Acta de reunión
Acta N° 534
5 Abril, 2018 OFICINAS CNO BOGOTA.

Presentar el acta de la reunion 534 ordinaria de abril del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Cristian Augusto Remolina	NO	SI
GECELCA	Jesus Gutierrez	NO	SI
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
EPSA	German Garces	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
ELECTRICARIBE	Hector Andrade Hamburger	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Botero	NO	SI
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	SI	NO
URRA	Rafael Piedrahita de León	NO	SI
CNO	Adriana Perez	SI	NO
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
GEB	Jairo Pedraza	SI	NO
UPME	Alvaro Gómez Ruiz	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO

TERMOVALLE	Olga Beatriz Callejas	SI	NO
TERMOTASAJERO	Hernando Diaz	SI	NO
XM	Jaime Alonso Castillo	NO	SI
UPME	William Henao	SI	NO
UPME	Luis Alfredo Hernandez Beleño	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
EMGESA	Yamile Saenz	NO	SI
MINMINAS	Elsa Márquez	SI	NO
XM	Victor Bedoya	NO	SI

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08.30 - 08:40	Verificacion del quórum.
2	08:40 - 09:10	Informe IDEAM.
3	09:10 - 10:00	Aprobaciones - Actas pendientes. - Acuerdos.
4	10:00 - 10:30	Informe secretario técnico.
5	10:30 - 11:00	Informe comités.
6	11:00 - 12:00	Informe XM - Situación Eléctrica y Energética.
7	12:00 - 12:30	Informe UPME.
8	12:30 - 12:50	Varios.

Verificación quórum	SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar las condiciones hidroclimáticas actuales y la predicción climática para el periodo Abril-Mayo y Junio de 2018.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Climatología trimestre Abril/Mayo/Junio-AMJ: IDEAM dice que, si bien junio es un mes de transición hacia un periodo de menos lluvias, dicho mes va a estar ligeramente por encima de la media climatológica. Por otro lado, en algunas zonas del país las precipitaciones estarán por debajo de lo normal. En el Océano Pacífico, región 3-4, la condición ya está muy cercana a lo que se puede catalogar como normalidad, es decir, se viene calentando progresivamente esta zona del Océano (la condición de Niña débil desaparecerá).

El IDEAM muestra el cumplimiento de los 5 trimestres seguidos para declarar la condición de Niña, según el indicador ONI. En junio empieza el tránsito de Ondas del este sobre el Océano Atlántico, situación que posibilita el desarrollo de huracanes.

Predicciones internacionales: Los modelos indican que se está transitando por una condición de neutralidad. Para el segundo semestre se proyecta condición de neutralidad. El IRI y Centro Europeo, por otro lado, muestran que en la región Caribe habría condiciones deficitarias, y en la andina y Orinoquía, precipitaciones por encima de lo normal.

Pronóstico consenso mes de Abril: En la región Andina se observan precipitaciones por encima de lo normal (media climatológica), pero déficits en Nariño y sur del Cauca, al igual que zonas de la región Caribe.

Consenso AMJ: El comportamiento para este trimestre es muy similar al esperado para el mes de abril. La única diferencia radica en la no materialización del déficit en el sur del país, y la presencia de déficit en el Casanare.

Conclusiones

1. Continúa declinación del fenómeno La Niña, que ha presentado acoples intermitentes con la atmósfera.
2. Precipitación:Abril: Lluvias dentro de los valores climatológicos, excepto al norte de la Andina, piedemonte llanero a la altura de Meta y en departamento del Chocó, donde se presentarían excesos. En sectores del Caribe y litoral Pacífico sur, se presentarían condiciones por debajo de los promedios. Para el trimestre actual el comportamiento se observa muy cercano a lo normal.
3. Temperaturas: Muy cercanas a los promedios. (orden de +/- o.5° C)

2. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Someter a consideración y aprobación del Consejo las actas y acuerdos para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

- Se hicieron comentarios al Acta 528 por parte de XM y EMGESA. Fue publicada para revisión el 26 de marzo, donde EPM, INTERCOLOMBIA e ISAGEN allegaron observaciones. Los mismos son incluidos. Se aprueba.
- El Acta 529, no presencial, fue publicada el 26 de febrero.
- El Acta 530 fue publicada el 26 de marzo. Llegaron comentarios de INTERCOLOMBIA e ISAGEN. Los mismos son incluidos. Se aprueba.
- El Acta 531, no presencial, fue publicada el 27 de febrero.
- El Acta 532 fue publicada el 26 de marzo. Llegaron observaciones de EPSA, INTERCOLOMBIA, TEBSA e ISAGEN. Se da una semana más para comentarios.
- El Acta 533, no presencial, fue publicada el 20 de marzo de 2018.

Se aprobaron los siguientes Acuerdos:

- “Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta de las unidades 1, 2 y 3 de la central de generación Prado”.
- “Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio del consumo térmico específico (heat rate) de la unidad 2 de la planta de generación Cartagena”.
- “Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes de los embalses Alto Anchicayá, Calima y Salvajina”.
- “Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los sistemas de control de las unidades 1, 2 y 3 de la central de generación La Tasajera”.
- ” Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta y del consumo térmico específico (heat rate) de la planta de generación Termovalle en operación con gas natural”.
- “Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta de las unidades 1 y 2 de la planta de generación San Matías “.
- “Por el cual se aprueba una ampliación del plazo para la entrega de la actualización de la serie hidrológica Playas del año 2017”.
- “Por el cual se aprueba una ampliación del plazo para la entrega de la actualización de las series hidrológicas Cucuana y San Marcos de la central Cucuana del año 2017”.

Conclusiones

3. INFORME SECRETARIO TECNICO	NO	Presentar el informe del Secretario Técnico al Consejo.	INFORMATIVO	NO	NO

Desarrollo

- Respecto al plan estratégico 2018-2023, el Comité de Estrategia recomienda su adopción. Se deja la presentación en la sesión de la reunión del Consejo para que sus miembros la analicen. Se acuerda agendar un punto en el CNO 535 para su desarrollo detallado. ISAGEN comenta que las discusiones que se dan en el comité de estrategia son importantes y que estas no se dan en el CNO. Se aclara que los temas trabajados por dicho Comité fueron desarrollados por el CNO en talleres específicos durante el 2017. Se mencionó que los temas de las reuniones ordinarias del CNO son de trámite y que los tratados en Estrategia son los realmente importantes. Se invitó a ISAGEN a participar en el Comité de Estrategia. ELECTRICARIBE menciona que se debe definir un mecanismo para dirimir diferencias de opiniones en el Consejo, más allá del procedimiento de votación.
- Posteriormente se abre la discusión sobre caudal ambiental, y se tocan aspectos como el de las empresas que participaron en los análisis de impacto, mecanismo de trabajo, resultados obtenidos en las simulaciones, entre otros aspectos. El Consejo da claridad sobre las dudas presentadas, en relación a quienes aplicaron la guía y los responsables por las simulaciones. Por lo anterior, se acuerda tratar el tema de caudal ambiental primero y posterior al INFORME DE XM- SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA".
- Con el objetivo de reforzar la comunicación con los agentes del SIN sobre las actividades del CNO, se pidió la colaboración del Comité de Comunicadores en los aspectos de revisión y recomendaciones del Boletín mensual del Consejo.
- La CREG dio traslado del recurso de apelación interpuesto por Enertotal contra el Acuerdo 1004 de 2017. Se dio respuesta a la Comisión con el apoyo del Comité Legal.
- Teniendo en cuenta que uno de los integrantes del Comité Asesor de Estrategia ya no hace parte del mismo, el Consejo hizo un llamado a sus miembros para proponer candidatos que reemplacen a la Dra. Evamaría Uribe. A la fecha el candidato propuesto es el Ingeniero Germán Corredor. Se da una semana más para postular candidatos.
- Se interactuó con el Departamento Nacional de Planeación para invitarlo a realizar una presentación sobre los cambios institucionales del sector eléctrico que está vislumbrando a raíz del estudio de Fernando Barrera. El DNP manifestó que no se ha avanzado en relación con lo presentado sobre este tema en el Congreso del MEM del año 2017.
- La mejora de la funcionalidad del plan operativo de la página del CNO ya está en producción.
- Se llevaron a cabo los análisis hidrológicos y de impacto energético por la aplicación de la guía de caudal ambiental del MADS. Los resultados obtenidos y las principales conclusiones fueron presentados en reunión del SPO de marzo. Se adjunta como anexo del informe el avance de la

presentación UPME-XM-CNO sobre el tema. El tema será tratado en el siguiente punto de la agenda de hoy.

- Se solicita al Consejo conformar un grupo de trabajo especializado y dedicado al objetivo de la formulación de los nuevos Códigos de Redes y de Distribución. El perfil de los integrantes que se propone es:

- Habilidades de liderazgo y trabajo en equipo.

- Experiencia en planeamiento operativo eléctrico y/o planeamiento operativo energético.

- Conocimiento normativo y regulatorio, específicamente de las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 070 de 1998.

- Preferiblemente, con conocimiento de referentes de integración de recursos VRE en otros sistemas de potencia.

  La propuesta es que las personas que integren este grupo tengan la disponibilidad del tiempo necesario para articular el trabajo e interactuar con los consultores contratados por la CREG para el desarrollo de este. En las reuniones del mes de abril de los subcomités y comités se hará la revisión de los planes operativos del 2018, para priorizar el desarrollo de documentos que tengan las recomendaciones del Consejo sobre los aspectos técnicos de la operación que serán contratados por la Comisión.

- Se informó por parte de la OMM que el Fondo de Adaptación en su reunión más reciente, aprobó la nota de concepto enviada en enero de 2018. En este sentido, lo que sigue es la formulación de la propuesta. La OMM (WMO) está también negociando con la Agencia de Desarrollo Suiza para cofinanciar la propuesta y contar con suficientes recursos para adelantar el desarrollo de los servicios climáticos para el sector energético de Colombia.

- La OMM y WEMC están organizando en Shanghai, China, un curso sobre el desarrollo de servicios climatológicos para el sector de energía eléctrica. El enlace es el siguiente:

  http://www.wemcouncil.org/wp/event/training-course-on-climate-and-energy-2018/

- Sobre las tareas del CNO asignadas por la Resolución CREG 201 de 2017, se convocó para el jueves 12 de abril a la Comisión Temporal de Plantas Solares para revisar y responder los comentarios de ENEL-ITALIA, sobre el Acuerdo 1042 “Por el cual se aprueba el protocolo de verificación y medición de series históricas para cálculo de ENFICC en plantas solares fotovoltaicas”. Con relación a las tareas pendientes (actualización de los coeficientes de la ecuación de pérdidas por temperatura ambiente y demás constantes (Kc y Kv)), la Universidad de los Andes presentará en junio de 2018 a la Comisión la propuesta de protocolo.

- Sobre las tareas del CNO asignadas por la Resolución CREG 167 de 2017, se convocó para el martes 10 de abril a la Comisión Temporal de Plantas Eólicas, para que la Universidad de los Andes presente el primero de los seis (6) productos que están asociados a dichas tareas. Se socializará el protocolo donde se definen las variables, calidad y tratamiento de las mediciones requeridas para hacer el modelamiento energético, lo anterior utilizando referentes y estándares nacionales e internacionales.

- Se presentó en el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico la propuesta de términos de referencia sobre el estudio de flexibilidad del SIN, que la UPME contrataría con el Banco Mundial (por invitación de la Unidad). Al respecto, XM manifestó que está estudiando este concepto y ha llevado algunos desarrollos para su cuantificación con el modelo “Orquídea”. En este sentido, se definió la importancia de llevar a cabo una reunión UPME-XM-CNO para presentar la visión de cada entidad sobre la flexibilidad, y no duplicar tareas en el estudio que se contrataría.

- Producto de la reunión CREG-XM-CNO sobre la reformulación de los Códigos de Red y Distribución, se envió comunicación a la CREG presentando nuevamente los estudios llevados a cabo por el Consejo respecto a estos temas. Son más de 15 estudios y propuestas.

- Se envió a la CREG el documento de "Consideraciones Técnicas para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia de plantas de generación del SIN". El mismo puede ser consultado en la página web del CNO.

- La UPME envío su respuesta a la solicitud de una empresa de ingeniería brasilera de modificación de los requisitos para integrar la lista de interventores de los STRs (Resolución CREG 024 de 2013). La Unidad aceptó que se modifique la experiencia del participante, la cual puede ser acreditada en el exterior. Los términos de referencia para la integración de la lista de interventores de los STRs publicados en la página WEB del CNO ya fueron actualizados.

- Se está estructurando desde el SPO un seminario de planeamiento energético, donde se aborden los cambios estructurales que enfrentará el SIN con la incorporación de nuevas tecnologías. El objetivo es presentar casos de éxitos de Sistemas Eléctricos de Potencia-SEP que ya cuentan con una participación importante de fuentes VRE y nuevos elementos, como las diferentes tecnologías de almacenamiento. También se espera contar con varios desarrolladores de modelos de planificación energética, e instituciones como IRENA, lo anterior para socializar las nuevas herramientas y metodologías. El día 11 de abril se realizará teleconferencia con el Banco Interamericano de Desarrollo-BID, ya que se está buscando estructurar dicho seminario con la colaboración de este organismo.

- El IDEAM invitó al CNO a participar en la mesa de trabajo del sector de hidroenergía, en el marco de la estructuración de la metodología de formulación del Estudio Nacional del Agua-ENA 2018.
- Se expidió el decreto 570 de 2018 del MME, “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”. En él se establecen los lineamientos de política pública para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía eléctrica y que sea complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista. Adicionalmente, se define un plazo de 12 meses para que la UPME y la CREG adapten sus procedimientos, ya que la Unidad deberá hacer seguimiento a los objetivos de dicho decreto en sus planes de expansión, y la Comisión tendrá que definir el producto a subastar junto con su mecanismo, en total concordancia con los análisis de la UPME, entre otros aspectos.

Conclusiones

Se acuerda agendar un punto en el CNO ordinario del mes de mayo de 2018 para el desarrollo detallado del plan estratégico 2018-2023.

4. INFORME DE COMITES	NO	Presentar los temas que están desarrollando los comités del Consejo.	INFORMATIVO	NO	NO

Desarrollo

- En el Comité de Operación se trataron los siguientes temas:
  - Presentación Informe hidroclimático IDEAM.
  - Informe del Secretario Técnico del CNO.
  - Aprobar el acta de la reunión 305.
  - Recomendación de nuevos Acuerdos.
  - Situación Eléctrica y Energética del SIN.
  - Propuesta coordinación Gas/Electricidad para envío a la CREG.
  - Propuesta de armonización de Acuerdos.
  - Informe de avance evaluación de impacto Caudal Ambiental-MADS.
  - Análisis de impacto mantenimiento Guavio.
- En el Comité de Transmisión se trataron los siguientes temas:
  - Informe SecretarioTécnico del CNO.
  - Seguimiento a la planeación de las jornadas de transmisión.
  - Discusión a la propuesta de Coordinación de Maniobras y definición lineamientos básicos propuesta regulatoria.
  - Integración activos de generación a consignar.
  - Comentarios a la propuesta de análisis cruces de líneas.
  - Informe XM.
  - Revisión Resolución CREG 015/2015.
- En el Comité de Distribución se trataron los siguientes temas:
  - Informe SecretarioTécnico del CNO.
  - Aprobación de las actas de las reuniones ordinaria N°184 y extraordinarias N°185, 186 y 187.
  - Experiencias operativas de los OR´s para para la conexión de proyectos de generación y propuesta de revisión del Código de Conexión.
  - Supuestos utilizados para el cálculo de pérdidas de nivel 4 (Resolución CREG 015 de 2018).
  - Revisión de las líneas del STR que presentan cruces con otras del STR o del STN, para identificar contingencias críticas para algunas zonas del SIN por esta causa.

- Reporte Taller EDAC.

En este punto GECELCA comenta la importancia de llevar a cabo análisis de impacto energético en el SPO, donde se tengan en cuenta fallas críticas en otras infraestructuras, como el SNT de gas natural, y la no disponibilidad de combustibles líquidos y el mismo carbón, lo anterior en el marco de la incorporación de las FNCER. Al respecto el SecretarioTécnico del CNO menciona que se está recolectando la información de disponibilidad de combustibles, y a partir de la misma, se establecerá la necesidad de hacer análisis adicionales (diferentes al AE). Por otro lado, el CNO menciona la importancia de articular la política energética con otros sectores, ya que medidas como la guía del caudal ambiental del MADS, por ejemplo, puede ocasionar señales contrarias a los lineamientos del MME en materia de diversificación de la matriz eléctrica (Decreto 570 de 2018).

Conclusiones

Revisar en el SPO la necesidad de hacer análisis de escenarios de sensibilidad considerando riesgos en transporte ejemplo gas.

5. INFORME DE XM-SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda 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 informe del CND aborda los siguientes puntos: i) situación operativa en el área caribe durante el mes de marzo; ii) variables del SIN; iii) análisis energéticos de mediano plazo y; iv) varios (indicadores de la operación, avances desbalances de masas y cálculo de factor de pérdidas-Resolución CREG 015/2018).

- Respecto a la situación operativa en el área Caribe, se observan grandes diferencias entre el pronóstico de la demanda y el consumo real, lo cual hace que algunas plantas del área, principalmente TEBSA (recurso marginal del área), controlen el límite de importación de Caribe, situación que se torna más critica bajo la indisponibilidad de algunos de los circuitos que conectan esta zona del SIN con el interior del país. En este punto ECA menciona que las desviaciones del pronóstico de la demanda se deben al comportamiento tan atípico de la temperatura durante los primeros meses del año. XM indica que al tener el limite de intercambio entre el interior y la costa copado las desviaciones de demanda al alza se atiendan con generacion del area.

- En relación a las variables del SIN, el nivel de las reservas hídricas al 5 de abril de 2018 es del 41.6 %. Los aportes hídricos fueron el 146.6% respecto a la media histórica. En Antioquia, Centro, Oriente y Valle, los aportes respecto a su media fueron 123.3, 191.2, 145.2 y 153.2 %, respectivamente. En cuanto al volumen útil, el Peñol, Guavio, Agregado Bogotá y Esmeralda se encuentran al 55.9, 19.52, 29.35 y 20.59 %, respectivamente. Por otro lado, se observa que la demanda del SIN en marzo se ubicó entre el escenario bajo y medio de la UPME, revisión julio 2017 (5791 GWh).

- Los supuestos y principales conclusiones del Panorama Energético se muestran en las siguientes figuras:

- En varios se destacan los eventos Primavera-Bacatá 500 kV y actuación ESA Colombia-Ecuador, ello por su efecto potencial en el SIN contemplando el mantenimiento de Chivor. Se menciona por parte de ITCO y XM que se estan analizando dichos eventos con mucho detalle considerando que son diferentes y concurrentes a la misma hora."
- También se comenta el evento sobre la subestación Reforma 115 kV, que ocasionó la desatención de toda la demanda del departamento del Meta. En relación a los desbalances de masa, el CND presenta los análisis realizados bajo el nuevo enfoque (no agregados, sino por recurso). Los análisis muestran que, respecto a energía, los recursos que mas aportan a dicho desbalance son Quimbo, Jaguas, San Carlos, Porce II y Agregado Bogotá (en este punto se llama la atención sobre la calidad del reporte de la información diaria de caudales). Finalmente, se muestra el procedimiento para el cálculo del factor de pérdidas en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018. Al respecto ECA recomienda al CND actualizar el valor calculado periódicamente y propone decirle a la CREG que los tiempos establecidos para hacer el cálculo y reporte de la información no son suficientes.
- En la presentación de XM frente a la conclusión:"De los resultados obtenidos, se deduce que una porción considerable de los desbalances energéticos detectados en el SIN esta localizada en cadenas Bogotá y Tasajera-Guatrón, debido a sus altos factores de conversión", EPM considera que esta conclusión no es coherente con los resultados presentados, ya que los embalses asociados a estas cadenas de EPM, tienen un resultado neutro.

Conclusiones

6. ANALISIS DE IMPACTO ENERGETICO DE LA GUIA DE CAUDAL AMBIENTAL - MADS	NO	Se expone el tema por parte del CND.	INFORMATIVO		

Desarrollo

Para el Consejo es preocupante como estas iniciativas, desde diferentes sectores,pueden comprometer la expansión del SIN y la confiabilidad del mismo. Si bien el Decreto 570 de 2018 del MME plantea unos objetivos de diversificación de la matriz eléctrica, en el que se reconocen los atributos de sostenibilidad (COP21), complementariedad y resiliencia, se vislumbran escenarios restrictivos para la operación

futura del SIN con la aplicación de la guía del MADS bajo estudio. Por un lado, se limitaría la expansión del parque hidroeléctrico y la capacidad actual de regulación de los embalses, elemento fundamental para la flexibilidad e integración al sistema de las FERNC, como se mencionó previamente. En contraste, se incentiva la participación de dichas tecnologías con la definición de un esquema de contratación de largo plazo. No obstante, teniendo en cuenta que se podría perder la firmeza del recurso hidroeléctrico y las FERNC no tienen un aporte significativo en la Energía Firme, la única alternativa de expansión en el mediano y largo plazo para garantizar la suficiencia del sistema sería el carbón o el gas, ya sea nacional o importado, (asumiendo que las plantas térmicas tienen disponibilidad de agua para refrigeración, efecto que aún no se ha estudiado), lo cual puede aportar otros aspectos al posible incumplimiento de las metas del COP 21.

Conclusiones

Riesgos sobre la atención de la demanda:

- Si la guía se aplica a proyectos futuros, o proyectos futuros y aquellos con renovación de concesiones durante los próximos quince (15) años, o a todo el parque hidroeléctrico (existente y futuro), vemos probabilidad de incumplimiento de los indicadores de confiabilidad definidos en la Resolución CREG 025 de 1995 para la atención de la demanda de energía eléctrica en el País. Para todos los casos señalados se observan déficits (racionamientos), siendo más frecuentes, intensos y prolongados en la medida que se hace extensiva la aplicación de dicha guía. Es importante mencionar que en la operación en tiempo real el valor del déficit puede ser mayor al mostrado en el documento anexo, dado que se considerarían otras variables que no son tenidas en cuenta en el análisis de largo plazo, tales como la red de transporte e indisponibilidades en esta red, inflexibilidades de plantas térmicas (rampas, tiempos de aviso), entre otros.

- La limitación al aprovechamiento máximo de caudales restringe la energía eléctrica que pueden aportar las plantas hidráulicas. Dicha limitación afecta los ciclos de las reservas hídricas, poniendo en riesgo el abastecimiento a la demanda en periodos de baja hidrología.

- La aplicación de la guía implicaría la pérdida o disminución de la capacidad de regulación de los embalses o por colmatación en el tiempo de los mismos, debido a que actualmente la única manera que tendrían las plantas para cumplirla sería a través del vertedero, lo cual reduciría la flexibilidad operativa del SIN . Lo anterior hace más vulnerable el sistema ante las variaciones del balance generación/demanda, ante los eventos sobre la red de transmisión, subtransmisión y las mismas plantas de generación, y ante la intermitencia de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER, en la medida que su porcentaje de participación en la matriz eléctrica se incremente.

Incremento sostenido de la generación térmica y las emisiones de gases de efecto invernadero:

- Los análisis llevados a cabo evidencian una tendencia creciente de la generación térmica y las emisiones de CO_2 ante la disminución de las reservas hídricas. Esta condición es contraria al cumplimiento de las metas del país ante el COP21 y el compromiso adquirido por el sector eléctrico sobre la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (13,53 Millones de Ton CO_2 es la meta para el año 2030). Los resultados obtenidos muestran incrementos que oscilan entre el 42 y el 445 % para la generación térmica, y entre el 37 y el 270 % para las emisiones de CO_2, ambos casos si se comparan con el escenario de no aplicación de la guía.

Aumento del costo de la prestación del servicio de energía eléctrica:

- Se observa un incremento del costo total de operación del sistema y del costo marginal de la demanda, lo cual impactaría la formación futura del precio de bolsa del Mercado de Energía Mayorista-MEM. Vale la pena mencionar que, para algunas de las sensibilidades realizadas, el costo marginal del SIN es superior al primer escalón del costo incremental de racionamiento. Los resultados obtenidos muestran incrementos que oscilan entre el 42 y el 4000 %, si se compara con el escenario de no aplicación de la guía.

- Para evitar los déficits encontrados y la reducción de la energía en firme de los recursos hidroeléctricos, se necesitaría de una mayor capacidad instalada de generación hidroeléctrica y requerimientos de la red de transporte de la energía, en comparación con las alternativas de expansión analizadas en este ejercicio de impacto. Por ejemplo, para atender la demanda en el año 2030 no sería suficiente la expansión definida para las tecnologías eólica, solar – fotovoltaica, hidroeléctrica, térmica a carbón, térmica a gas, plantas menores y biomasa (6053 MW de capacidad).

- Teniendo en cuenta la pérdida o disminución de la capacidad de regulación de los embalses, se necesitarían mayores inversiones en otras tecnologías que puedan suplir algunos de los servicios sistémicos prestados actualmente por las plantas hidroeléctricas (regulación secundaria de frecuencia, por ejemplo). Adicionalmente, la reducción de costos esperada por la entrada de las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales -FERNC, no sería percibida por los usuarios finales de energía.

- Se presentaría un incremento en los costos de inversión de las futuras plantas hidroeléctricas por la necesidad de contemplar la infraestructura necesaria para el cumplimiento de la guía del MADS. Este efecto también se podría ver para las plantas existentes, dado que habría que adecuar algunas plantas en servicio, (pérdida de vida útil) dado que los embalses existentes no fueron diseñados para permitir el paso de caudales que no sean de rebose.

Otros riesgos identificados:

- Las restricciones planteadas por la guía al recurso hídrico desincentivan el uso de este recurso, que en nuestro país es considerado competitivo, limpio y renovable.

- La disminución de la flexibilidad operativa del SIN por la pérdida de regulación de los embalses, como se explicó previamente, limita en el corto plazo la inserción de las FERNC de origen intermitente, e incrementa en el largo plazo los costos de incorporación de estas tecnologías.
- La autonomía de la autoridad ambiental, ya sea la ANLA o las Corporaciones Autónomas Regionales-CAR's, de aplicar la guía, podría implicar diferentes riesgos en las diferentes zonas del país por no existir unicidad de criterios. Finalmente, es preocupante como estas iniciativas, desde diferentes sectores,pueden comprometer la expansión del SIN y la confiabilidad del mismo. Si bien el Decreto 570 de 2018 del MME plantea unos objetivos de diversificación de la matriz eléctrica, en el que se reconocen los atributos de sostenibilidad (COP21), complementariedad y resiliencia, se vislumbran escenarios restrictivos para la operación futura del SIN con la aplicación de la guía del MADS bajo estudio. Por un lado, se limitaría la expansión del parque hidroeléctrico y la capacidad actual de regulación de los embalses, elemento fundamental para la flexibilidad e integración al sistema de las FERNC, como se mencionó previamente. En contraste, se incentiva la participación de dichas tecnologías con la definición de un esquema de contratación de largo plazo. No obstante, teniendo en cuenta que se podría perder la firmeza del recurso hidroeléctrico y las FERNC no tienen un aporte significativo en la Energía Firme, la única alternativa de expansión en el mediano y largo plazo para garantizar la suficiencia del sistema sería el carbón o el gas, ya sea nacional o importado, (asumiendo que las plantas térmicas tienen disponibilidad de agua para refrigeración, efecto que aún no se ha estudiado), lo cual puede aportar otros aspectos al posible incumplimiento de las metas del COP 21.
- Se solicitó incluír el impacto en el desarrollo futuro de las hidroeléctricas en el país y el cambio de la matriz energética como resultado de la aplicación de un acto administrativo del MADS.

7. INFORME UPME	NO		INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Respecto al informe de Convocatorias, a continuación se muestra el estado de las mismas:

Conclusiones					
8. VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO
Desarrollo - EMGESA muestra el comportamiento mas reciente del embalse agregado Bogotá. Teniendo en cuenta la importancia de este recurso en el agregado de las reservas energéticas con las que cuenta el sistema se acuerda llevar al SPO y SH este análisis con el detalle de las características de la cadena del río Bogotá. - Se acuerda organizar la siguiente reunión del CNO en Ituango gracia a la invitacion de EPM.					
Conclusiones					

Cristian Remolina - Presidente

Alberto Olarte - Secretario Técnico