



Presentar el acta de la reunión C N O 550.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
XM	Carlos Cano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
XM	Jaime Alonso Castillo	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	NO
EPSA	German Garces	NO	SI
SSPD	Rafael Tabares	SI	NO
IDEAM	Jeimmy Melo	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Cristian Augusto Remolina	NO	SI
ELECTRICARIBE	Johan Urrea	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Botero	NO	SI
TERMOVALLE	Olga Beatriz Callejas	SI	NO
UPME	Javier Martínez	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	11:00 - 11:10	Verificación del quórum.
2	11:10 - 11:40	Informe del IDEAM.

3	11:40 - 12:35	Aprobaciones <ul style="list-style-type: none"> • Actas pendientes. • Acuerdos.
4	12:35 - 01:05	Informe secretario técnico.
5	01:05 - 01:35	Informe comités.
6	01:35 - 02:35	Presentación auditoria a los procesos del ASIC-LAC-TIE 2017, CND 2016-2017.
7	02:35 - 03:35	Presentación XM - Situación eléctrica y energética.
8	03:35 - 04:20	Conexión en T solicitud Transelca.
9	04:20 - 05:05	Informe UPME.
10	05:05 - 05:20	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME DEL IDEAM	NO	Presentar las variables meteorológicas y el estado de evolución del fenómeno seco.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

En los últimos meses, anomalías positivas han continuado su expansión hacia el este de la cuenca del océano Pacífico tropical; evolución asociada a una fase cálida de una onda Kelvin oceánica ecuatorial. En la componente oceánica, es importante mencionar que durante la última semana, las Anomalías de Temperatura Superficial del Mar (ATSM) han superado el umbral de normalidad (+0.5°C) e incluso han superado el valor de +1.0°C en el centro y oeste de la cuenca del Pacífico tropical. En la componente atmosférica y en niveles bajos durante las últimas semanas se han mantenido vientos zonales de componente del este cerca a la línea de fecha de la cuenca del océano Pacífico tropical; las anomalías del oeste, durante las últimas semanas han mostrado mayormente un ligero aumento a lo largo de dicha cuenca; indicando un ligero debilitamiento en la intensidad de los vientos Alisios.

De acuerdo con el Índice Operacional del fenómeno El Niño (ONI por sus siglas en inglés), para el último trimestre (Septiembre-Octubre-Noviembre) presentó un valor de +0,7°C; lo que podría indicar el inicio del evento cálido en la parte central de la cuenca del océano Pacífico tropical, el cual en los trimestres anteriores había mostrado una condición ENOS-Neutral.

Los análisis de centros internacionales de predicción climática sugieren que para el mes de diciembre; la fase convectiva de la MJO se presente al inicio y la fase subsidente hacia finales de mes.

El último informe del IRI establece que si bien las anomalías de TSM se presentaron dentro de los promedios para el mes de octubre, las aguas subsuperficiales continuaron siendo más cálidas que las temperaturas promedio. Sin embargo, las variables atmosféricas mostraron patrones neutrales de ENOS, exceptuando el debilitamiento de las anomalías de viento en niveles bajos al oeste de la Cuenca del Pacífico. Frente a la predicción, de acuerdo con el CPC/IRI, se prevé una probabilidad del 80% de que El Niño prevalezca durante el invierno 2018-19 y continúe hasta la primavera de 2019. Los nuevos pronósticos de modelos estadísticos y dinámicos muestran colectivamente la continuidad de Temperaturas Superficiales del Mar (TSM) correspondientes a un evento El Niño, muy probablemente de intensidad débil a moderada hasta la primavera de 2019.

De acuerdo con el último comunicado de la Organización Meteorológica Mundial, las temperaturas de la superficie del mar en las zonas central y oriental del Pacífico tropical se encuentran en niveles correspondientes a un episodio débil de El Niño. Sin embargo, la mayoría de los indicadores de la atmósfera suprayacente todavía no están en consonancia con esos valores y se mantienen en niveles neutros en términos de El Niño-Oscilación del Sur (ENOS), es decir, no se dan condiciones características de El Niño ni de La Niña. Así pues, esa falta de acoplamiento entre atmósfera y océano indica que el episodio de El Niño todavía no se ha instalado. La mayoría de los modelos de

predicción pronostican temperaturas oceánicas dentro de los márgenes correspondientes a un episodio de El Niño durante el resto de 2018 y el primer trimestre de 2019. Según las estimaciones, la probabilidad de que se instale un episodio de El Niño plenamente desarrollado durante el periodo comprendido entre diciembre de 2018 y febrero de 2019 oscila entre el 75 % y el 80 %. Adicionalmente, los análisis del IRI estiman que dé presentarse el episodio, se extendería hasta la primavera de la hemisferio norte de 2019.

La mayoría de los modelos globales internacionales de baja resolución espacial, sugieren para Colombia reducciones de precipitación, principalmente en la mayor parte de la región Caribe y zonas de las regiones Andina y Pacífica para el trimestre Diciembre-Enero-Febrero (DEF).

PRONOSTICO ESTACIONAL DEL IDEAM: Para el trimestre Diciembre-Enero-Febrero, los análisis de IDEAM basados en la condición del comportamiento de la lluvias de los últimos seis meses y la predicción para los siguientes tres meses, estiman que el 25% de la superficie de Colombia estaría en condiciones deficitarias de precipitación, mientras que el 74% restante presentaría una situación cercana a los promedios climatológicos. ($\pm 20\%$ de desviación respecto a los valores climatológicos).

Por ejemplo: el Caribe “seco” viene con una situación deficitaria y se espera una situación normal para el trimestre en DEF, lo que se traduce en precipitaciones escasas; esto hace que el IDEAM realice monitoreo constante de situaciones de sequía meteorológica en ésta zona y de igual manera en algunos sectores de la región Andina. La condición de los llanos orientales para el trimestre DEF, es que normalmente (climatológicamente) sea deficitaria y no le antecede una situación con valores por debajo de lo normal en los últimos seis meses. Finalmente, el centro-sur de la región Pacífica presentará valores por debajo de lo normal pero no de sequía meteorológica debido a que es un lugar que climatológicamente es húmedo a lo largo de todo el año, inclusive estacionalmente al oeste del Cauca es donde se presentan los mayores volúmenes de precipitación.

Conclusiones

El diagnóstico a partir de datos y análisis internacionales de los centros de predicción climática permiten determinar que, durante el último trimestre septiembre-octubre-noviembre, la dinámica de interacción océano-atmósfera empieza a evolucionar hacia un evento cálido particularmente en la parte oceánica, ya que las anomalías de la temperatura del mar se encuentren superiores a la media y por encima del umbral de $+0.5^{\circ}\text{C}$ acompañada de la parte atmosférica por un paulatino debilitamiento de los vientos Alisios.

Los centros de predicción climática internacionales como la NOAA (26 de noviembre) y el IRI (19 de noviembre) favorecen la formación de un evento El Niño débil a moderado, con la expectativa de que la circulación atmosférica eventualmente se acople con el calor anómalo del Pacífico ecuatorial; así mismo estiman una probabilidad del 80% de que El Niño se establezca durante el invierno 2018-19 y continúe hasta la primavera de 2019 con una probabilidad del 60%; situación similar informó la OMM.

Como respuesta al próximo evento El Niño de intensidad posiblemente débil, la mayoría de los modelos del IDEAM estiman una reducción de precipitaciones en la mayor parte del territorio colombiano; consistente con lo que predicen la mayoría de los modelos globales de predicción estacional. Con este posible evento El Niño, y como lo ha venido manifestando el IDEAM desde mediados de este año, es importante mencionar que el momento de madurez de este fenómeno El Niño podría coincidir con la primera temporada “seca” o de menos lluvias de 2019 en las regiones Caribe, Andina y Orinoquia; situación que podría acentuar más dicha temporada.

En términos de predicción climática para diciembre, los modelos sugieren que las precipitaciones se presenten mayormente durante la primera década del mes debido a la posible incidencia de la MJO en su fase convectiva. Bajo este contexto se prevé que dicho mes se comporte como un mes de transición entre la segunda temporada de precipitaciones de 2018 y la primera temporada de menos lluvias (“seca”) de 2019; no obstante y teniendo en cuenta lo anterior, se estima que las precipitaciones terminen por debajo de lo normal en amplias zonas de las regiones Caribe y Andina.

Con respecto al trimestre consolidado diciembre-enero-febrero (DEF) y en términos de precipitación, se estiman volúmenes entre lo normal y por debajo de lo normal en la mayor parte del país.

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

Desarrollo

1. ACTAS:

ACTA 545: publicada para comentarios el 8 de noviembre de 2018. Comentarios de EMGESA, GECELCA, EPSA, PROELECTRICA e ISAGEN . El Consejo aprueba esta acta con los comentarios presentados.

ACTA 546: CNO no presencial.

ACTA 547: publicada para comentarios el 3 de diciembre. Comentarios de ISAGEN, PROELECTRICA y EPM. Se aprueba esta acta con los comentarios presentados.

ACTA 548: publicada para comentarios el 3 de diciembre. Comentarios de INTERCOLOMBIA y PROELECTRICA. Se aprueba esta acta con los comentarios presentados.

ACTA 549:CNO no presencial.

2. ACUERDOS: Se aprobaron los siguientes acuerdos:

1. La modificación de las series oficiales de caudales de los ríos Cuenca Propia Porce II y Cuenca Propia Porce II desde Carlos Lleras de los años 2008 a 2016; de Cuenca Propia Porce III de los años 2008, 2009 y 2010; de Guatapé de los meses julio de 2012, enero de 2013 y diciembre de 2014 y del río Tenche de febrero de 2015.

2. La incorporación de un cambio del mínimo técnico de la planta de generación Gecelca 32.

3. La incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta de la pequeña central hidroeléctrica Río Frío (Támesis).

4. La actualización de la información de la serie hidrológica San Miguel.

5. La modificación de los protocolos para la medición de estatismo y banda muerta de las unidades y plantas de generación.

6. La ampliación del plazo para la realización de las pruebas del factor de conversión de las centrales Alto Anchicayá, Prado, Salvajina y Calima.

7. Se actualiza la lista de firmas auditoras de los precios y cantidades de los combustibles declarados para la determinación del precio marginal de escasez.

8. Se modifica el parámetro Velocidad máxima de cambio de carga del Sistema y Velocidad mínima de cambio de carga por unidad.

Conclusiones

Se aprobaron los acuerdos presentados y recomendados y las actas preliminares consideradas.

3. INFORME DEL SECRETARIO TECNICO	NO	Presentar el informe del Secretario Técnico al Consejo en su reunión 550.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:

- Según lo previsto en el Reglamento Interno del CNO, se abrieron las votaciones el día 03 de diciembre para la conformación del Consejo en el 2019 (representantes de generación, transmisión y distribución), las cuales cerraron el día 04 de diciembre de 2018. Los miembros del Consejo en el 2019 por elección son:
 - GENERACION ENTRE EL 1 Y EL 5 %: GECELCA y URRÁ.
 - GENERACION MENOR AL 1 %: PROELECTRICA
 - DISTRIBUIDORES: COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE
 - TRANSPORTADORES: ISA/INTERCOLOMBIA
- Se presenta el presupuesto de funcionamiento del Consejo 2019. Se solicita el nombramiento de una comisión para la revisión de detalle de los diferentes rubros que lo componen el Consejo nombra la comisión conformada por INTERCOLOMBIA, XM y PROELECTRICA la cual aprobará el presupuesto con el ajuste del incremento definitivo del salario mínimo y será ratificado en la reunión ordinaria del Consejo del mes de enero. El incremento del presupuesto es del 7.46 % bajo el supuesto de incremento del salario mínimo del 5 %. Se recomienda a las empresas que lo puedan hacer dejar una reserva para estudios estimada de 61.5 millones para una proyección de estudios por valor de 800 millones. El presupuesto será ajustado una vez se conozca el valor del incremento del salario mínimo para el 2019.

ASPECTOS TÉCNICOS:

- El Comité de Distribución finalizó el documento de pruebas requeridas durante el proceso de conexión de la Generación Distribuida-GD y la Autogeneración a pequeña y gran escala con capacidad menor a 5 MW, esto en el marco de la Resolución CREG 030 de 2018. Este documento será enviado al Subcomité de Controles para establecer el protocolo asociado a la prueba "verificación funcional del sistema de control". Una vez se surta este paso se socializará para recepción de observaciones y posterior envió a la CREG.
- El Alto Consejero para la Seguridad Digital citó a una reunión con la CREG, XM y CNO para conocer el estado de avance de la conformación del CSIRT del sector eléctrico para el próximo 13 de diciembre.
- Los diferentes comités y subcomités del Consejo están revisando en detalle los proyectos regulatorios 123 y 127 de 2018 de la Comisión, respecto a la propuesta transitoria para la conexión de la generación eólica y solar fotovoltaica en el STN y los STR's, al igual que los mecanismos para incorporar los sistemas de almacenamiento en el SIN. Respecto a la primera resolución se identifica que los planteamientos de la CREG son consistentes con la propuesta de julio de 2018 de XM, en relación a los requerimientos mínimos que deben cumplir estas tecnologías para su incorporación al sistema. Si bien la mayoría de los planteamientos de la Comisión fueron analizados y conceptuados durante el año en curso por el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE, permanece la observación de hacer extensivas las necesidades de información para el planeamiento operativo energético a las nuevas plantas hidroeléctricas filo de agua. Por otro lado, los mecanismos planteados por la CREG para la integración del almacenamiento electroquímico, baterías, sólo incluye la aplicación de gestión de restricciones sun considerar las demás funcionalidades. La resolución define el mecanismo de ampliación como la primera opción para la ejecución de estos dispositivos y se establece que la toma y descarga de las baterías sería responsabilidad del CND. En relación a este último punto, debe adecuarse el proyecto normativo, ya que como está redactado, la descarga del dispositivo no sería automática, imposibilitando el servicio que ha planteado la UPME y XM para su instalación en la subárea Atlántico. Adicionalmente, la carga debe estar supeditada solamente a la condición de bajo precio de bolsa, ello también depende de los servicios que pueden prestar.

En este punto CELSIA manifiesta que debe revisarse la pertinencia de que el operador del mercado, XM, opere un elemento de almacenamiento electroquímico cuando este cumpla funciones de gestión de restricciones, es decir, su descarga se dé bajo condiciones de contingencia. También menciona que la carga del dispositivo debe ser inmediata posterior a una descarga, motivada esta por una falla sencilla. El Secretario Técnico del Consejo aclara que, dada la naturaleza de la aplicación, lo normal es que la carga se materialice cuando el precio de bolsa sea bajo y se haya llegado a un nivel de almacenamiento mínimo producto de múltiples descargas, a diferencia del suministro de potencia (descarga) que sí debe ser automático. Es decir, la carga del SAEB no necesariamente debe ser inmediata una vez se produce una descarga.

Al margen de lo anterior, el CNO advierte que la carga de elementos de almacenamiento localizados en zonas congestionadas podría ocasionar restricciones, ya que la generación necesaria para su carga solo podría provenir de la misma área. Lo anterior independientemente del beneficio que representan dichos dispositivos al evitar la programación de generación de seguridad durante múltiples periodos. Al respecto el Asesor Técnico del Consejo recalca que la viabilidad de los SAEB es determinada por la UPME, motivo por el cual, al momento de establecer sus beneficios para el sistema, se deben también interiorizar los costos reales relacionados con la carga de las baterías.

- Si bien hay opiniones que recomiendan el tratamiento de las baterías como elementos de generación (TEBSA), de manera que entregue su energía en competencia ajustado a las reglas del mercado de energía mayorista teniendo fronteras comerciales, tanto como comprador como vendedor, o que al momento de su despacho participará en la formación del precio, se aclara que la experiencia internacional ha encasillado a estos dispositivos BESS en función de su aplicación, es decir, depende si son diseñados para gestión de restricciones, regulación de frecuencia, firmeza de energía para fuentes intermitentes, entre otras. Comenta que hay dispositivos como los compensadores estáticos dinámicos (SVC y STACOM) que cumplen funciones que también son proporcionadas por las unidades de generación (suministro y absorción de potencia reactiva para el

control de tensión).

6. Se envió comunicación a la CREG con los comentarios iniciales a la Circular 090 (disponible en la página web del Consejo). La Comisión amplió el plazo para observaciones preliminares hasta el 17 de diciembre del año en curso. Vale la pena mencionar que en función de los tres documentos asociados a dicha circular y las propuestas previas realizadas por el CNO y XM, los comentarios específicos y de detalle se tendrán en los primeros meses del año entrante.
7. Se envió comunicación al MADS sobre el desarrollo de la segunda evaluación del impacto de la Guía metodológica para el cálculo del Caudal Ambiental. En dicha carta se incluyeron las aclaraciones enviadas por el Ministerio de Ambiente respecto a cómo calcular los aprovechamientos y la importancia de su inclusión explícita en la versión final de la guía. En este punto el Secretario Técnico del Consejo resume brevemente como se va a llevar a cabo la modelación. Se comenta que se simularan todas las plantas como filo de agua, indistintamente de la capacidad de almacenamiento a través de los embalses. Lo anterior teniendo en cuenta lo manifestado por los Agentes, en relación a la imposibilidad de acogerse a la transición planteada por la guía y desarrollar las obras de adecuación (por motivos técnicos y ambientales). Es decir, las plantas vía vertedero cumplirían dicha guía, permitiendo el paso del caudal ambiental. Al respecto, ISAGEN menciona que las plantas de generación con embalse no fueron diseñadas para que el vertedero permita el paso de los caudales de rebose de manera permanente, es decir, se generarían afectaciones sobre la infraestructura civil. También comenta que en la modelación no se están considerando las restricciones de la red de transporte de gas (coordinación gas/electricidad), lo cual también afectaría notablemente los resultados de las simulaciones. Respecto a esta observación se menciona que el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO definió la mejor manera de modelar y así valorar el impacto de la guía era de esa manera.
8. Se respondió la comunicación de DRUMMOND, en la que este solicitó al Consejo la reconsideración de la solicitud de conexión en T como usuario del servicio público de electricidad, en aplicación de la excepción de inconstitucionalidad a la Resolución CREG 093 de 1996 (disponible en la página web del Consejo). Asimismo, llegó una nueva solicitud de TRANSELCA de autorización de conexión en T desde el 1 de enero hasta el 31 de mayo de 2019 del usuario Drummond, mientras la UPME realiza los análisis técnicos de las alternativas de conexión al SIN y los análisis regulatorios correspondientes.
9. Si bien el Consejo junto con la Universidad de los Andes definieron los protocolos para el cálculo de la Capacidad Efectiva Neta-CEN de las plantas eólicas, y ya se cuenta con la recomendación de la Comisión Temporal de Trabajo de Plantas Eólicas, se solicitó por parte de XM analizar el protocolo para ajustar el procedimiento en cuanto a la determinación de la CEN cuando no se cuenta con información del recurso. Se citará para la semana próxima a la Comisión.
10. El SURER dio concepto favorable a la ampliación del plazo del contrato con la UNAL de "Cuantificación de las incertidumbres asociadas a los balances energéticos del SIN" en 2 meses y una adición de \$ 42.276.000. La justificación se basa en que se ha requerido información adicional para llevar a cabo las actividades del contrato y su consecución ha implicado mayores tiempos de los presupuestados. El presupuesto es para cubrir el pago de algunos de los profesionales del equipo por un mes adicional. El proyecto terminaría en marzo de 2019.
11. Se propone que el pago de este valor adicional se haga con las utilidades que se repartirán del CONGRESO MEM 2018 que se estima son de 60 millones de pesos.

Conclusiones

La comisión PRESUPUESTO DEL 2019 se conformó con XM, INTERCOLOMBIA y PROELECTRICA.

4. Auditoria a los procesos del ASIC-LAC-TIE 2017, CND 2016-2017	NO	Presentar los resultados del trabajo de aseguramiento razonable independiente sobre el cumplimiento de las obligaciones de XM S.A. E.S.P. derivadas de las Resoluciones emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), como: • Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC, • Liquidador y Administrador de Cuentas -LAC-, • Para las Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE-, • Operador del Centro Nacional de Despacho -CND-	INFORMATIVO	SI	NO
--	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

PWC muestra los resultados sobre el cumplimiento de las obligaciones de XM S.A. E.S.P. derivadas de las Resoluciones emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ello en los siguientes procesos: i) Administración del Sistema de Intercambios Comerciales-ASIC; ii) Liquidación y Administración de Cuentas-LAC; iii) Transacciones Internacionales de Electricidad-TIE; Operación del Centro Nacional de Despacho-CND.

El objetivo de aseguramiento razonable es la reducción del riesgo a un nivel aceptablemente bajo, para proveer una conclusión positiva que afirme que el asunto verificado cumple, en todos los aspectos relevantes, con el marco de referencia seleccionado.

Conclusiones

Las conclusiones de dicha auditoría son las siguientes:

- XM S.A. E.S.P., cumplió en todos los aspectos materiales con las resoluciones emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), vigentes para:
- El período comprendido entre el 1° de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2017, dentro de los procesos que desarrolló como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales-ASIC, Liquidador y Administrador de Cuentas-LAC y para las Transacciones Internacionales de Electricidad-TIE.

- El período comprendido entre el 1° de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2017, dentro del proceso que desarrolló como operador del Centro Nacional de Despacho-CND.

5. INFORME DE COMITES	NO	Presentar el informe de actividades y de temas tratados en la ultima reunión de los diferentes Comités del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Comité de Operación. Los temas tratados en la reunión 315 fueron:

- Informe hidro-climático y ambiental del IDEAM-SURER.
- Emisión de conceptos de Acuerdos.
- Revaluación de parámetros AGC 2018-2019.
- Situación Eléctrica y Energética del Sistema Interconectado Nacional.
- Revisión regulatoria: Resoluciones CREG 123 y 127 de 2018, y circular 90 de 2018.
- Revisión Caudal Ambiental.

Comité de Transmisión. Los temas tratados en la reunión 173 fueron los siguientes:

- Seguimiento al plan operativo 2018.
- Revisión y aprobación coordinación de maniobras.
- Experiencias mantenimiento Guavio.
- Avances Medición Fasorial.
- Informe XM.
- Informe reunión Consultor Código de Redes.

Comité de Distribución. Los temas tratados en la reunión 210 fueron los siguientes:

- Informe XM.
- Revisión Propuesta de modificación del Acuerdo sobre metodología para el cálculo de pérdidas de nivel de tensión 4 a raíz de la situación identificada con ENERCA.
- Protocolo de pruebas asociado a la Resolución CREG 030 de 2018 para entregar a la CREG.

Comité Tecnológico. Los temas tratados en la reunión 75 fueron los siguientes:

- Revisar Plan Operativo del 2018.
- Presentación proyecto ISAAC.
- Ciberseguridad.
- Espectro Radioeléctrico para el sector - Tachyon - Juan David Molina.
- Revisión regulatoria.

Conclusiones

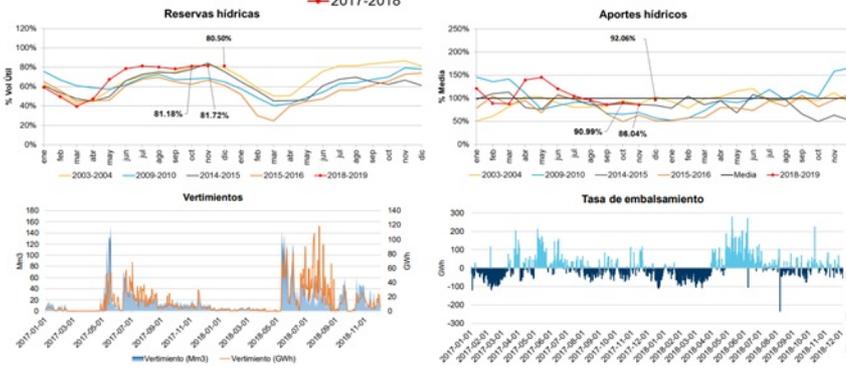
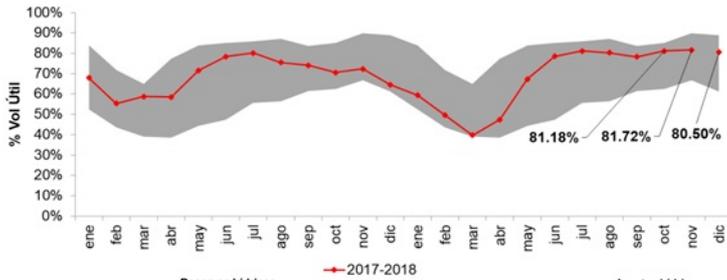
6. PRESENTACION XM- SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar el Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda y dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.	INFORMATIVO	SI	NO
--	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

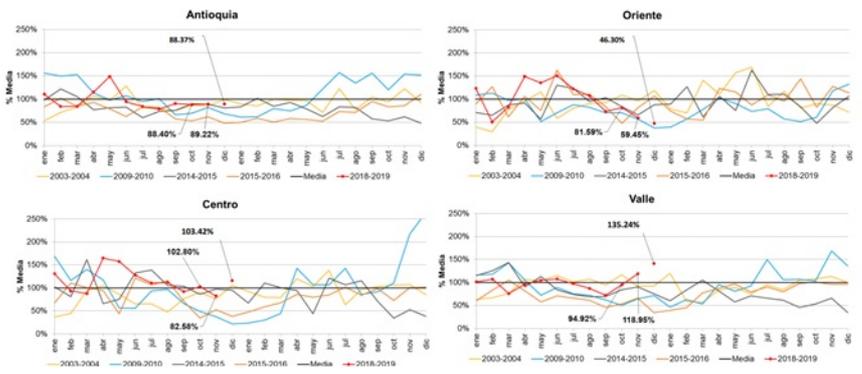
El CND muestra la evolución de las principales variables del SIN, el panorama energético y las principales situaciones operativas.

- Variables del SIN: En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de las reservas hídricas, los aportes al SIN de manera agregada y regional, el volumen útil de los principales embalses, los vertimientos y el comportamiento de la demanda.

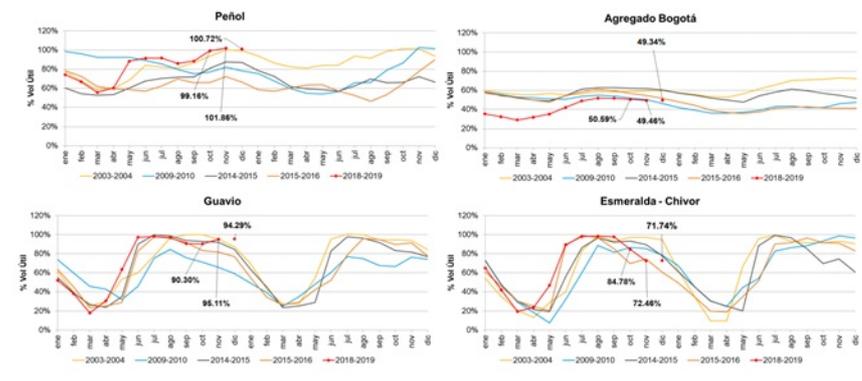
Reservas hídricas - 2000 a 2018

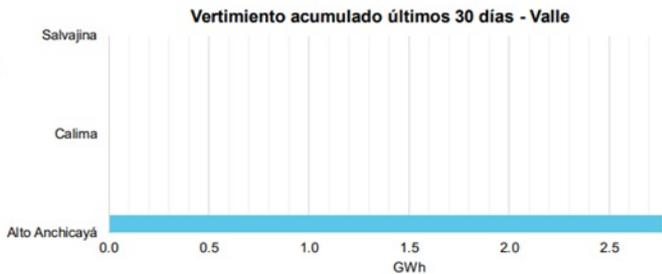
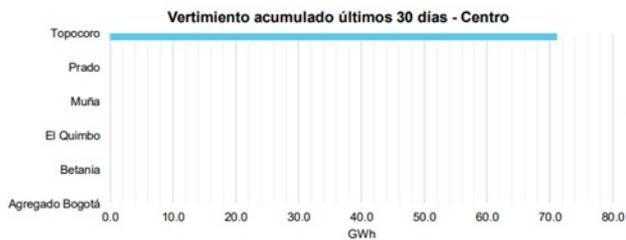
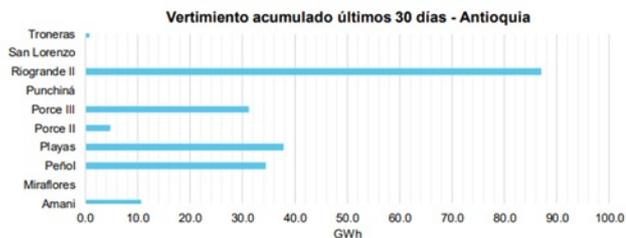


Aportes por regiones

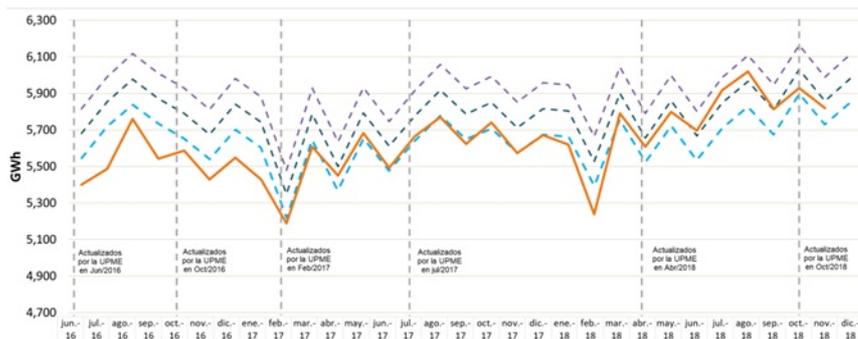


Evolución de principales embalses





Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Noviembre 2018

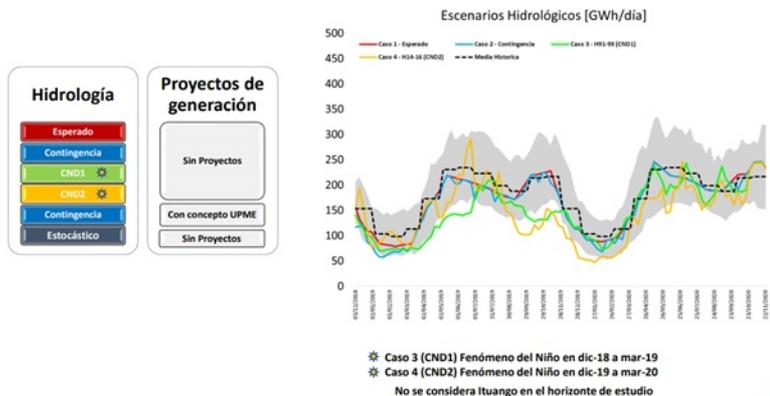


Panorama Energético: En las siguientes gráficas se presentan los supuestos y resultados de los análisis energéticos de mediano plazo y sus conclusiones:

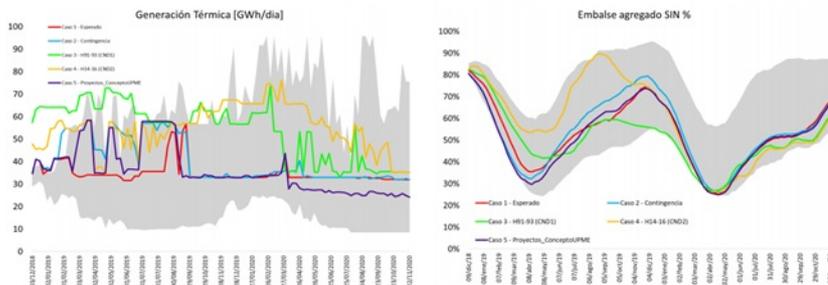
Supuestos considerados

Horizonte MP: 2 años, resolución semanal	Condición Inicial Embalse MP: Diciembre 3, 82.3%	Intercambios Internacionales No se consideran
Demanda MP: Escenario alto UPME (Oct/18)	Desbalance hídrico 14.7 GWh/día promedio mensual	Información combustibles Precios: UPME Disponibilidad reportada por agentes
Parámetros del SIN - PARATEC - Heat Rate + 15% Plantas a Gas	Mtts Generación Aprobados, solicitados y en ejecución - SNC Dic/18 - Nov/19	Expansión Generación - MP: Sin proyectos. - MP: Un caso con proyectos con concepto de conexión por parte de UPME
Costos de racionamiento Último Umbral UPME Oct/18.	Mín. Embalses MOI, MAX(MOS,NEP)	

Panorama Energético Mediano Plazo



Panorama Energético Mediano Plazo



Conclusiones

En el mediano plazo (2 años), con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperadas y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.

Acorde con los niveles de probabilidad de ocurrencia de un fenómeno del niño durante los próximos meses, los escenarios hidrológicos propuestos representan un desarrollo del mismo durante la primera temporada seca (2018-19) ó la segunda (2019-20). Los escenarios muestran un aumento de la generación térmica con valores promedio que pueden situarse entre 40 y 55 GWh/día para los escenarios hidrológicos Esperado y Contingencia en la temporada seca 2018-2019.

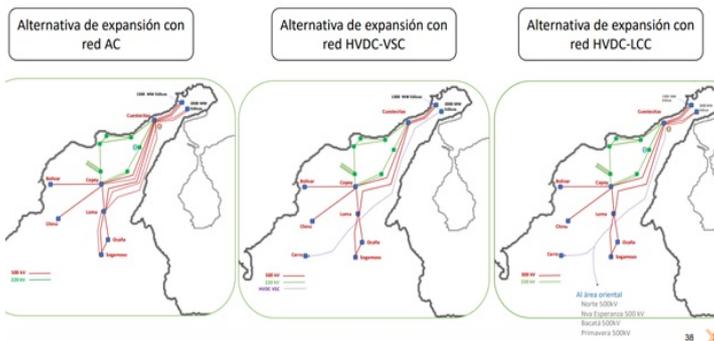
Se recomienda maximizar la disponibilidad de los recursos de generación especialmente durante la temporada seca (2018-19). Igualmente debe maximizarse la disponibilidad de combustibles para generación.

Con la entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME en el horizonte de análisis del mediano plazo, se observa una contribución de recursos renovables solares y eólicos, que se incrementa hacia marzo de 2020 y llega a valores semanales promedios superiores a 2 GWh/día.

Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN tanto de transmisión como de generación.

Situaciones Operativas: El CND destaca la reevaluación de los parámetros del AGC 2018-2019, donde se ajustaron la velocidad máxima de cambio de Carga del Sistema, la Velocidad mínima de Cambio de Carga por Unidad y la constante de regulación del sistema para los escenarios de demanda mínima, media y máxima. Los detalles pueden ser consultados en la presentación adjunta a esta Acta.

XM también resume los principales resultados de los análisis llevados a cabo en el marco de los Informes trimestrales de restricciones I, II y III (evaluación eléctrica y energética de las alternativas HVDC para conectar la segunda etapa del desarrollo eólico de la Guajira). Las conclusiones se presentan a continuación:



LCC: Riesgo de sobretensiones ante la pérdida del enlace HVDC, como solución se plantea especificar la desconexión de filtros ante pérdidas en el enlace.

VSC: efectos en el comportamiento de la frecuencia ante eventos que lleven a la pérdida de uno o de los dos polos de los enlaces HVDC-VSC. El evento podría llevar a la actuación del EDAC y la evolución de la frecuencia podría no cumplir los criterios definidos por la CREG para el diseño del esquema EDAC.

Para la conexión HVDC LCC analizada, el modelo energético en su proceso de optimización, muestra una baja utilización del enlace prefiriendo la inyección directa de producción eólica al sistema eléctrico de GCM

Para el caso del área oriental, en los meses de julio y agosto se tienen altas probabilidades de contar con energía local, (Altos aportes del piedemonte llanero) que, junto con una eventual conexión de generación eólica transferida, pueden superar la demanda del área, requiriéndose la exportación de excedentes al SIN.

En el caso de la conexión de la conexión a Cerromatoso 500kV, la energía es trasladada hasta el sur del área Caribe para que nuevamente fluya al centro de carga de Caribe en el norte del área (incluso regresando a GCM a través de Chinú – Copey 500 kV)

La evaluación económica con la información disponible (elevada incertidumbre en costos del HVDC para Colombia) y desde el punto de vista de un modelo energético centralizado y de costos, sugiere que los valores B/C obtenidos probablemente no justifiquen desde el punto de vista de ahorros el nivel de inversión en tecnología HVDC para el propósito de este análisis.

La restricción de importación del área Caribe es una condición operativa natural de un sistema térmico que demanda energía más económica de la región andina, lo que ha conllevado en el tiempo al desarrollo de obras de transmisión que permitan maximizar las transferencias para satisfacer la demanda creciente de la costa. La disponibilidad de recurso renovable de menor costo que la térmica en esta región es una oportunidad para el control de la restricción mencionada, lo que sugiere que la energía renovable producida en la región sea consumida localmente.

No obstante, se debe revisar cuidadosamente la experiencia internacional para establecer todos los potenciales beneficios operativos que puede brindar la tecnología HVDC al SIN colombiano, la cual se apalancaría fuertemente si se tuviese certeza de una mayor instalación de eólicas a las consideradas en este estudio.

En este punto se hacen las siguientes observaciones:

- El cálculo de la relación Beneficio/Costo solo tuvo en cuenta una matriz de generación de energía eléctrica, motivo por el cual no se valoran los beneficios por reducción del costo marginal de la demanda. En otras palabras, solo se considera un símil de la reducción de restricciones (costo operativo térmico).
- Dentro de los beneficios de las opciones topológicas que contemplan la interconexión de GCM con el área Oriental (HVDC-LCC), no se ha cuantificado como se incrementa el límite de importación al área Caribe en el largo plazo, ni como esta alternativa permite aprovechar y garantizar la flexibilidad de las plantas hidroeléctricas con embalse del interior del país para gestionar la intermitencia de las FNCER, y hasta cierto punto considerar su inercia (a pesar de ser una interconexión asíncrona, también hay enmallamiento con red convencional AC).
- Si bien XM comenta que el refuerzo de la red AC sería la mejor alternativa, ya que permitiría consumir toda la generación renovable localmente en el área Caribe (en las opciones HVDC la energía retornaría a dicha zona también), reduciendo la transferencia desde el interior del sistema a la costa atlántica, desde el punto de vista del soporte de tensión toda la generación eólica representaría a lo sumo una unidad equivalente. Adicionalmente, este tipo de generación desplaza plantas

convencionales y su inercia correspondiente, lo cual, dependiendo de los eventos sobre la red o unidades de generación, se pueden ocasionar problemas de inestabilidad de frecuencia. En otras palabras, se podrían requerir unidades de generación convencional para mantener un nivel mínimo de inercia. Por todo lo anterior el CNO recomienda a XM tener en cuenta dichos aspectos.

Respecto a lo comentado por el Consejo, CELSIA recomienda a la UPME tener en cuenta el costo verdadero de la integración de la generación intermitente, donde se incluyan todos los aspectos operativos, principalmente la programación adicional de reservas para garantizar su inserción, junto con su costo. La Unidad esta de acuerdo y menciona que mejorarán las evaluaciones técnico-económicas.

Finalmente, XM muestra lo sucedido en la declaración de parámetros de los circuitos a nivel de 230 kV correspondientes a la subestación Belén, la necesidad de reporte de la capacidad de corto circuito de todas las subestaciones de propiedad de los OR y Transportadores, ello por los recientes acontecimientos en la subestación Ternera, y los indicadores de operación. Para mayor detalle consultar las presentaciones adjuntas a esta Acta.

Conclusiones

En el mediano plazo (2años), con la la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperados y demás demás supuestos considerados, el sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación reglamentación vigente.

Acorde con los niveles de probabilidad de ocurrencia de un fenómeno del niño durante los próximos meses, los escenarios hidrológicos propuestos representan un desarrollo del mismo mismo durante la primera temporada seca (2018-19) ó la segunda (2019-20). Los escenarios muestran un aumento de la generación térmica con valores promedio que pueden situarse entre 40 y 55 GWh/día para los escenarios hidrológicos Esperado y de Contingencia en la temporada seca 2018 -2019 .

Se recomienda maximizar la disponibilidad de los recursos de generación especialmente durante la temporada seca (2018-19). Igualmente debe maximizarse la disponibilidad de combustibles para generación.

Con la entrada de proyectos generación conceptuados por UPME en el horizonte análisis del mediano plazo, se observa una contribución de recursos renovables solares y eólicos, que se incrementa hacia marzo 2020 y llega a valores semanales promedio superiores a 2 GWh/día.

Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda.

Se debe hacer un seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN tanto transmisión como generación.

7. CONEXION EN T SOLICITUD DE TRANSELCA	NO	Aprobar las recomendaciones del Comité Legal respecto a la solicitud de conexión en T de Transelca a partir del 1 de enero hasta el 31 de mayo del 2019.	APROBACIÓN		
---	----	--	------------	--	--

Desarrollo

ISAGEN reiteró su potencial conflicto de interés y se retiró de la sala mientras el C.N.O. realizó las deliberaciones y decisiones asociadas con el tema.

Las recomendaciones respecto a la conexión en T de Transelca/Drummond después de los análisis técnicos en el Comité de Operación y en el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico son las siguientes:

- Teniendo en cuenta los resultados de los análisis de confiabilidad, el CNO no puede autorizar la conexión en T (Resolución CREG 093 de 1996).
- Por el antecedente de la expedición del Acuerdo por el que se establecen los procedimientos operativos para mantener las condiciones actuales de calidad, confiabilidad y seguridad en la subárea Guajira-Cesar-Magdalena, ante la aprobación excepcional de la conexión en "T", se recomienda solicitar a la CREG concepto sobre la expedición de un nuevo acuerdo a partir del 1/1/19 hasta el 31/5/19.
- Si la CREG da concepto favorable a la expedición del Acuerdo, el CNO puede autorizar la conexión en T a Transelca, a partir del 1/1/19 hasta el 31/5/19, sujeto a la condición de la respuesta de la UPME y el plazo solicitado por Transelca de análisis de la respuesta y expedir el acuerdo correspondiente. Si la CREG no da concepto favorable a la expedición del Acuerdo, el CNO no puede autorizar la conexión en T a Transelca.
- Si el CNO da la autorización a Transelca de la conexión en T del 1/1/19 al 31/5/19, se debe aclarar que esta no implica la autorización para que Drummond se conecte en la T.
- Drummond debe solicitar a la UPME nuevamente el punto de conexión en la T autorizada a Transelca.

El CNO en pleno acoge las recomendaciones y solicita enviar comunicación a CREG para proceder, con su visto bueno, a expedir el acuerdo operativo correspondiente.

Conclusiones

- Por el antecedente de la expedición del Acuerdo por el que se establecen los procedimientos operativos para mantener las condiciones actuales de calidad, confiabilidad y seguridad en la subárea Guajira-Cesar-Magdalena, ante la aprobación excepcional de la conexión en "T", se recomienda solicitar a la CREG concepto sobre la expedición de un nuevo acuerdo a partir del 1/1/19 hasta el 31/5/19.
- Si la CREG da concepto favorable a la expedición del Acuerdo, el CNO puede autorizar la conexión en T a Transelca, a partir del 1/1/19 hasta el 31/5/19, sujeto a la condición de la respuesta de la UPME y el plazo solicitado por Transelca de análisis de la respuesta y expedir el acuerdo correspondiente. Si la CREG no da concepto favorable a la expedición del Acuerdo, el CNO no puede autorizar la conexión en T a Transelca.

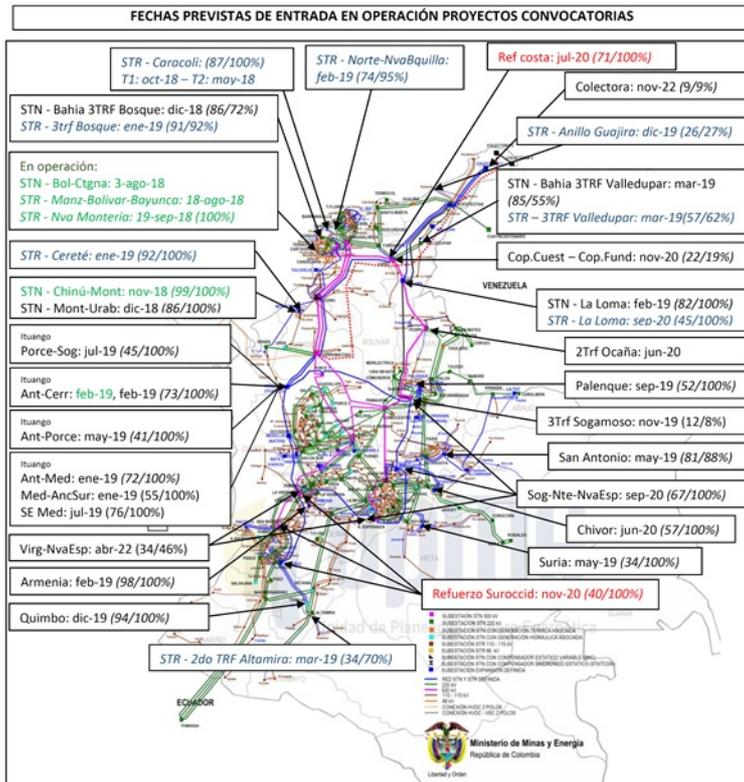
- Si el CNO da la autorización a Transelca de la conexión en T del 1/1/19 al 31/5/19, se debe aclarar que esta no implica la autorización para que Drummond se conecte en la T.
- Drummond debe solicitar a la UPME nuevamente el punto de conexión en la T autorizada a Transelca.

El CNO en pleno acoge las recomendaciones y solicita enviar comunicación a CREG para proceder, con su visto bueno, a expedir el acuerdo operativo correspondiente.

8, INFORME UPME	NO	Presentar el estado de los proyectos de las convocatorias del STN y del STR.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

La UPME presenta el estado de las convocatorias del STN y STR, el mismo se observa en el siguiente mapa:



Conclusiones

9. VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO
-----------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- La próxima reunión ordinaria del Consejo será el día 17 de enero de 2019.
- Ante la solicitud del CAC de participar en el Grupo de Restricciones se recomienda no aceptar esta inclusión en virtud del decreto MINMINAS que prohíbe la participación de comercializadores en las sesiones de comités y subcomités del C N O. y el Comité de Operación es el que lleva el tema en sus sesiones.

Conclusiones