Acta de reunión
Acta N° 558
4 Abril, 2019 Oficinas C N O Bogotá

Presentar al acta de la reunión ordinaria 558 del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
XM	Carlos Cano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Carlos Alberto Duque Hernández	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
EPSA	German Garces	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
ELECTRICARIBE	Javier Restom	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Botero	NO	SI
UPME	Ricardo Ramirez	SI	NO
EMGESA	Maria Antonieta Borrero	NO	SI
URRA	Rafael Piedrahita de León	NO	SI
TERMOVALLE	Olga Beatriz Callejas	SI	NO

UPME	Antonio Jiménez	SI	NO
SSPD	Carlos Cerón	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	09:00 - 09:10	Verificación del quórum.
2	09:10 - 9:45	Informe IDEAM.
3	09:45 - 10:30	Aprobaciones • Actas pendientes. • Acuerdos.
4	10:30 - 11:00	Informe Secretario Técnico.
5	11:00 - 11:30	Informes comités.
6	11:30 - 12:30	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
7	12:30 - 13:15	Informe UPME.
8	13:15 - 13:30	Varios.

Verificación quórum	SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME DEL IDEAM	NO	Presentar las condiciones recientes y la predicción climática para los próximos meses.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo					

Se verificó el quinto trimestre consecutivo del indicador ONI por encima de 0.5 °C, lo cual indica la conformación de un fenómeno cálido en el Pacífico. Desde febrero del año en curso y hasta marzo, hay acople, intermitente, entre el Océano Pacífico y la atmósfera, patrones propios de un fenómeno de El Niño.

El IDEAM prevé el calentamiento del océano durante el primer semestre del año 2019. Las perspectivas de los modelos de predicción climática sugieren que este calentamiento en la cuenca del Océano Pacífico Tropical se mantendrá durante el primer semestre del año, por lo que la NOAA podría declarar oficialmente El Niño como un hecho a lo largo del mes de abril, a pesar de la discontinuidad que presentó dicho acople océano-atmósfera durante el último trimestre de 2018 e inicios de 2019.

Los diferentes centros internacionales de predicción climática estiman que este evento El Niño sería de intensidad débil y, contrario a los análisis presentados en los meses anteriores, mencionan que existe alguna posibilidad de que el fenómeno dure todo el año. De la misma forma que la OMM indicó el mes pasado y lo ratifica la Oficina de Meteorología de Australia en su último reporte de marzo, no hay que olvidar que las predicciones de largo plazo, que se realizan en este momento del año con miras al segundo semestre, tienen cierta incertidumbre y deben tenerse en cuenta con especial precaución.

Finalmente, el IDEAM solicita a los diferentes agentes generadores que conforman el CNO, suministrar los “shapes” y polígonos de los proyectos eólicos y solares fotovoltaicos, lo anterior para tener clara la ubicación de estas plantas futuras y realizar los pronósticos de los recursos primarios.

Conclusiones

El IDEAM resalta que en el último mes y medio se ha manifestado un acople entre el océano y la atmósfera, favoreciendo patrones de circulación propios de El Niño; sin embargo, la intermitencia de dicho acople permitirá, como lo observado en los meses anteriores, que otros fenómenos de variabilidad climática de distinta escala espacio-temporal expliquen también los cambios en los patrones de precipitación y temperatura sobre el territorio colombiano en los próximos meses. Las perspectivas de los modelos de predicción climática, sugieren que este calentamiento en la cuenca del océano Pacífico Tropical se mantendrá durante el primer semestre del año, por lo que la NOAA podría declarar oficialmente El Niño como un hecho a lo largo del mes de abril, a pesar de la discontinuidad que presentó dicho acople océano-atmósfera durante el último trimestre de 2018 e inicios de 2019. Los diferentes centros internacionales de predicción climática, estiman que este evento El Niño sería de intensidad débil y, contrario a los análisis presentados en los meses anteriores, mencionan que existe alguna posibilidad de que el fenómeno dure todo el año. De la misma forma que la OMM indicó el mes pasado y lo ratifica la Oficina de Meteorología de Australia en su último reporte de marzo, no hay que olvidar que las predicciones de largo plazo, que se realizan en este momento del año con miras al segundo semestre, tienen cierta incertidumbre y deben tenerse en cuenta con especial precaución.

2. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las acta pendientes de aprobación y los acuerdos que se recomiendan para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

1. ACTAS PENDIENTES

ACTA 555: publicada para comentarios el 05 de MARZO. Comentarios de PROELECTRICA, EMGESA, INTERCOLOMBIA, ISAGEN y XM. Se aprueba esta acta.

ACTA 556: publicada para comentarios el 2 de abril. Comentarios de PROELECTRICA, XM, EMGESA e ISAGEN. Se da una semana más para comentarios y se aprobará en reunión ordinaria de mayo.

ACTA 557: publicada para comentarios el 02 de abril. Comentarios de PROELECTRICA, XM e ISAGEN.Se da una semana más para comentarios y se aprobará en reunión ordinaria de mayo.

2. ACUERDOS:

Los siguientes acuedos fueron aprobados:

1. Por el cual se armoniza a la regulación vigente la integración de la lista de personas habilitadas para emitir el dictamen técnico de las series de irradiación solar horizontal y temperatura ambiente y la verificación de las constantes de la ecuación correspondiente a las pérdidas por temperatura ambiente de las plantas solares fotovoltaicas.

1. Por el cual se aprueba una ampliación del plazo para la entrega de la actualización de la serie hidrológica de la planta de generación San Miguel del año 2018

4. 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 2018

5. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad de combustión Termoemcali 1 - CT de la planta de generación Termoemcali y las respectivas curvas de carga.

6. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 1, 2 y 3 de la planta de generación Prado y las respectivas curvas de carga.

7. Por el cual se aprueba una ampliación del plazo para la entrega de la actualización de la serie hidrológica Cauca cp (Ituango) del año 2018.

8. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio del consumo térmico específico de las unidades 2 y 3 de la planta de generación Paipa.

9. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad 2 de la planta de generación Termozipa y las respectivas curvas de carga.

10. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los sistemas de control asociados a las unidades de la planta de generación Porce II.

11. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los sistemas de control asociados a la unidad 2 de la planta de generación San Francisco.

12. Por el cual se actualiza la lista de firmas verificadoras del parámetro "Suministro de combustibles y transporte de gas natural".

13. Por el cual se actualiza la lista de firmas que pueden ser seleccionadas para la auditoría de todos los contratos y documentos de logística de abastecimiento entregados por los agentes generadores con plantas y/o unidades térmicas que tengan asignadas obligaciones de energía en firme respaldadas con combustibles líquidos.

14. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad 1 de la planta de generación Salvajina y la respectiva curva de carga.

15. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 1 y 2 de la planta de generación Carlos Lleras y las respectivas curvas de carga.

16. 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 2019.

17. Por el cual se modifica la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de expansión que se ejecuten en los Sistemas de Transmisión Regional STRs.

Los siguientes acuerdos no fueron aprobados:

- Por el cual se aprueba una modificación del Código de Buen Gobierno del Consejo Nacional de Operación.
- Por el cual se aprueba la modificación del Reglamento Interno del Consejo Nacional de Operación.
- Por el cual se aprueba la modificación del Código de Ética del Consejo Nacional de Operación.

El análisis del Consejo se centró en los invitados, sus derechos y obligaciones y en un posible pago por su participación en el Consejo en su calidad de invitados; finalmente el Consejo solicitó que se diera una nueva sesión del Comité Legal sobre este tema y se volviera con los acuerdos que tienen que ver con el modelo de buen gobierno en la proxima reunión ordinaria del Consejo.

- Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación del SIN, y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles de generación.

Sobre este acuerdo se solicitó que se diera claridad en los cambios que se estaban presentando con respecto al acuerdo vigente 843 de 2016 y hacer la distinción. En general, las modificaciones del Acuerdo "*Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación del SIN, y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles de generación*" están orientadas a armonizar el Acuerdo CNO 843 del 2016 con la regulación vigente sobre la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia.

Conclusiones

3. INFORME SECRETARIO TECNICO	NO	Presentar al Consejo Nacional de Operación en su sesión 558 el Informe del Secretario Técnico.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:

1. **Plan Nacional de Desarrollo-Sector Energía:** El Comité Legal está trabajando en el referenciamiento nacional e internacional, con el objetivo de hacer una propuesta de adaptación del CNO.

2. **CAMBIO DE OFICINA**. En el Centro Empresarial Elemento se negoció el arriendo de la oficina 1302 de 205 metros en 50,000 pesos por metro cuadrado, por un plazo de 10 años. El valor del arrendamiento se negoció con un incremento anual del IPC + 1 punto por el segundo año, + 2 puntos por el tercero, más 3 puntos por el cuarto y por los 6 años siguientes + 4 puntos. El propietario de la oficina se comprometió a entregar la oficina con el piso instalado, la red contra incendio instalada y en funcionamiento, y las paredes pintadas.

   De acuerdo con las ofertas de diseño recibidas de 3 arquitectos y la oferta preliminar de un proveedor de muebles de oficina, se estima un presupuesto de adecuación de 200 millones de pesos. Para hacer el trámite de un crédito bancario, con el objeto de financiar el anterior valor, Alianza Fiduciaria solicita la celebración de un otrosí al contrato de fiducia mercantil, en el que se establezcan las condiciones del crédito y la garantía de pago del mismo. Teniendo en cuenta que en el contrato de fiducia se prevé que el Secretario Técnico es el vocero de los fideicomitentes, estos deben tramitar un poder especial para la firma

del otrosí. En este momento estamos pendientes de recibir la oferta de 2 bancos de un crédito por el valor de 200 millones de pesos. Una vez se reciban las ofertas y se seleccione la mejor por plazo y tasa de interés, se redactará el otrosí al contrato, el cual será revisado por el Comité Legal.

De acuerdo con lo previsto en el actual contrato de arrendamiento, el plazo es de 7 años, finalizando el 16 de mayo del 2023. Se dio aviso de terminación anticipada con los 3 meses de antelación y se acordó con el arrendatario pagar una cláusula penal por terminación anticipada, de 3 meses de arrendamiento, contados a partir del mes en que se desocupa el inmueble, que equivale a la suma de 10.486.000 pesos mensuales.

Para dar inicio a las obras de adecuación de la nueva oficina, se prevé celebrar el contrato de arrendamiento a finales del mes de abril del cual está pendiente por confirmar el plazo de diez años y la cláusula penal por terminación anticipada. Por lo anterior, se solicita al Consejo la aprobación de una cuota extraordinaria de 4,299,222 por integrante, para pagar los siguientes valores:

3 meses de arrendamiento oficina actual:		$ 31,458,000
2 meses de arrendamiento oficina nueva:		$ 24,431,890
Total	:	$ 55,889,890

El Consejo aprueba continuar con los trámites de la celebración del contrato de arrendamiento de la oficina 1302 del Centro Empresarial Elemento y el cobro de la cuota extraordinaria por integrante, por un valor de 4,299,222 pesos, que tiene como objeto el pago de la cláusula penal por terminación anticipada del contrato de arrendamiento de la oficina actual.

Se plantea por parte de CELSIA revisar la propuesta de incremento de pago al arrendamiento para los 10 años, teniendo en cuenta los valores actuales y esperados del mercado. Es decir, mirar si es conveniente los reajustes de hasta 4 puntos respecto al IPC, o definir otro mecanismo.

ASPECTOS TÉCNICOS:

1. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS compartió con el Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA la tercera versión de la Guía de cálculo para la estimación del Caudal Ambiental. Se convocó nuevamente al grupo de trabajo CNO-XM-UPME para la construcción de un cronograma de trabajo, el cual direccione las actividades para esta nueva evaluación. El día de hoy, 04 de abril de 2019, el grupo se encuentra reunido con el MADS socializando dicho cronograma, presentando el documento de dudas sobre la nueva versión de la Guía y su contraste con las aclaraciones del mes de noviembre de 2018, y priorizando las actividades para la aplicación de la metodología en el Río Bogotá. Es importante mencionar que el MADS solicitó a MINENERGÍA evaluar el impacto de la Guía considerando el aprovisionamiento como la condición ecológica deseada para todas las cuencas, lo cual implicaría aprovechamientos mayores, independientemente de la incertidumbre de dichos cálculos (son las Corporaciones Autónomas Regionales-CAR quienes definen dichas condiciones). Se espera finalizar la evaluación de impacto durante la cuarta semana del mes de julio del año en curso. En este punto se solicita por parte de los miembros del Consejo enviar carta de resultados de impacto de aplicación de la Guía de Cálculo del Caudal Ambiental a Presidencia, alertando sobre la necesidad de hacer análisis económicos tipo país.

2. La UPME socializó para comentarios la agenda de temas planteada para el grupo de restricciones, conformado por la Unidad, el CAPT, XM, el CAC y el CNO. El Comité de Operación, representante del Consejo en dicho grupo, está analizando la agenda a partir de una propuesta de observaciones construida por el CNO. Básicamente se está proponiendo la adición de varios temas, entre ellos: **i)** coordinación gas/electricidad y planeación conjunta; **ii)** diferencia de criterios para el planeamiento operativo y de la expansión; **iii)** mejoramiento de la metodología de planificación para la cuantificación de beneficios de las obras propuestas por la UPME; **iv)** flexibilización del parque de generación convencional, entre otros. Se dio plazo hasta el 05 de abril del año en curso para la recepción de observaciones por parte de los integrantes del Comité de Operación.

3. Avanza la segunda prórroga del contrato CNO-Universidad Nacional de Colombia-UNAL sobre la incertidumbre en los desbalances hídricos. Por solicitud de la CREG (Experto Comisionado Henry Navarro), la UNAL hizo una presentación de los avances del contrato el pasado 27 de marzo. A la fecha se encuentra en revisión para comentarios del SURER el informe correspondiente al alcance f del contrato (Revisar y

proponer mejoras al protocolo de factor de conversión que está en proceso de revisión por parte del CNO, con miras a tener una mejor representación de la energía equivalente a las reservas hídricas y demás términos empleados en los balances hidro-energéticos. En la reunión 200 del Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO, se presentó por parte de XM la forma de inclusión del desbalance actual, 14.7 GWh-día, en el modelo energético SDDP. Durante la reunión se decidió por parte del SPO, no considerar los desbalances en las simulaciones del AE, hasta que la Universidad entregue todos los productos asociados al contrato (3 de mayo).

4. En el pasado Comité de Operación, XM presentó cómo la entrada completa de las obras Caracolí 220/110 kV, el corredor Chinú-Montería-Urabá 220 kV, el tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV, al igual que la "apertura" del reactor de línea no maniobrable del segundo enlace Chinú-Sabanalarga 500 kV en Sabana, ha reducido de manera considerable la programación de generación de seguridad en el área Caribe.

   Si bien lo anterior es muy positivo, surgieron algunas preguntas sobre la pertinencia de no operar el enlace Chinú Sabanalarga 2 500 kV con su reactor de línea. Se advirtió por parte de INTERCOLOMBIA sobre la posibilidad de no poder cerrar el mencionado circuito bajo ciertas condiciones, lo cual podría generar un evento mayor sobre el SIN ante ciertas circunstancias. Teniendo en cuenta lo anterior, en la próxima reunión del Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE se analizará este aspecto técnico.

5. El pasado 26 de marzo se celebró la Plenaria de Operadores de Red, que contó con la participación de XM, el Ministerio de Minas y Energía, 14 OR's, TEBSA, Plus Energy y el CNO. El foco de la jornada académica fue la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER, la incorporación de nuevas tecnologías para la operación de los SDL's y STR's, la situación actual del SIN en materia de restricciones, respuesta de la demanda, impactos esperados por la Resolución CREG 015 de 2018, programación de mantenimientos, entre otros. Las presentaciones pueden ser consultadas en la página del Consejo.

6. En los Subcomités de Plantas-SP, Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y Planeamiento Operativo-SPO, y en el Comité de Operación-CO, se acordó enviar comunicación al Ministerio de Minas y Energía alertando sobre la crítica situación que se prevé en el corto y mediano plazo en el SIN, que imposibilitaría la correcta evacuación de la generación asociada a las nuevas plantas con Obligaciones de Energía en Firme-OEF. Específicamente se observa un incremento del nivel de cortocircuito, copamiento más rápido de restricciones si no entran en servicio ciertas expansiones y concentración de generación en activos, que podría implicar la activación del EDAC ante fallas.

   Adicionalmente, en el CO se acordó realizar el balance Oferta de Energía en Firme vs demanda bajo diferentes escenarios, teniendo en cuenta los riesgos que identifiquen XM y la UPME de incumplimiento físico de las nuevas OEF en el periodo 2022-2023, y contemplando o no las Obligaciones previas de Hidroituango.

7. XM presentó en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica la necesidad de implementar un control coordinado para múltiples fuentes de generación en un nodo eléctrico (generación eólica en la subestación Colectora). El CND a partir de sus estudios identificó problemas de inestabilidad de tensión, si no se coordina entre las diferentes fuentes de generación el control de voltaje.

   Se estudiaron tres opciones, a saber: **i)** Control de tensión mediante estatismo QV; **ii)** estatismo QV y elemento adicional; y **iii)** elemento adicional. En el primer caso, cuando los estatismo son muy altos, el tiempo de respuesta aumenta y se observa un mayor error de estado estacionario, es decir, no hay control efectivo. Cuando los estatismos son menores, se identifica mayor inestabilidad. En el segundo y tercer caso, la implementación de un dispositivo SVC o STATCOM garantiza un control adecuado.

   Teniendo en cuenta lo anterior, al igual que la red objetivo en el mediano y largo plazo (refuerzos a 500 kV en la subárea GCM), se recomienda a XM y la UPME analizar la propuesta de ubicación de un nuevo elemento de compensación dinámica en el área Caribe. XM se compromete para el próximo CNO en realizar una presentación sobre todos los análisis que vienen desarrollando sobre la integración de renovables.

8. En el SAPE también se socializó por parte de XM la reciente revaluación del estudio binacional Colombia-Ecuador. Si bien los límites de importación se actualizaron, no se identifica un incremento significativo adicional al ya establecido por el CND con la actualización del Esquema de Separación de Áreas-ESA y la

entrada en servicio del doble circuito Tesalia – Alférez 220 kV. No obstante, se comentó durante la presentación que del lado ecuatoriano se está estudiando la posibilidad de reconfigurar uno de los circuitos Jamondino-Pomansqui 230 kV para conectar una nueva subestación. En este sentido, recomendamos a la UPME y XM estudiar esta obra por el impacto que podría tener para el SIN.

9. Taller de Código de Medida: el 19 de marzo se llevó a cabo un Taller del Código de Medida, organizado por XM, con el objetivo que la CREG diera respuesta a las inquietudes y consultas de los agentes sobre la verificación de que trata la Resolución CREG 038 de 2014. Sobre las dificultades que se están presentando con los verificadores sobre la interpretación de las normas del Código de Medida, que ya han sido objeto de concepto de la CREG, la Comisión informó que es un tema que se está solucionando por parte del regulador. En este punto el Consejo acuerda enviar comunicación a la CREG sobre la importancia de solucionar el tema de verificadores (terceros) y Agentes del SIN. (No cumplimiento de los Conceptos de la CREG).

Conclusiones

4, INFORME DE COMITES	NO	Presentar al Consejo los informes de actividades de los comités.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

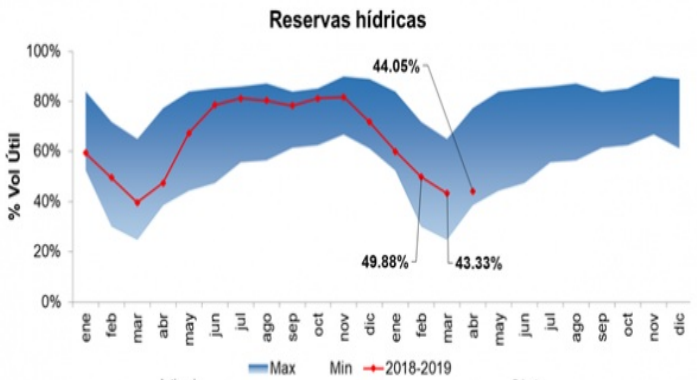
El Secretario Técnico del Consejo menciona que durante la presentación de su informe ya se abordaron los aspectos más relevantes, tratados en cada uno de los Comités de Operación, Transmisión y Distribución. Se menciona que en el documento físico entregada a cada miembro podrán encontrar mayor detalle de cada uno de los puntos.

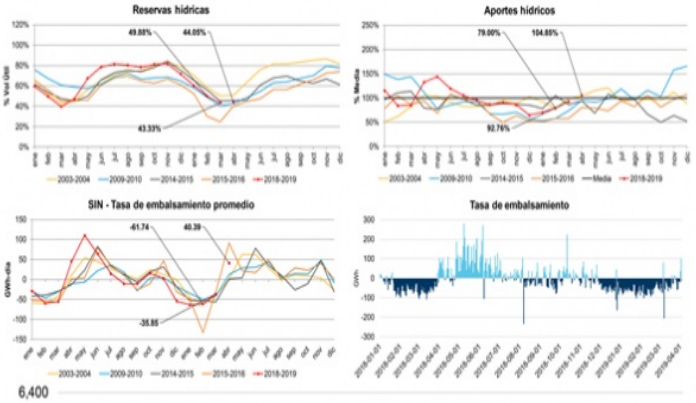
Conclusiones

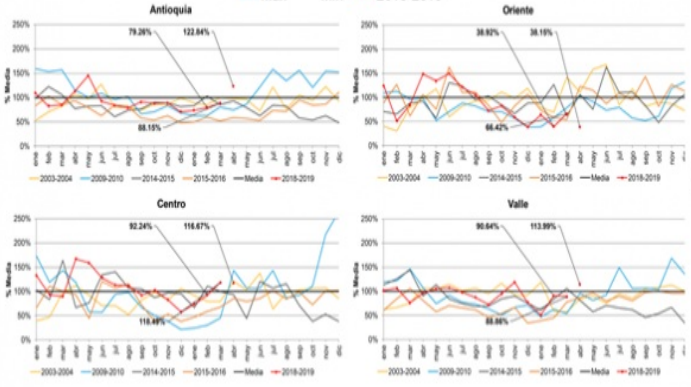
5. PRESENTACIÓN XM - SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar el Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar 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

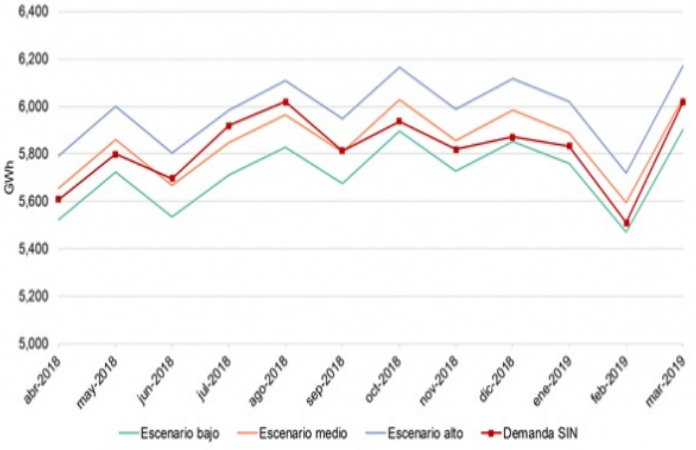
Desarrollo

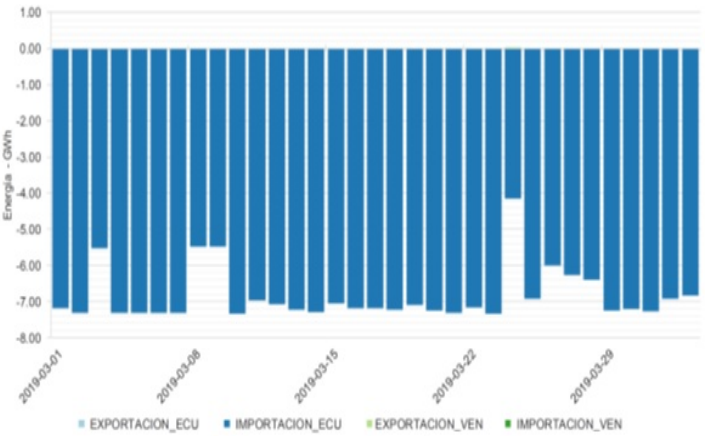
- Comportamiento de las principales variables energéticas: En las siguientes gráficas se presenta el detalle de la evolución de las mismas:

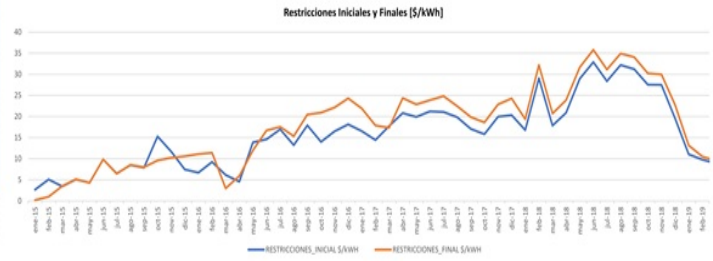


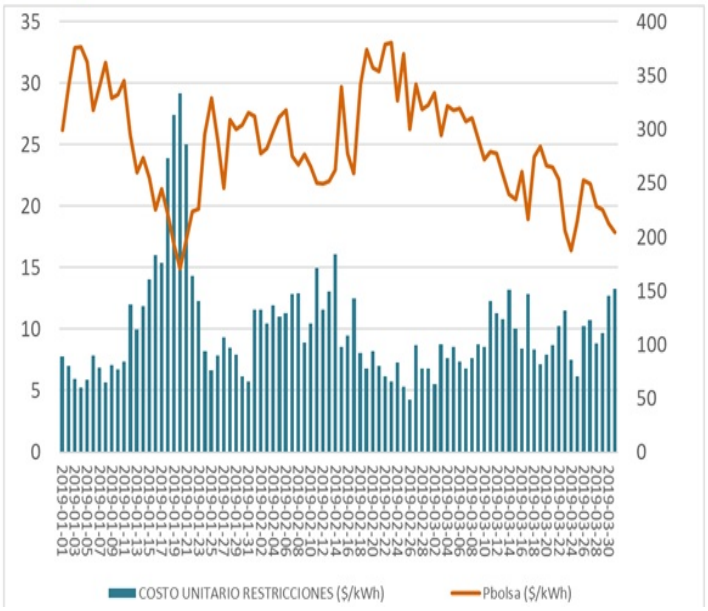




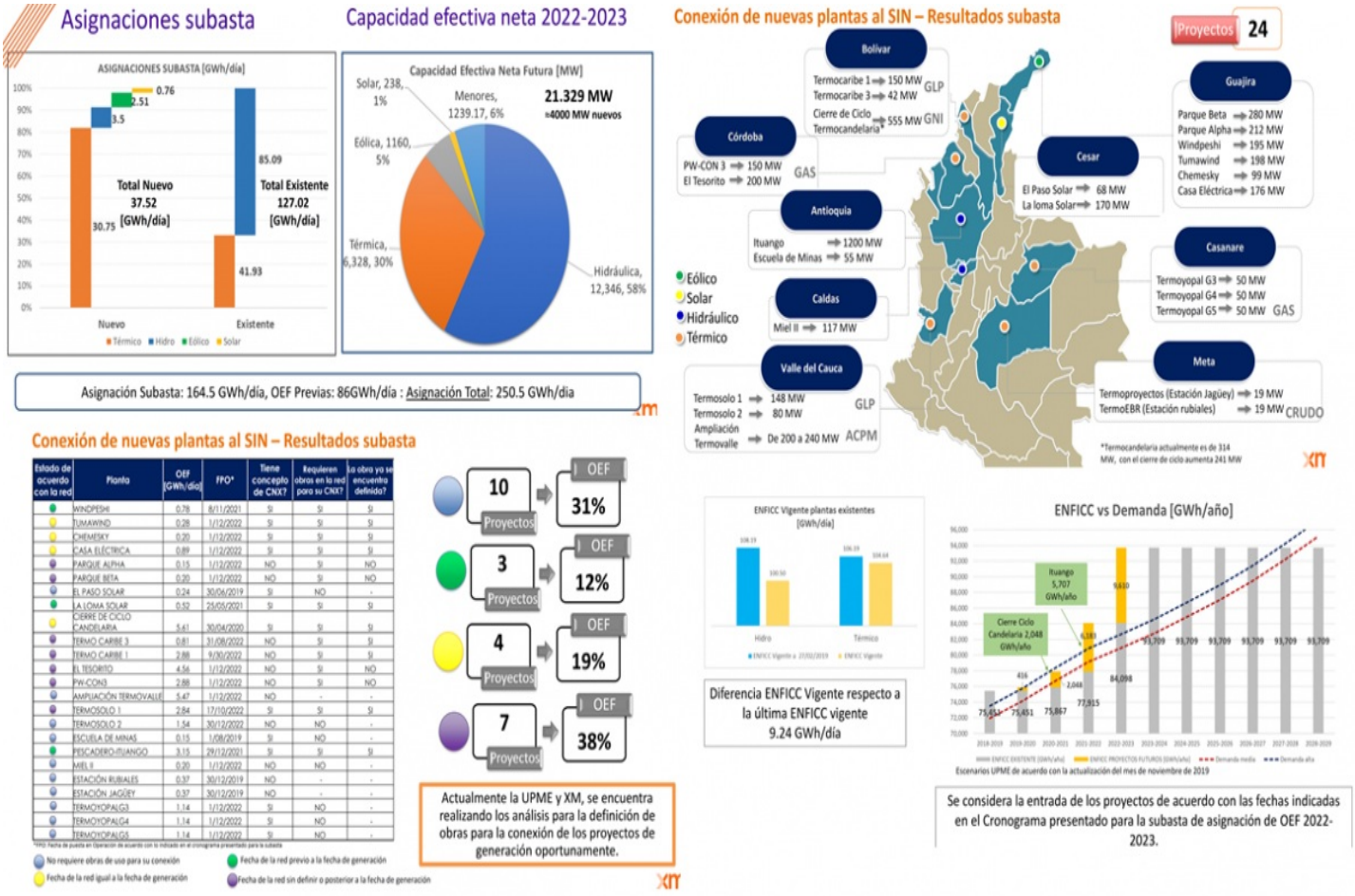








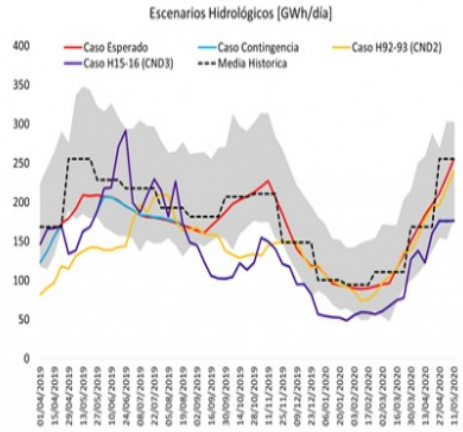
- Asignación de Obligaciones de Energía en Firme-OEF: En las siguientes gráficas se indica cuales fueron las OEF que se asignaron por recurso, entre plantas existentes y futuras, al igual que su ubicación. También se muestra un balance entre la ENFICC y la proyección esperada de demanda para el periodo 2018-2029.



TEBSA solicita corregir entrada de Candelaria CC, así como los resultados y evaluaciones con la nueva fecha de entrada en operación de esta planta.

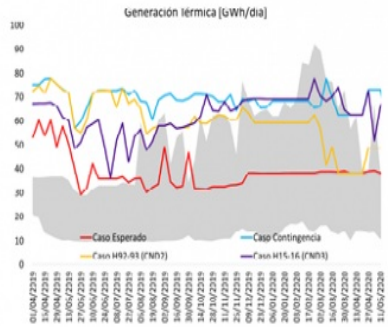
Los miembros del Consejo solicitan a XM realizar el balance entre la Oferta de Energía en Firme y la demanda con las OEF, considerando diferentes escenarios de entrada de proyectos, y discriminando entre las asignaciones de Ituango.

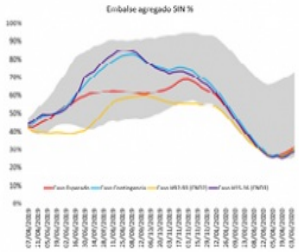
- Panorama energético: En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento del SIN para un horizonte de mediano y largo plazo, al igual que las conclusiones de las dos simulaciones.



Escenarios definidos en el SURER para el mes de Marzo

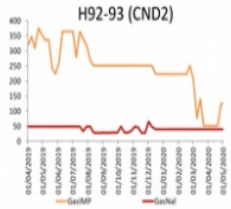
Consumo de Gas [GBTUD]

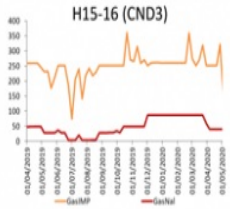




Mes	ESP	CONT	H92-93	H15-16
Abril	57	76	74	67
Mayo	49	69	69	59

Promedios mensuales





Conclusiones

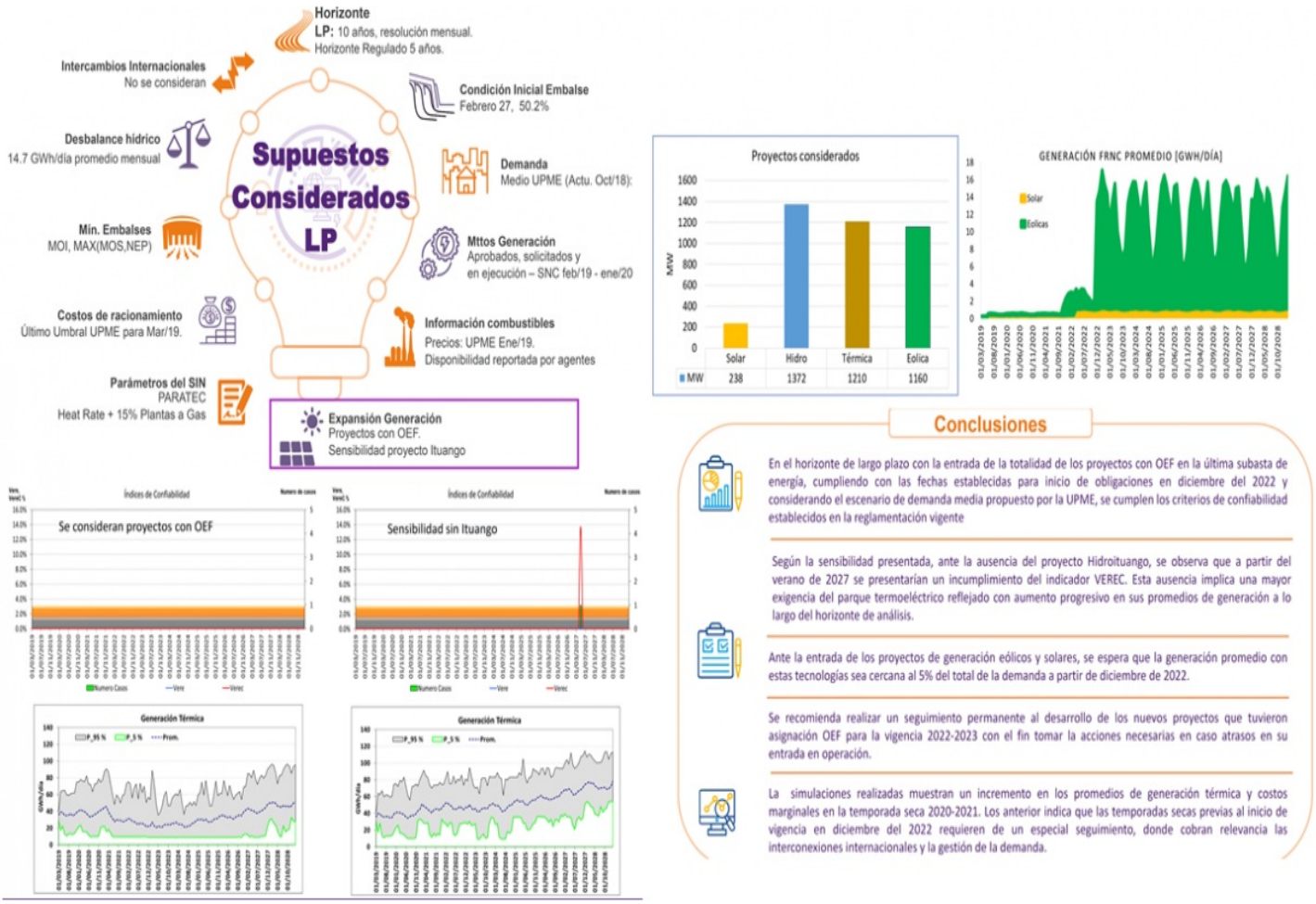
El sistema cuenta con recursos para atender la demanda nacional con suficiencia en el horizonte presentado, considerando la información reportada por los agentes, expectativas de aportes esperados y demás supuestos para el sistema.

La generación térmica esperada oscila, en valores promedio para el mes de abril de 2019, entre 57 y 76 GWh/día; esto para escenarios hidrológicos donde se representa diferentes condiciones de aportes.

El seguimiento a la información climática entregada por entes internacionales indican que podría mantenerse las condiciones actuales de El Niño débil durante los próximos meses, por lo que se requiere el seguimiento continuo a las variables hidro-climáticas, en especial a los caudales en las distintas regiones de SIN. Asimismo, se recomienda una maximización en la disponibilidad de la generación, en especial la generación térmica, que permita afrontar los escenarios de aportes esperados por debajo de la media histórica.

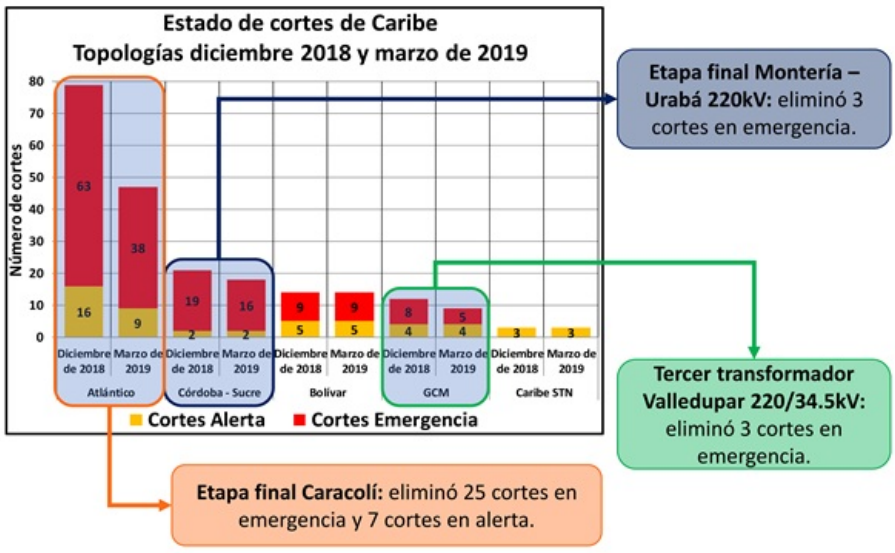
El seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN, toman especial relevancia para el correcto abastecimiento de la demanda en los próximos años. Posibles retrasos de estos proyectos o sus conexiones a la red representan posibles riesgos para una atención confiable de la demanda.

Durante el desarrollo, y antes de la puesta en operación de los nuevos proyectos de generación, cobra importancia para la confiabilidad del SIN una adecuada gestión de la disponibilidad de los recursos existentes de generación, de la logística de abastecimiento de combustibles, la disponibilidad de los enlaces para importaciones internacionales y la gestión de respuesta de la demanda.

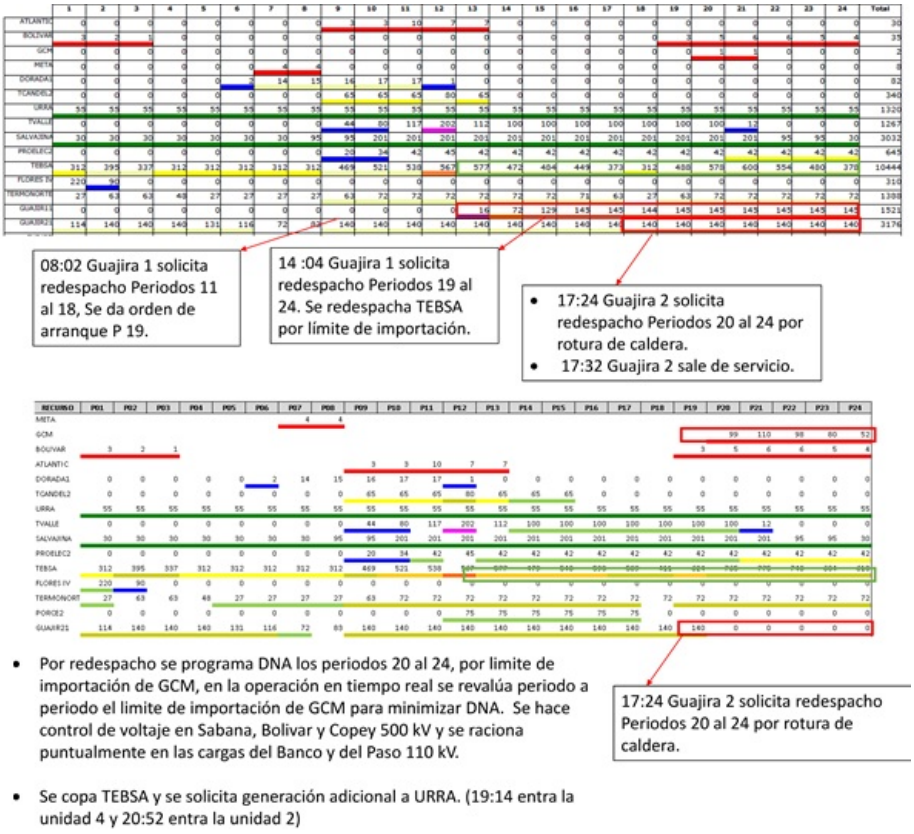


En este punto se solicitó nuevamente a XM realizar las simulaciones de Mediano y Largo Plazo bajo diferentes escenarios de atraso en la fecha de entrada de los proyectos nuevos con OEF.

- Situación Operativa 01 de abril: XM describe detalladamente lo acontecido durante este evento, no sin antes mostrar cómo es actualmente la operación del área Caribe con la entrada de los proyectos Caracolí 220/110 kV, Chinú-Montería-Urabá 220 kV, el transformador de Valledupar 220/34.5 kV y las acciones operativas sobre los reactores de línea no maniobrables de los enlaces Chinú- Sabanalarga 500 kV del extremo de Sabana. La siguiente gráfica muestra el efecto de la entrada de estos proyectos.



Respecto al evento del 01 de abril, las siguientes gráficas muestran la descripción del mismo, el cual esta directamente correlacionado con el límite actual de importación de la subárea GCM, 540 MW, y la dependencia de esta zona del SIN de la generación de Guajira.



En este punto TEBSA pregunta a XM si lo acontecido el 01 de abril está relacionado con la acción operativa sobre los reactores de línea en Sabana de los enlaces Chinú-Sabanalarga 500 kV. También comenta sobre los riesgos identificados por ellos de esta acción, la cual incrementa la probabilidad de no re-cierre exitoso si se presenta una falla monofásica. El CND menciona que el evento del 01 de abril no tiene ninguna relación con la acción operativa de los reactores, y recalca que la decisión tomada esta soportada técnica y estadísticamente. GECELCA menciona que en relación con la DNA indicada en la presentación de XM, se aclaró que una parte de ésta fue programada desde el despacho producto de las bajas tensiones que se pueden presentar en El Banco. De hecho en el evento del 1 de abril, no fue posible disponer de mayor generación en operación o mayor capacidad del límite de intercambio lo que provocó una desatención a 120,000 usuarios, según lo informado por Electricaribe.

Igualmente se mencionaron los riesgos para los agentes del área que tienen los comunicados de prensa que no incluyen el contexto de la situación de la red y las condiciones bajo las cuales se dan los eventos en los activos.

Teniendo en cuenta lo anterior, la recomendación del Consejo de analizar en el SAPE esta medida operativa y el pronunciamiento de la SSPD, se acuerda convocar una reunión extraordinaria, donde se analice en detalle esta acción y se estudie además la propuesta de manejar un margen del 5 % de la demanda pronosticada en Caribe, para ser soportada por el límite de transferencia y la generación en línea (medida que no mitiga la situación de GCM)." TEBSA recalca la importancia de evaluar en el SAPE a la mayor brevedad los impactos y riesgos de operar con el reactor de línea abierto, dada la advertencia de Intercolombia, propietaria del activo. ademas, detallar los riesgos a los que esta expuesta el área caribe de manera que se pueda implementar una reserva rodante del 5% de la demanda y revisar el esquema de comunicaciones para informar adecuadamente a la ciudadanía sobre eventos que resulten en demanda no atendida buscando precisar que el sistema se encuentra en una red degradada y que las plantas que generan por seguridad pueden presentar salidas forzadas propias de cualquier equipo; ante eventos como el presentado el 1 de abril los comunicados deben ser claros para evitar que se asigne como responsables a los agentes que prestan el servicio de generación por seguridad sin aclarar la situación actual del sistema. Por lo tanto, se acuerda convocar al Comité de Comunicadores para analizar cómo se debe transmitir la noticia de un racionamiento de demanda en el área Caribe por eventos sobre el SIN, solicitud de TEBSA y GECELCA.

- Comportamiento de las pruebas autorizadas en el SIN durante el 2018: XM hace la presentación de este punto, indicando cuales son los tipos de prueba, su periodicidad, al igual que la regulación y acuerdos asociados. El detalle puede ser consultado en la presentación adjunta al Acta. Las conclusiones son las siguientes:

- Para las pruebas autorizadas definidas en la regulación, el Acuerdo CNO 982 definió 20 diferentes tipos de pruebas. Las plantas en pruebas autorizadas NO son tenidas en cuenta para cubrir seguridad.
- Se tienen cinco pruebas periódicas con entrega de resultados (Estatismo y Banda Muerta, Sistemas Estabilizadores de Potencia –PSS-, Ajuste y verificación del Regulador de Voltaje o Tensión, Heat Rate y/o Capacidad Efectiva Neta de plantas térmicas y Factor de Conversión).
- En 2018 se solicitaron 702 pruebas de las cuales 160 pruebas, equivalentes al 22.7%, correspondieron a las causales asociadas a las pruebas periódicas.

Teniendo en cuenta los resultados y algunos comportamientos identificados, se acuerda llevar el punto al Subcomité de Plantas para su análisis y retroalimentación.

Situación protesta indígena en el Cauca: CEO menciona los problemas que está teniendo por la denominada MINGA. Dice que debido a la situación no es posible el desplazamiento a las diferentes zonas del departamento para atender los mantenimientos. Afirma que tampoco es posible el transporte de material eléctrico, esencial para el Operador de Red. Todo lo anterior pone en riesgo la prestación del servicio. El Consejo se solidariza con CEO y queda a su disposición para colaborar en lo que se necesite.

Conclusiones

6. INFORME UPME	NO	Presentar los resultados de los análisis de la conexión de Drummond y el estado de las convocatorias en el STN y STR.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

La Unidad expone los análisis técnicos y regulatorios asociados a la conexión de Drummond. Menciona que se exploraron opciones para facilitar la conexión definitiva a la subestación Río Córdoba, estudiando junto con MINENERGÍA la posibilidad de la imposición de una servidumbre (no viable por no constituirse en un proyecto para la prestación de un servicio público), servidumbre minera (sin antecedentes de aplicación) y hacer uso de la ley de infraestructura (en estudio todavía).

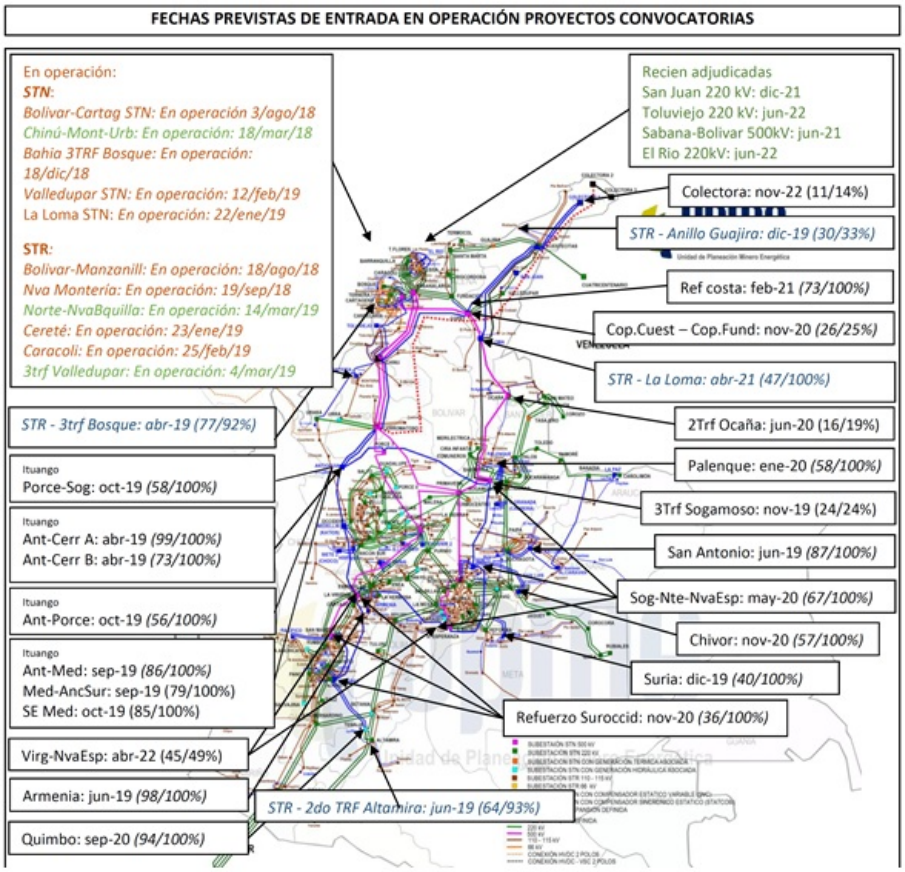
También comenta sobre los análisis técnicos, destacando:

- La conexión de Drummond en “T” al STR de ELECTRICARIBE no es posible, ya que solo se podrían incorporar 13 MW para el 2019 (la solicitud es por 50 MVA). Posteriormente no es factible ya que dicha demanda coparía las posibilidades de crecimiento de la demanda regulada.
- Bajo el marco regulatorio actual no es posible reconfigurar la línea Río Córdoba-Santa Marta 220 kV, ya que esta obra se enmarcaría en activos de uso. Además, la conexión del industrial fue aprobada en Río Córdoba, razón por la cual la UPME no lo ve procedente. En este punto el Consejo pregunta a la Unidad si se exploró la opción de solicitar a la CREG la redefinición del concepto de activos de uso y conexión, a lo cual la UPME dice que no, dada que la conexión ya fue aprobada en Río Córdoba.
- Continuar con la conexión en “T” en el STN, a juicio de la UPME, representa la mejor opción, ello mientras Drummond se conecta a Rio Córdoba, lo anterior según los análisis eléctricos de la Unidad (para la UPME es similar la conexión en T que en Río Córdoba desde el punto de vista del desempeño del sistema). En este punto el CNO aclara que ello no es cierto, dada la afectación de los usuarios existentes cuando se presenta una falla en el tramo de la “T” y el incremento de la generación de seguridad por la demanda que representan.

Finalmente se menciona que se espera la solicitud de Transelca para inicir los análisis correspondientes previa la autorización de prorroga de la conexión en T.

El estado de las convocatorias se presenta en la siguiente figura:

Conclusiones



Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte