



Acta de reunión

Acta N° 521

3 Agosto, 2017 Oficinas CNO Bogotá

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
EMGESA	John Rey	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Cristian Augusto Remolina	NO	SI
GECELCA	Jesus Gutierrez	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
CODENSA	Wilman Garzon Ramirez	NO	SI
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Botero	NO	SI
EPSA	Alejandro Uribe	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jose Fernando Plata	SI	NO
GEB	Jairo Pedraza	SI	NO
CODENSA	Diana Marcela Jiménez Rodríguez	NO	SI
AES CHIVOR	Patricia Mejia	NO	SI
UPME	Antonio Jiménez	SI	NO

XM	Ancizar Piedrahita	NO	SI
TERMOEMCALI	José Fernando Barrera	NO	SI
SSPD	Diego Ossa	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 08:40	Verificación del quórum.
2	08:40 - 09:15	Informe IDEAM.
3	09:15 - 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	12:30- 1:00	Informe UPME.
8	01:00 - 01:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME DEL IDEAM	NO		INFORMATIVO		
Desarrollo El mes de julio fue deficitario en cuanto precipitaciones (principalmente en la región andina). Sin embargo, se observan algunos excesos (respecto a la media histórica) en la región Caribe, situación					

que podría continuar durante el mes de agosto.

- Cali y Leticia tuvieron un valor muy alto de temperatura, al comparar su comportamiento histórico.
- En el pacífico se siguen observando condiciones de neutralidad. La zona 3-4 ya ha venido disminuyendo su calentamiento. El ultimo valor del ONI fue 0.5 pero se espera para el trimestre Mayo-Junio-Julio que dicho valor disminuya a 0.4.
- Predicciones internacionales: Para la región 3-4 del pacifico se proyecta una condición de neutralidad hasta el primer trimestre de 2018. IRI mantiene las condiciones de neutralidad. El centro Europeo y el modelo brasilero ETA coinciden con este pronóstico.
- Consenso nacional: Se observan anomalías en la región caribe y condiciones deficitarias para agosto en la región andina. De agosto a octubre la precipitación se reduciría. Para el Choco las lluvias estarían por encima de lo normal. El consenso para el trimestre muestra nuevamente déficit para la región andina. Santanderes y choco por encima de lo normal.

Respecto al nivel de ríos, por algunos minutos se han observado leves crecientes. El IDEAM alerta sobre incendios para los próximos meses ya que el brillo solar se incrementa para esta época del año. Se emiten alertas para los principales departamentos del área Caribe.

Conclusiones

- La cuenca del Océano Pacífico registra condiciones de neutralidad, a la fecha. Las proyecciones en el mediano plazo estiman continuidad en condiciones neutras para los próximos meses.
- Los niveles de los principales ríos del país se encuentran en valores medios; sin embargo, ha habido algunas afectaciones en incrementos de niveles, pero asociados con precipitaciones intensas, en la escala de Tiempo Meteorológico, en zonas de alta pendiente.
- Las precipitaciones se estiman muy cercanas al comportamiento climatológico del trimestre julio-agosto-septiembre (JAS) de 2017.

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

Desarrollo

Para el Acta 515 se recibieron comentarios de EPSA, ISAGEN y TEBSA, los cuales fueron incluidos. Por ello se aprueba esta Acta. El acta 517 tiene comentarios de PROELECTRICA, TEBSA, EMGESA y EPM, motivo por el cual se da un plazo adicional de una semana para su revisión.

Para el Acuerdo que sustituye el 701, “Condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medidas y entre este último y el ASIC”, se convocará una reunión no presencial del Comité Tecnológico para evaluarlo. Una vez se discuta el mismo, se citará a CNO no presencial para aprobar dicho Acuerdo. TEBSA solicita mayor capacitación para este tema, dada la cantidad de fronteras que hay. Adicionalmente sugiere una fuerte socialización.

El Acuerdo Por el cual se aprueban los procedimientos para la gestión integral de la demanda no se aprueba, dada la manifestación de CODENSA de no conocer la versión definitiva del mismo y la eliminación del concepto de Unidad de Control de Pronóstico-UCP. Al respecto, el CNO menciona que el Acuerdo tiene el aval del Comité de Distribución, y todas las dudas que tenían CODENSA y ELECTRICARIBE fueron aclaradas. Al margen de lo anterior, se citará a una reunión para revisar las inquietudes expresadas.

Se aprueban los siguientes acuerdos:

- “Por el cual se actualiza la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de expansión que se ejecuten en los Sistemas de Transmisión Regional STRs”.
- “Por el cual se aprueba la actualización de las series hidrológicas de la Centrales Amoyá y Sogamoso del año 2016”.
- “Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse San Lorenzo”. Revisar que tan periódicas deberían ser las batimetrías. Todo lo anterior para tener en cuenta las tareas del grupo de sedimentos.
- “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 Salto II y la respectiva curva de carga”.
- “Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio del mínimo técnico de las unidades 1 y 2 de la planta de generación Cucuana”.

- “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 Merilétrica en operación con gas natural”.
- “Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio del consumo térmico específico (heat rate) de las unidades 1 y 4 de la planta de generación Flores en operación con gas natural”.
- “Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas del factor de conversión de las unidades de las centrales hidroeléctricas Alto Anchicayá y Salvajina”.

Conclusiones

Para el Acuerdo que sustituye el 701, “Condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medidas y entre este último y el ASIC”, se establece una reunión no presencial del Comité tecnológico para evaluarlo. Una vez se discuta el mismo, se convocará a CNO no presencial para aprobar dicho Acuerdo.

TEBSA solicita mayor capacitación para este tema, dada la cantidad de fronteras que hay. Adicionalmente sugiere una fuerte socialización.

Para el Acuerdo “Por el cual se aprueban los procedimientos para la gestión integral de la demanda” no se somete a consideración dada la preocupación de CODENSA de que el acuerdo propuesto modificaría los mercados de comercialización. Al respecto, el CNO menciona que el Acuerdo tiene el aval del Comité de Distribución. Al margen de lo anterior, llevará el tema a una reunión del Comité de Distribución para revisar las inquietudes.

3. INFORME DEL SECRETARIO TECNICO

NO

Presentar el informe del Secretario Técnico al CNO 521.

INFORMATIVO

SI

NO

Desarrollo

I. ADMINISTRATIVOS:

1. EJERCICIO DE ESTRATEGIA CNO 2017

- *Proceso y cronograma.*
- *Cuestionario de entrevistas: se enviaron a consultores internacionales: Wolak y Oren y ya se empezaron a enviar a los gremios.*
- *Primer taller de estrategia el 3 de septiembre después de la reunión ordinaria.*

2. XM está liderando la creación de la institución CIGRÉ (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas) capítulo COLOMBIA. CIGRÉ es una organización internacional no gubernamental sin fines de lucro con sede central en París, reconocida mundialmente como líder en sistemas eléctricos de potencia con miembros en más de 80 países. En este sentido, el CND invita al Consejo a participar como miembro colectivo Tipo I.

II. TÉCNICOS:

1. La ejecución del plan de pruebas de rutina de los transformadores de medición va en un 27,46 % al 2 de agosto. Se expidió la Circular 17, dirigida a los representantes de las fronteras comerciales, en la que se les recuerdan los vencimientos de los plazos regulatorios de ejecución.

Se propone llevar a la CREG las preocupaciones del cumplimiento del Código de Medida de manera general, no solo en el cumplimiento de las funciones del CNO en las pruebas de rutina, se acuerda a través del Comité de Operación y Grupo de Medida, argumentar técnicamente porque aún con la primera ampliación no se logran los plazos de forma general al Código, se propone hacerlo de manera conjunta con el CAC para llevar el contexto técnico de las pruebas y los aspectos comerciales.

EPM considera que se debe manifestar que los plazos siguen estando muy ajustados y será difícil cumplir sobre todo para los agentes que tienen muchas fronteras comerciales..

2. Se revisó el cronograma de tareas de la resolución 243 de 2016 según solicitud de la CREG y se recomendó como fecha límite para llevar a cabo el desarrollo del protocolo el 22 de septiembre. Para poder cumplir con esta fecha es necesario tener el apoyo de la Universidad de los Andes a través del convenio marco que se está desarrollando. Se solicita al Consejo la aprobación del cobro de una cuota extraordinaria de \$6.154.000 para financiar la celebración del convenio específico que tiene por objeto la verificación y medición de las series

históricas de irradiación solar y temperatura ambiente de las plantas solares y la verificación de las constantes de la ecuación correspondiente a las pérdidas por temperatura ambiente de las plantas solares fotovoltaicas. La Comisión Temporal de Plantas Solares sería el supervisor del contrato.

El Consejo aprueba el cobro de la cuota extraordinaria para financiar el pago del convenio específico con la Universidad de los Andes, relacionado con el cumplimiento del mandato regulatorio de la Resolución CREG 243 de 2016.

3. Teniendo en cuenta que ninguna de las firmas y universidades invitadas a participar en el estudio de desbalances presentaron oferta, el CNO se puso en contacto con otros centros de investigación y compañías, buscando más oferentes e interesados. Se estableció contacto con la Universidad de Chile, Universidad de Antioquia, PSR de Brasil, EAFIT, Universidad de los Andes y Universidad Nacional sede Bogotá. Se socializó el objeto del estudio, alcance y perfil del grupo profesional requerido. Producto de esta reunión el Subcomité Hidrológico analizó y realizó los ajustes a los TDR correspondientes, lo cual fue comunicado a cada uno de los interesados. Una vez se reciban los nuevos comentarios el 02 de agosto del año en curso, se enviarán nuevamente las invitaciones oficiales para participar en el proceso de selección. Se espera tener los resultados de la evaluación para celebración del contrato el 15 de septiembre.

4. La SSPD solicitó una lista de acuerdos para hacerles seguimiento. Se enviará la lista de acuerdos que contiene protocolos como por ejemplo el de factor de conversión, batimetrías, heat rate, estatismo y banda muerta, entre otros.

5. En línea con las actividades programadas en el grupo de trabajo VRE, se han llevado a cabo reuniones con la OMM para establecer un proyecto piloto en Colombia, que tiene como objetivo la implementación de un Servicio Climatológico para el Sector de Energía Eléctrica. Las entidades involucradas en esta labor son XM, UPME, IDEAM y el CNO. Actualmente está en elaboración un documento soporte para el fondo verde, financiador del proyecto.

6. En línea con el numeral anterior, el IDEAM ha solicitado al CNO (Subcomité Hidrológico, futuro Subcomité de Recursos), un listado de variables y emplazamiento que serían de interés para el Consejo, en relación con los pronósticos de precipitaciones y principales variables climatológicas. Se acordó al interior del subcomité suministrar a dicha institución las cuencas de interés y requerir al IDEAM pronósticos de radiación solar y velocidad del viento, esto para algunas zonas del país (enfoque área Caribe y Valle del Cauca).

7. Teniendo en cuenta la necesidad de consolidar los proyectos de generación no convencionales de carácter renovable e intermitente que se desarrollarían en el país, para realizar los análisis energéticos, eléctricos y de potencia según hoja de ruta de XM y cronograma de trabajo VRE, la UPME consolidó el listado de solicitudes de conexión al SIN.

Se manifestó por parte de los desarrolladores la intención de instalar más de 9 GW de capacidad renovable intermitente (proyectos eólicos y solares fotovoltaicos) en el área GCM, de los cuales alrededor del 50 % (4.5 GW) suministraron la información del recurso y los estudios de conexión correspondientes (en revisión análisis de la información). En la presentación de la UPME se mostrará este punto con mayor detalle.

8. El Ministerio de Defensa, en coordinación con Presidencia y MinTIC, tiene previsto realizar el Primer Ejercicio de Gestión de Crisis Cibernética Nacional para el estado colombiano. El objetivo es examinar las consideraciones de seguridad y defensa cibernética asociadas con la interrupción del sector de tecnologías de información y comunicaciones, y el sector de energía eléctrica, como consecuencia de la materialización de amenazas cibernéticas. También busca evaluar los protocolos de respuesta a incidentes cibernéticos, e identificar y abordar cualquier déficit de capacidad o procedimiento descubierto.

En este sentido el Ministerio de Defensa solicitó la colaboración del CNO, suministrando los contactos (nombre completo, cargo, dirección, teléfono) de los posibles invitados, teniendo en cuenta que sería oportuno tener una representación de los transmisores, generadores, distribuidores, CND y el mismo Consejo. Se tendrá un equipo directivo y un equipo técnico que acompañará el ejercicio. La propuesta del Comité Tecnológico es que se incluya la participación del Secretario Técnico del CNO y las siguientes empresas por actividad:

- Representantes de generación: EPM e ISAGEN
- Representante de transmisión: INTERCOLOMBIA
- Representantes de Distribución: CODENSA, ELECTRICARIBE y EPSA
- Operador del Sistema: XM

9. En el Subcomité de Plantas y el Comité de Operación del CNO se formuló una comunicación con comentarios a la Circular CREG 039 de 2016 *“Documento 04B- Propuesta para la implementación de un despacho vinculante”*. La misma presenta los comentarios a la propuesta de implementación del mercado intradiario, teniendo en cuenta que la Agenda Regulatoria de este año tiene previsto instrumentar estos mecanismos durante el tercer trimestre del 2017.

4. INFORME DE COMITES	NO		INFORMATIVO		
-----------------------	----	--	-------------	--	--

Desarrollo

1. Informe comités

El CNO presenta de forma resumida las principales actividades desarrolladas por cada uno de los Comités y Sub Comités. Entre ellos destacan:

Comité de Operación:

- Informe hidroclimático y ambiental del IDEAM (SH).
- Análisis de nuevos acuerdos.
- Situación Eléctrica y Energética del SIN.
- Informe avance subcomité de controles RPF y AGC.
- Seguimiento FRNC (CNO).
- Activos críticos (Comité Tecnológico)

Comité de Transmisión:

- Seguimiento Jornadas Técnicas de Transmisión.
- Presentación informe planeamiento eléctrico y restricciones.
- Presentación estudio FRNC.
- Informe XM.

Comité de Distribución:

- Estudio FRNCE.
- Informe XM.
- Seguimiento al plan operativo del CD.
- Avance planeación Jornadas de Distribución.
- Avance planeación de la agenda Plenaria Operadores de Red y Taller de Demandas.

Conclusiones

5. INFORME DE SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO		INFORMATIVO		
--	----	--	-------------	--	--

Desarrollo

El CND hace su presentación, la cual aborda: i) Situación Operativa; ii) Variables en el SIN; iii) Panorama Energético; iv) Varios.

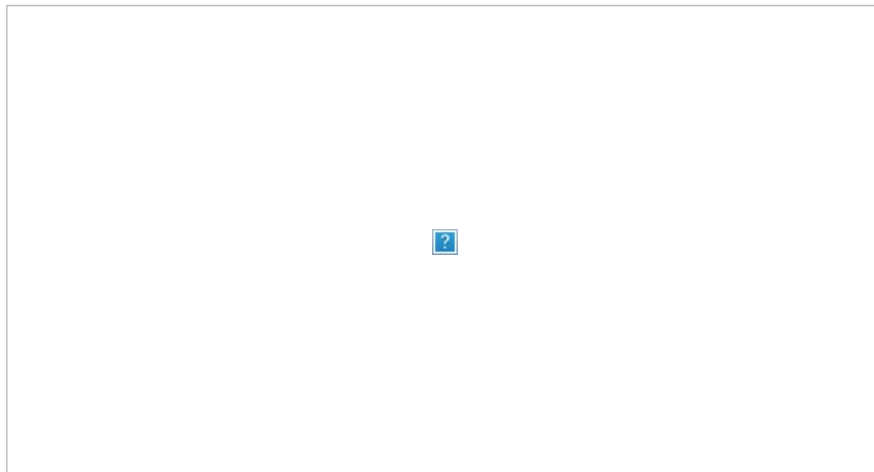
i. Situación Operativa:

- Hay un total de 111 restricciones, de las cuales 66 se puedan enmarcar bajo estado de alerta y 33 en estado de emergencia. Se indica que todas las subáreas del Caribe Colombiano, a saber Atlántico, Bolívar, GCM, Córdoba-Sucre, y las subáreas Santander y Arauca, están en condición de emergencia.
- Se menciona que entraron en operación varios proyectos, los cuales representan un impacto positivo para la confiabilidad y seguridad del SIN. Los más representativos son los siguientes:
 - a. Etapa III Proyecto Nueva Esperanza y enlaces asociados a 115 kV.
 - b. Cambio de transformador 230/115 kV de 90 MVA a 150 MVA en subestación Chivor.

c. Circuito Aguazul-Yopal 115 kV y segundo enlace Caucasia-Cerromatoso 115 kV.

d. Compensación Capacitiva Tibú 115 kV.

- También se informa sobre los próximos proyectos que estarán en servicio, los cuales se observan en la siguiente figura:



- En relación a los eventos del SIN, el CND presenta los más representativos, subestaciones Enéa 230 kV y Reforma 115 kV. Para el primero la causa fue un incendio en el transformador 230/115 kV. En el segundo fue la rotura de la cadena de aisladores entre la barra 115 kV y la bahía de línea Reforma a Ocoa 115 kV. Las dos fallas ocasionaron desatención de demanda.
- XM presenta las acciones tomadas por parte del Operador para garantizar la seguridad de la subárea Atlántico por las indisponibilidades asociadas a la entrada en servicio del proyecto Caracolí 220 kV. Se aclara que dicha expansión tiene hasta el 05 de agosto para incorporarse, según resolución MME 40731. Bajo estas condiciones se observa que se tendrá un riesgo de evento N-5 en Atlántico. Queda como tarea analizar si desde el C.N.O se puede hacer algo para remediar esta y otras situaciones similares. Se acuerda citar este tema y trabajarlo fuertemente en el Comité de Transmisión.
- Por solicitud de ENEL, el CND estudió la propuesta de instalación de un Esquema Automático de Rechazo de Generación-EDAG, para garantizar las condiciones de seguridad del SIN por la conexión de 200 MW eólicos en la subestación Cuestecitas 220 kV (Windpeshi), ello hasta la entrada en servicio de la expansión en 500 kV en el área GCM. Los resultados evidencian que ante la indisponibilidad o falla del circuito Guajira-Santa Marta 220 kV, máximo despacho en la zona (incluyendo Windpeshi) e importaciones desde Venezuela, se presentan niveles de carga superiores a los límites permitidos en algunos circuitos del anillo 220 kV de GCM. Por lo anterior se requeriría el citado esquema, para reducir la generación de la nueva planta eólica y evitar así sobrecargas. Al margen de lo anterior el Esquema suplementario debe ser presentado al CNO en los términos del Acuerdo 913. Mirar en SAPE RAG ENEL
- En este punto GECELCA pregunta por que se aprueba la incorporación de nuevos recursos de generación cuando la red no lo permite. Al respecto el CNO y la UPME mencionan que desde el punto de vista de expansión la solución ya fue definida, pero entraría en servicio en el año 2021. El EDAG es un mecanismo que permitiría la conexión del nuevo recurso de forma inmediata sin comprometer el resto del SIN (hasta que llegue la expansión).

Variables del SIN:

- Las reservas hídricas del SIN están en el 80.04 % a 31 de julio, Peñol con 95.66 %, Agregado Bogotá con 44.2 %, Guavio está en el 98.01 % y Esmeralda en el 95.11 %. Los aportes fueron el 89.7 % de la media histórica, Antioquia estuvo en el 76.43 %, Oriente en el 87.7 %, Centro en 107.34 % y Valle con 97.28 %.
- Se presentan vertimientos en los embalses de Punchiná, San Lorenzo, Playas, Peñol, Topocoro, Guavio y Esmeralda.
- Respecto a la evolución de la demanda, está se ubica entre el escenario bajo y medio de la UPME, actualización febrero 2017.
- La generación promedio diaria durante el mes de julio fue de 182.3 GWh-día, aportando los recursos renovables, convencionales y no convencionales, cerca del 90.7 %.
- Para los días 24 al 26 de mayo de 2017 se realizaron labores de mantenimiento preventivo en el Complejo de Ballena, programadas por Chevron Petroleum Company. Esto implicó un consumo de Gas Natural importado superior a los 40000 MBTU.
- Durante el último mes se han activado las importaciones de Energía desde el Ecuador, alcanzando en algunos momentos los 2.3 GWh-día.

iii. Panorama Energético:

- XM presenta el panorama energético a través de sus simulaciones de mediano plazo. Los supuestos considerados se observan en la siguiente figura:



- Adicionalmente se simula un caso con los proyectos de generación que tienen concepto de conexión de la UPME, independientemente de sus Obligaciones de Energía en Firme.



-
- Resultados
- Con el nivel del embalse agregado actual y las expectativas de aportes consideradas, el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.
- Ante el escenario más deficitario de aportes hidricos, el embalse agregado, puede descender hasta valores del orden de 29% en el verano 2017-2018 y 26% en el verano 2018-2019, considerando valores de generación térmica por debajo de los 50 GWh/día.
- Según el escenario de FRNC planteado, la contribución promedio de las FRNC para el primer año es aproximadamente 0.3 GWh/día, alcanzando valores al final del horizonte mayores a 2 GWh/día.
- Con la incertidumbre en los escenarios de FRNC y generación distribuida en el SIN, así como el impacto del ingreso de nuevas tecnologías en el sistema, es importante contar con una base de datos única para el manejo de la información de los nuevos proyectos y las fuentes primarias de información requeridas para los diferentes análisis; entre otras, al menos con la siguiente información:
 - - Localización geográfica del proyecto
 - Características de parámetros básicos
 - Contar con información de mediciones en los puntos geográficos de los proyectos.
- Varios:

Finalmente XM presenta el seguimiento a las acciones resultantes de análisis de eventos en el SIN, Indicadores de la Operación e Indicadores de Mantenimientos del Acuerdo 963. Los detalles de estos temas se encuentran en la presentación del CND.

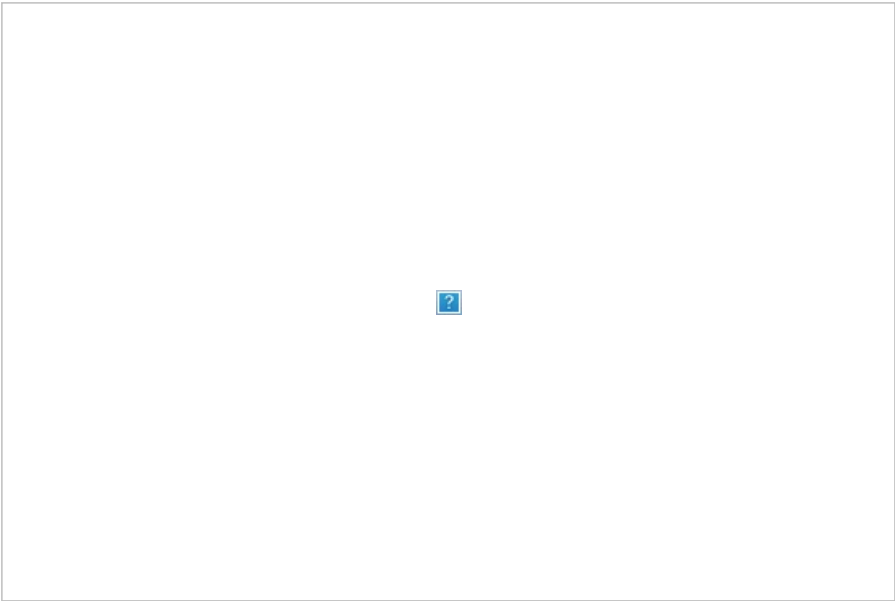
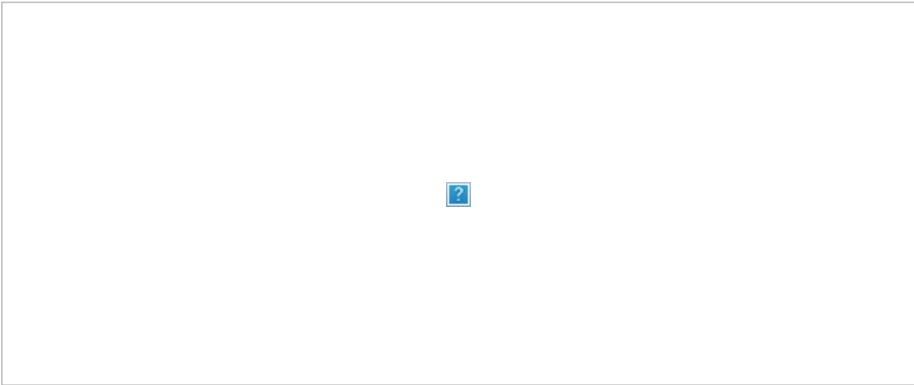
Conclusiones

6. INFORME DE LA UPME	NO		INFORMATIVO		
-----------------------	----	--	-------------	--	--

Desarrollo

La Unidad presenta el estado de las solicitudes de incorporación de fuentes renovables no convencionales de carácter intermitente en el área GCM. En primera instancia se indican los proyectos que ya tienen conexión aprobada por la UPME (1282 MW eólicos y 288.9 MW solares). Destaca la fecha de entrada en operación del recurso solar (antes de diciembre de 2018).

La UPME también comenta que se recibieron solicitudes de intención para conectarse al área GCM por 9231.8 MW, de los cuales 4787.5 MW son eólicos y 4474.3 MW son solares. No obstante, la Unidad advierte que de esta capacidad tan “sólo” 4653.3 MW cumplieron los requisitos solicitados (estudio de conexión, información del recurso, formatos de solicitud, viabilidad del dueño del punto de conexión y manifestación de interés con capacidad y fecha estimada de puesta en servicio). La siguiente tabla y gráfica muestran el resumen de la capacidad requerida. Vale la pena mencionar que la UPME está validando la información del recurso de los proyectos que cumplieron con los requisitos.



La Unidad también presentó la estrategia general de incorporación de estos recursos, la cual abarca el análisis de las capacidades de exportación e importación, estado actual de la red, expansión definida y uso de la infraestructura. En este punto el CNO llama la atención sobre la capacidad que se conectaría al SIN en una sola área, lo cual implicaría un rediseño del Sistema. Se advierte sobre la necesidad de reforzar el sistema y considerar otro tipo de tecnologías, BESS por ejemplo, para incorporar estos recursos, dadas las condiciones actuales de red y la resistencia al desarrollo de proyectos de infraestructura. También se comenta que una forma de facilitar la inserción de estas nuevas plantas, es a través del incremento de las capacidades de interconexión con sistemas vecinos. Sobre este último punto EPM advierte sobre lo que está ocurriendo en Ecuador, donde su matriz eléctrica es predominantemente hídrica, situación que ocasionaría un diferencial de costos marginales importante (¿bajo estas condiciones, serían rentables los nuevos proyectos FRNCE?, se pregunta EPM).

Adicionalmente XM advierte sobre las condiciones en las cuales la UPME ha emitido los conceptos, ya que dependiendo del porcentaje de penetración de estas fuentes, sería necesario adecuar los requisitos de conexión. Al respecto el CNO comenta lo acontecido en otros países, donde primero han entrado las fuentes intermitentes y posteriormente se ha acondicionado el código de red (situación no deseable). Es por lo anterior que el Consejo junto con XM y la UPME están trabajando de forma acelerada en la definición de los nuevos requerimientos a estas tecnologías (a través de los estudios eléctricos, energéticos y de potencia).Al final se concluye la importancia de involucrar a la CREG desde ya en los ejercicios de definición del código de redes (grupo de trabajo VRE).

Por último la UPME muestran los adelantos del Plan de Abastecimiento de Gas 2017 y los avances para su implementación. Se presenta el nuevo balance oferta-demanda y la necesidad de contar con la planta de regasificación del pacífico. Inclusive se habla de una tercera planta en el caso que continúen la declinación de los pozos actuales y el no hallazgo de nuevos.

Conclusiones

Presidente - Diana M. Jiménez

Secretario Técnico - Alberto Olarte