-PSS en el SIN, el CND informa sobre su estado, el cual se puede observar en las siguientes diapositivas:

- Finalmente, el CND informa que entre el 3 y 4 de abril del 2021, se llevará a cabo un mantenimiento simultaneo en las unidades de Guavio y Chivor, que implicaría la indisponibilidad de sus unidades para el control de tensión y soporte de potencia reactiva del área Oriental.

Conclusiones

7. ESTUDIO FLEXIBILIDAD	NO	Presentar los resultados de la segunda versión del estudio de flexibilidad por parte de CND.	INFORMATIVO	SI	NO

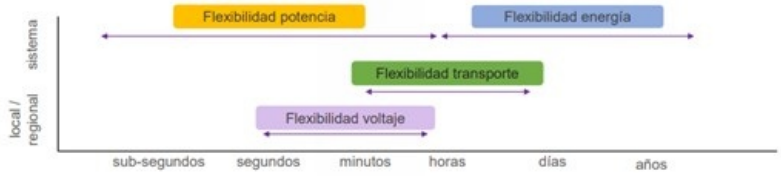
Desarrollo

Presentación segunda versión estudio de Flexibilidad en el SIN

En la presentación adjunta a esta acta se muestra el detalle de la versión dos (2) del estudio de flexibilidad. A continuación, se presentan la metodología de elaboración y conclusiones del CND sobre el mismo:

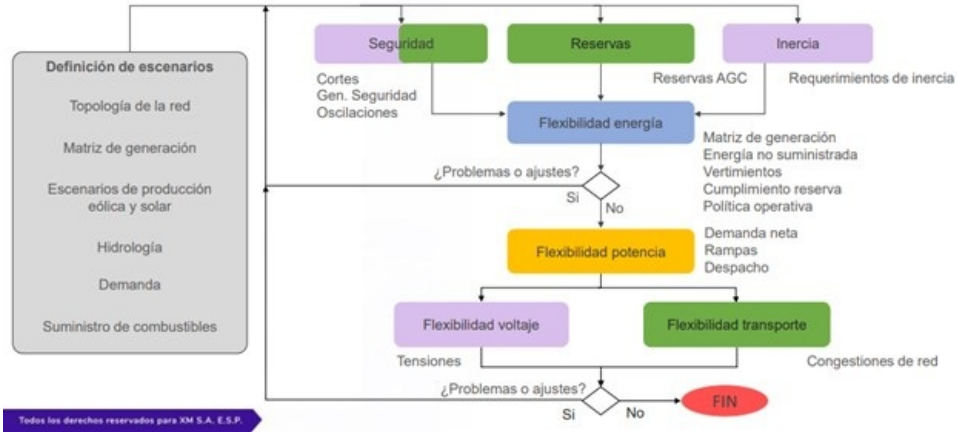
Clases de flexibilidad

Necesidad de potencia, energía, voltaje y capacidad de transporte



- **Flexibilidad por energía:** Asegurar el suministro futuro de electricidad en el mediano y largo plazo: almacenamiento, combustibles, mantenimientos.
- **Flexibilidad por potencia**: Mantener el balance generación – demanda garantizando estabilidad de frecuencia: Control de potencia activa, reservas, demanda, rampas.
- **Flexibilidad por capacidad de transporte:** Habilidad para transportar energía manteniendo la seguridad: congestiones, n-1, estabilidad, esquemas de protección.
- **Flexibilidad por voltaje:** Habilidad de proveer potencia reactiva para mantener los niveles de tensión: FACTS, taps, reactiva.

Metodología de XM para la evaluación de flexibilidad



Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Conclusiones generales del estudio

Según los escenarios y los horizontes analizados, se puede concluir que el sistema colombiano cuenta con suficiente flexibilidad por su capacidad de:

- ✓ Satisfacer picos de demanda **evitando energía no suministrada**
- ✓ **Mantener el equilibrio** de la oferta y la demanda
- ✓ Garantizar disponibilidad de **rampas**
- ✓ Contar con **almacenamiento** suficiente para gestionar horas de baja demanda y alta producción de FERNC y viceversa
- ✓ Mitigar posibles eventos manteniendo **reservas** adecuadas

Con los escenarios simulados y los supuestos adoptados, la demanda proyectada para los años 2021-2022 y 2024-2025 **se puede atender con los criterios de seguridad y confiabilidad** establecidos en la regulación vigente ante la integración de 1660 MW y 4431 MW de FERNC respectivamente.

En las condiciones simuladas de **hidrología alta** (histórico 2010-2011) **se presentan vertimientos de agua, viento y sol** debido a los altos aportes hídricos.

En condiciones de red completa, se estima que **las rampas requeridas** por la demanda neta sean provistas en su mayoría por la **generación hidráulica**.

Conclusiones generales del estudio

Para el horizonte 2024 – 2025, **se pueden incorporar 4431 MW** de generación FERNC, siempre que se garantice en demanda mínima un valor de **inercia base de 300 segundos**.

Ante los niveles de FERNC considerados, **no se evidencia la excitación futura de un modo de bajo amortiguamiento** que afecte la estabilidad del sistema.

Un eventual **atraso de Ituango implicaría despachar generación térmica** adicional para atender la demanda.

La integración de la totalidad del proyecto Ituango, podría desplazar generación proveniente de FERNC.

En la medida que se cuente con **mejor información de las series meteorológicas** y de las **características técnicas de los proyectos**, es posible tener mayor certeza en la estimación de la generación futura de las plantas renovables y reservas requeridas.

Se deben **integrar estudios** como este a futuros estudios **de resiliencia** para evaluar la flexibilidad del sistema ante eventos de baja probabilidad y alto impacto así como restricciones futuras (como las reglas ambientales)

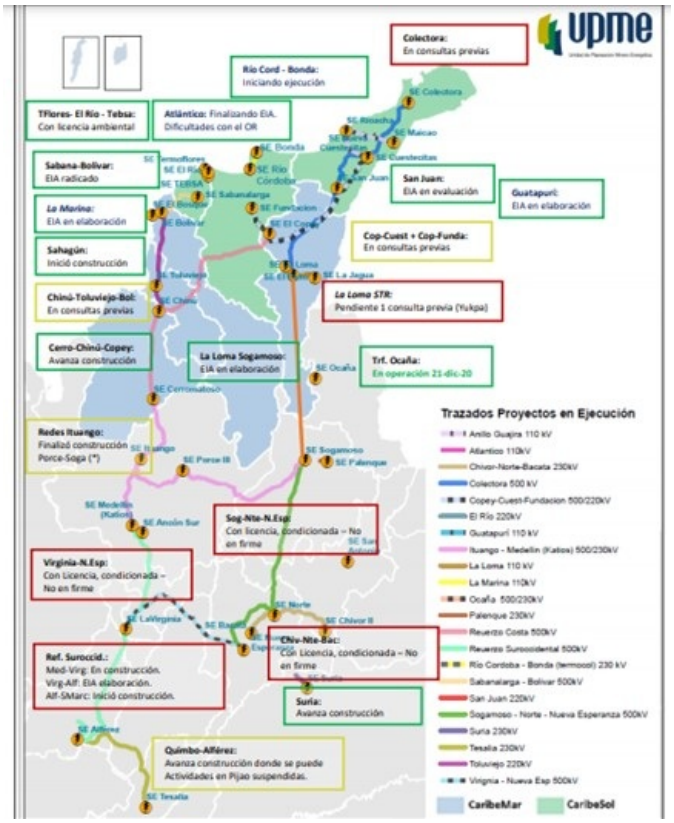
Se acuerda finalmente programar una reunión conjunta entre los subcomités de Planeamiento Operativo-SPO, Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y Plantas-SP para discutir detalladamente los resultados del estudio.

Conclusiones

8. INFORME UPME	NO	Presentar el estado de las convocatorias en ejecución.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

En la siguiente gráfica se presenta los principales hitos sobre el desarrollo de los proyectos de expansión del STN y el STR. Vale la pena resaltar que la Unidad ya no indica la mejor información sobre la fecha de entrada en servicio de estas expansiones.



Codensa solicita adelantar la presentación del proyecto Norte. La Upme espera citar a reunión a los distribuidores del área oriental en el transcurso de una semana.

Conclusiones

- La Unidad mencionó que la próxima semana se adelantará reunión del área oriental.

9. VARIOS					

Desarrollo

Conclusiones

- La próxima reunion ordinaria del Consejo se llevará a cabo el día 4 de marzo de 2021.

Presidente - Juan Carlos Guerrero

Secretario Técnico - Alberto Olarte