Acta de reunión
Acta N° 641
5 Agosto, 2021 Gotomeeting

Acta reunión C N O 641.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
EMGESA	John Rey	SI	NO
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	NO	SI
TERMOTASAJERO	Jose David Montoya	SI	NO
Prime Energy	Jose Serje	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
CODENSA	Wilman Garzon Ramirez	NO	SI

INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	NO	SI
SSPD	Angela Sarmiento	SI	NO
SSPD	Antonio Jiménez	SI	NO
SSPD	Diego Alejandro Ossa	SI	NO
CELSIA	Germán Garcés	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
SSPD	Jorge Zuluaga	SI	NO
MME	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
SSPD	Luis Galvis	SI	NO
SSPD	Miguel Velásquez	NO	SI
SSPD	Oscar Paramo	NO	SI

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	Aprobaciones: • Actas pendientes. • Acuerdos.
3	09:45 - 10:15	Informe Secretario Técnico.
4	10:15 - 11:15	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
5	11:15 - 12:00	Informe UPME.
6	12:00 - 12:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1, INFORME IDEAM	NO	Presentar la evolución de las principales variables hidroclimáticas y los pronósticos del clima.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Se presentaron los indicadores de las anomalías de la temperatura en las diferentes regiones del Pacífico ecuatorial, mostrando todos que estamos en situación neutral tal y como se habia manifestado en las últimas semanas. Se recordó que para la temporada de huracanes de este año se pronosticaba mas activa que lo normal, y a pesar que esto no se ha cumplido en los primeros dos meses de la temporada , se esperaría que se concentre en el periodo hasta noviembre para aumentar la frecuencia de estos eventos desde tormentas tropicales hasta huracanes de diversas categorías. Núcleos calidos subsuperficiales han desaparecido y han dado paso a nucleos fríos.

En el país se han registrado precipitaciones por encima de lo normal en regiones que normalmente pasarían por un verano intermedio como son las zonas andinas. Los centros internacionles mencionan que la TSM en el Pacífico ecuatorial se encuentra cercana a lo normal, es decir sin señales de eventos El Niño o La Niña. Desde mediados de junio hasta inicios de julio de 2021 se ha observado en casi todo el océano Pacífico un ligero fortalecimiento de los vientos alisios, por lo que se continuará evaluando la persistencia de este fortalecimiento. Los pronósticos para el trimestre agosto – octubre de 2021 de la TSM sugieren valores ligeramente bajo lo normal en el Pacífico centrooriental y en parte de la costa oeste de Sudamérica. El pronóstico de El Niño/La Niña, para este mismo trimestre, prevé el predominio de condiciones normales.

Conclusiones

- El comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional. Cabe destacar que transitamos por la temporada de huracanes, la cual se espera con actividad por encima de lo normal, de acuerdo con los centros de predicción especializados,

2, ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes de aprobación y los acuerdos que se recomiendan para su adopción por el Consejo Nacional de Operación.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

ACTA 636: Publicada para comentarios el 22 de julio. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN, TEBSA y EPM. Se dió su aprobación.

ACTA 637: Publicada para comentarios el 22 de julio. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN, ENEL EMGESA, TEBSA y EPM. Se aprobó esta acta por parte del Consejo.

ACUERDOS:

Se presentaron y aprobaron los siguientes acuerdos:

- Por el cual se actualiza la definición de los tipos de pruebas para las plantas o unidades de generación que están autorizadas para desviarse.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del generador asociado a las unidades 1, 2, y 3 de la planta de generación Prado.
- Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Muña.
- Por el cual se aprueba la actualización del consumo térmico específico de la planta de generación Termocandelaria 1.
- Por el cual se aprueba una ampliación del plazo para la entrega de la actualización de la serie hidrológica Guavio.
- Por el cual se aprueba una ampliación del plazo para la entrega de la actualización de la serie hidrológica Digua.
- Por el cual se actualiza la lista de firmas auditoras para la determinación del Factor de Conversión de Plantas Hidráulicas del Sistema Interconectado Nacional.

Conclusiones

- Se aprobaron las actas N° 636 y 637.

- Se aprobaron los acuerdos presentados.

3. INFORME CNO 641	NO	Presenta los principales temas de desarrollo y de interés del Consejo Nacional de Operación.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Aspectos Administrativos:

1. Se llevó a cabo la sexta (6) Jornada del Comité de Distribución cuyos ejes temáticos fueron los siguientes: i) digitalización; ii) coordinación/operación de redes de distribución; iii) gestión de activos y iv) emisiones. Se contó con una participación promedio de 150 funcionarios de las empresas, y un pico de asistencia de 240 funcionarios. Se tuvo la participación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, Universidades, Proveedores y miembros del Comité de Distribución. Las presentaciones y video de la Jornada estarán disponibles en la página web del Consejo.

2. Entre los días 24, 25 y 26 de agosto del año en curso se llevarán a cabo las Jornadas Técnicas del Comité de Transmisión y del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión-CAPT. Los ejes temáticos de la misma son los siguientes: i) nuevas tecnologías de alta y extra alta tensión; ii) aplicación de Inteligencia Artificial en el planeamiento y operación de sistemas de transmisión; iii) gestión de activos e iv) integración de fuentes intermitentes de generación.

3. En el Comité Legal se avanza en la identificación de los siguientes aspectos, que deben acometerse para el cumplimiento de la Ley 2099 del 2021:

- Definición de los criterios y condiciones de elección de los nuevos miembros por elección creados por la Ley.
- Definición del presupuesto (cuotas de funcionamiento) y fecha de aplicación.

- Modificación de los documentos del Modelo de Buen Gobierno (Código de Buen Gobierno, Reglamento Interno y Código de Ética).
- Apertura de las elecciones de los nuevos miembros por elección: un (1) representante de los generadores con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER exclusivamente, un (1) representante de la Demanda Regulada y un (1) representante de la Demanda No Regulada.
- Elección de un (1) representante adicional de la actividad de Transmisión.
- Expedición del Acuerdo de Integración del CNO adaptado a la nueva Ley.

Aspectos Técnicos:

4. El Comité de Distribución-CD del Consejo continúa con el seguimiento a la implementación de los Planes de los Operadores de Red, derivados de las acciones pendientes de los análisis de eventos del Sistema Interconectado Nacional-SIN. Al respecto cabe destacar la mejoría que ha tenido ELECTROHUILA en la reducción del número de acciones por gestionar. En la próxima reunión del CD se abordarán detalladamente los casos de DISPAC y EMSA, teniendo en consideración las situaciones identificadas por el CND en su reciente Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP.

5. Respecto al cumplimiento de las tareas asignadas por la Resolución CREG 075 de 2021 al CNO, el Comité de Distribución-CD y su grupo de trabajo están formulando el documento de contenidos de los Estudios y/o Diseños que deberán desarrollar, una vez sea adoptado por la CREG, los proyectos clase 2 que se pretendan conectar en los Sistemas de Distribución Local-SDL, ello en el marco del Artículo 44 de la citada norma. Teniendo en cuenta la fecha para el cumplimiento de esta actividad, 21 de agosto de 2021, próximamente se convocará a una reunión extraordinaria del Consejo para la aprobación de dicho documento.

6. En el marco del Convenio Específico con la Universidad de los Andes, cuyo objeto es el desarrollo de los protocolos para el cálculo de la Capacidad Efectiva Neta-CEN y el modelo que relaciona el recurso y la potencia de las plantas solares fotovoltaicas, la Universidad presentó recientemente sus avances al grupo de trabajo conformado por los Subcomités de Plantas-SP y Recursos Energéticos Renovables-SURER del Consejo. Específicamente se socializó el código de programación (Python-Jupyter Notebook) que contiene los principales modelos para obtener la Radiación Solar sobre los Paneles Solares-POA a partir de la medición de la Irradiación Global Horizontal GHI. Es importante recordar que dicha variable es fundamental para la modelación de la producción de este tipo de tecnologías de generación.

7. CIGRÉ Colombia presentó al Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE y al Comité de Distribución del Consejo, el documento "*Necesidades, requerimientos y desafíos en la implementación de subestaciones digitales en Colombia (implementación del estándar IEC 61850)*". Como resultado de la reunión se acordó incorporar al mismo la experiencia de ENEL CODENSA, considerando la reciente puesta en servicio de la primera subestación digital del país, denominada "Portugal". Una vez se cuente con la segunda versión del documento y se presente al SAPE, se recomendará al Consejo apoyar esta iniciativa como un aporte al Regulador frente a las acciones normativas necesarias para que las subestaciones digitales sean una realidad en Colombia.

8. Se llevó a cabo la primera reunión del Grupo de Trabajo de los Subcomités de Controles-SC y Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE, para revisar los requerimientos de control de tensión establecidos en la Resolución CREG 060 de 2019. Al respecto, CELSIA y su consultor (HEVRON) presentaron los análisis técnicos que soportan su recomendación de solicitar a la Comisión aclarar que la curva de "Capabilidad" de referencia sólo se deba cumplir en función de la tensión del sistema, es decir:

- Entre 0.9 y 1.0 p. u se debería cumplir con el rango de entrega de potencia reactiva.
- Entre 1.0 y 1.1 p. u se debería cumplir con el rango de absorción de potencia reactiva.

Adicionalmente CELSIA plantea que, sí se requiere mayor cantidad de compensación reactiva para el soporte del área GCM, se definan soluciones centralizadas.

En este sentido, se citó para la próxima semana la segunda reunión del Grupo de Trabajo, donde el CND y cada Agente presentaran su conocimiento y/o experiencias

en la aplicación de la Resolución CREG 060 de 2019. La UPME también está invitada.

9. Se llevó a cabo la reunión Conjunta de los Comités de Transmisión-CT, Distribución-CD, Supervisión y Ciberseguridad, y Operación-CO, donde el CND presentó los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP, Trimestral de Restricciones-ITR y de Seguimiento a los análisis de eventos del SIN. De estos se destacan los siguientes aspectos:

- Solamente en el área Caribe están activos cuarenta (40) Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS.
- Bajo los supuestos del IPOEMP, que consideran las fechas de puesta en operación reportadas previamente por la UPME, existen muchos proyectos de generación que podrían acogerse a la Resolución CREG 075 de 2019, ya sea vía el Artículo 19 o el 34.
- Se está cuantificando para la generación solar fotovoltaica y eólica, de manera probabilística, su peso en unidades equivalentes y su impacto en los principales límites de transferencia de potencia del SIN (cortes). Vale la pena mencionar que para estos ejercicios se tienen en cuenta, en la mayoría de los casos, información de reanálisis de los recursos primarios (viento e irradiación).
- En función de los análisis de cortocircuito de mediano y largo plazo, donde se identifican 41 subestaciones que estarían por encima del 90 % de su capacidad nominal, el CND a través de una técnica de optimización estableció el impacto que tendría la instalación de reactores de línea para mitigar esta situación. En relación a los resultados obtenidos para algunas subestaciones, donde la reducción del nivel de corto circuito es marginal (se tuvo en cuenta un solo reactor por subestación), se sugirió a XM explorar la alternativa de fraccionamiento óptimo de la red.

Se convocará nuevamente a los Comités para la presentación del Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo-IPOELP.

10. Se realizó la reunión del grupo de trabajo de Flexibilidad, el cual tiene como objetivo la formulación de métricas de cuantificación de este atributo. A partir de los resultados expuestos por el CND, se concluyó que los agentes presentaran en el Subcomité de Planeamiento Operativo de agosto varias propuestas de índices.

11. Los subcomités de Plantas-SP y Controles-SC están formulando las agendas académicas de sus jornadas. Respecto a la primera, el objetivo es “nivelar” el conocimiento de la tecnología “Power To X”, la cual permite a partir de los excedentes de generación renovable, la producción de gas natural o hidrógeno. En relación a la segunda, la meta es comprender los nuevos desafíos del control de sistemas de potencia con baja inercia.

12. El próximo 13 de agosto del año en curso se llevará a cabo una reunión con el Ministerio de Minas y Energía y Acolgen, en el marco del Consejo Nacional del Agua-CNA. En ella el CNO presentará los resultados de aplicación de la guía de cálculo caudal ambiental (UPME-CND-CNO) incluyendo un análisis de retos y barreras. En este sentido, el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER preparará la presentación correspondiente.

13. En el marco del Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO del Consejo, la UPME presentó la actualización de los escenarios de crecimiento de demanda de energía eléctrica. Es importante mencionar que, si bien los supuestos socializados en la reunión soportan los resultados obtenidos por la Unidad, actualmente la demanda real está por encima del escenario alto (se alcanzó en un día una demanda de 220GWh-día).

14. Se llevó a cabo la reunión CNO-SER Colombia, donde el consultor de este último, GERS, presentó su estudio de revisión del Acuerdo 1322 (protecciones). Se concluyó que lo establecido en el Acuerdo está soportado, no solo con análisis eléctricos exhaustivos, sino con referenciamiento de otros Códigos de Red. Próximamente se realizará una jornada de socialización del mencionado Acuerdo (solicitud de SER Colombia).

15. El CNO solicitó revisar la discontinuidad en las sendas de referencia-Resolución CREG 209 de 2020. Al respecto, el SPO concluyó que se tratan de sendas independientes, determinadas en momentos separados al comienzo de cada estación. Para su estimación se debe considerar como condición inicial el nivel real del embalse disponible en el momento del cálculo de la senda, por tanto, la senda de referencia de cada estación parte de un valor cercano al valor real. El CND revisará si es posible ajustar la visualización de las sendas de referencia para las estaciones de verano e invierno, dado que el reporte consolida todos los valores históricos. Sobre la conclusión del SPO acerca de la discontinuidad de las sendas de referencia, donde el subcomité estableció que se tratan de sendas independientes, determinadas en momentos distintos, CELSIA propuso construír una sola senda “continua”, con una metodología que podría mostrar en el SPO. El CNO estuvo de acuerdo con la propuesta y solicitó a dicho subcomité estudiar el tema.

16. El CNO solicitó revisar el impacto de un potencial impuesto a las emisiones de CO_2. Las simulaciones realizadas por la UPME en el último plan de expansión incluyeron un impuesto de 5 USD/Ton CO_2, buscando optimizar la inversión y operación. En el modelo SDDP este impuesto se suma directamente a los costos variables de las plantas. Los resultados muestran que un aumento en los costos variables de operación no genera cambios significativos en las decisiones del modelo energético, el cual conserva similitudes en los promedios de la generación térmica en comparación del caso sin el impuesto. No obstante, si se afectan los costos marginales de operación para atención de la demanda. Esta señal indica que no se observan beneficios de la medida en términos de disminución de emisiones, pero si un potencial incremento de la tarifa al usuario final.

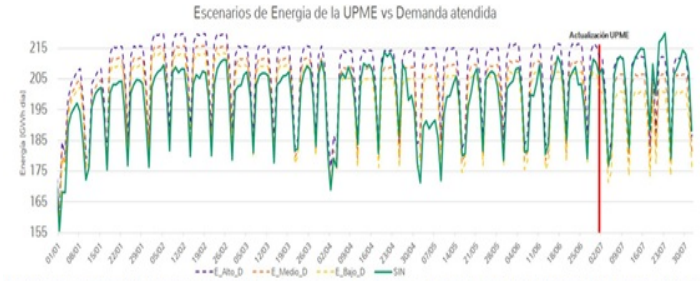
Conclusiones

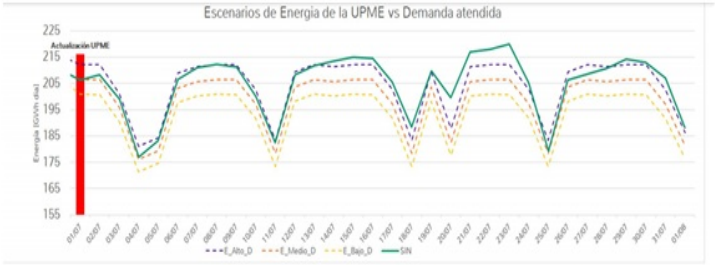
- CELSIA presentara en próximo SPO una propuesta de senda contínua bajo una metodología.

4. PRESENTACION SITUACION ENERGETICA Y ELECTRICA.	NO	Presentar la situación energética actual y la esperada del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

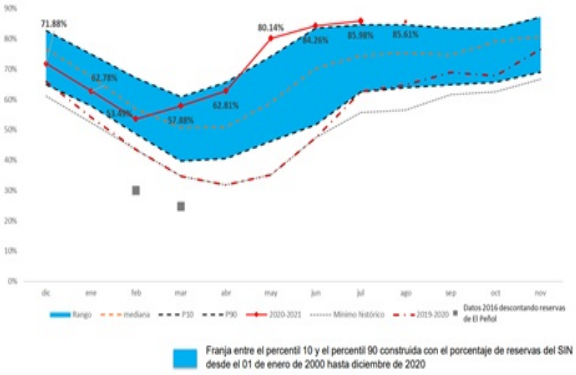
4.1 Variables energéticas: en las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de las principales variables energéticas.



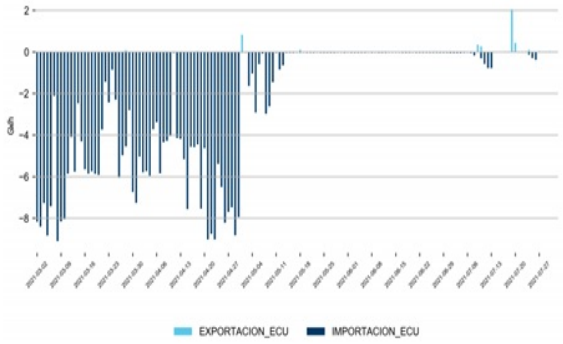


Desde el 19 de marzo de 2020 la demanda del SIN comienza a ubicarse por debajo del escenario bajo de la UPME. Para el 2021 enero está ubicado en un -2.1%, febrero con un -2.3%, marzo en un -0.8%, abril con 1.4%, mayo cerca de -1.8% y el mes de junio cerró en 0.5%. Con la actualización de los escenarios de la UPME en 2021 la demanda del SIN se ubicó para el mes de julio un 3.1% por encima del escenario medio y a su vez un 0.3% por encima del escenario alto.

Desde el 01 de julio de 2021 con la nueva actualización de los escenarios de la UPME, la demanda del SIN ha estado muy cercana al escenario alto, tanto que para el mes de julio en promedio se ubicó un 0.3% por encima del mismo. Adicionalmente, para la semana del 19 al 25 de julio donde se presentó una demanda máxima histórica en el país, en promedio superó en un 2.1% el escenario alto y un 4.9% el escenario medio de la última actualización de la UPME.



Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000 hasta diciembre de 2020



Seccionó la interconexión con Ecuador Jamondino – Pomasqui 230 kV

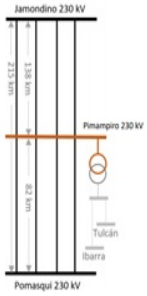
CENACE

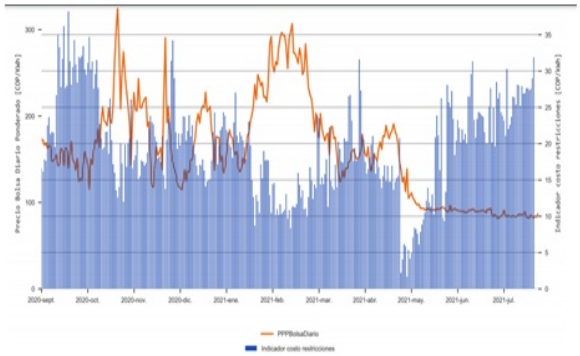
Nueva subestación Pimampiro 230 kV, conectada entre las subestaciones Jamondino y Pomasqui 230 kV. Adicionalmente conectó a través de un transformador 230/138 kV a la subestación Pimampiro 138 kV, y esta a su vez con Ibarra y Tulcán a 138 Kv

Área: Suroccidental

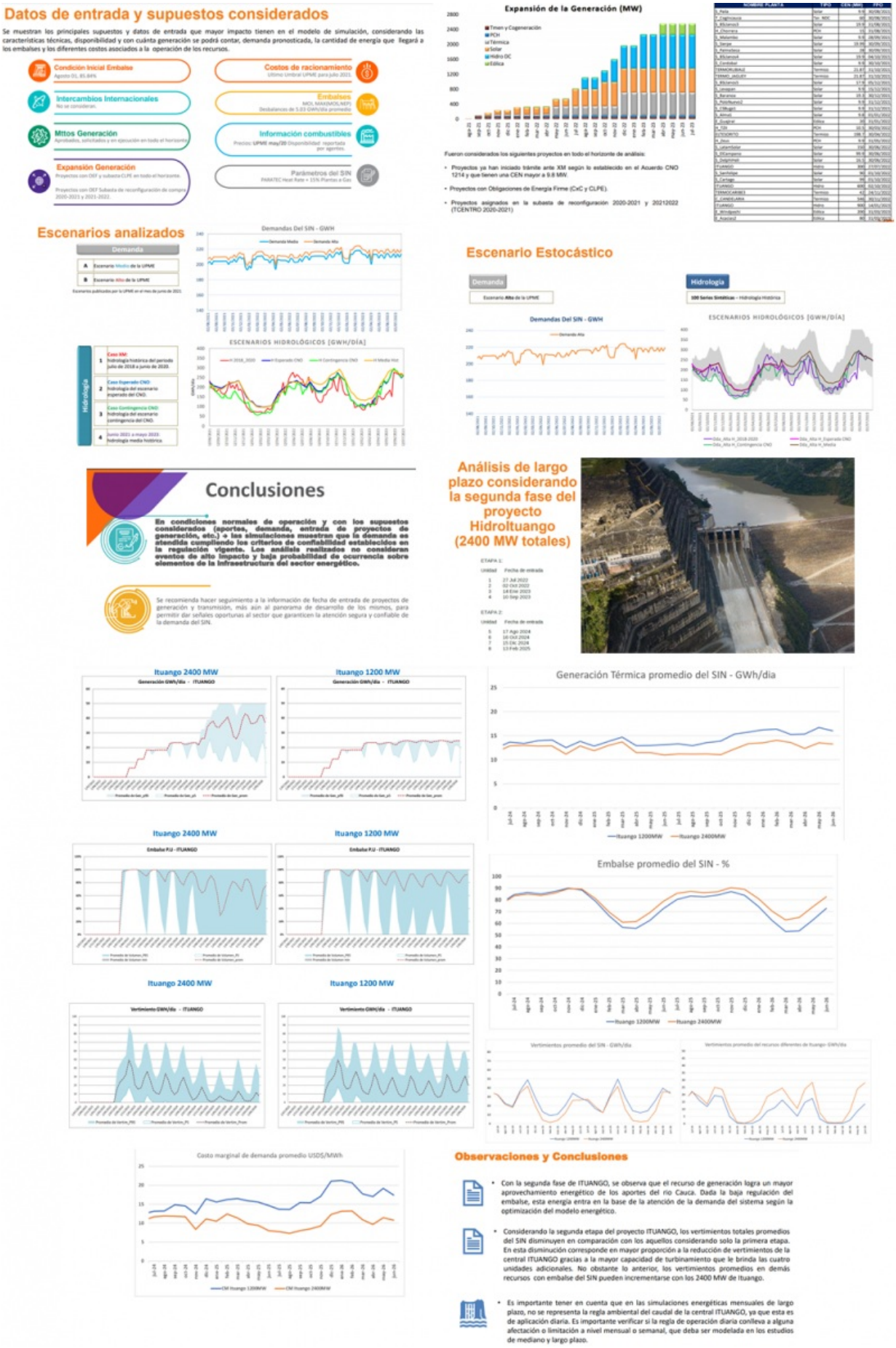
Impacto: Reduce la longitud de la interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador, pasando de 215 km por circuito entre Jamondino y Pomasqui 230 kV a 138 km entre Jamondino y Pimampiro 230 kV, lo que tiene un impacto positivo en temas de estabilidad.

La subestación y las líneas 3 y 4 entraron en operación el 11 de Julio, y se finalizó la energización con las líneas 1 y 2 el 25 de julio. El límite máximo de intercambio, de 450 MW, no varía





4.2 Expectativas energéticas: En las siguientes gráficas se muestran los análisis energéticos de mediano y largo plazo del CND.



Se menciona que a pesar de la entrada de los proyectos de expansión, los esquemas suplementarios quedan activados sin que sean eliminados, porque se observan riesgos para la operación; igual situación se presenta con las necesidades de generaciones localizadas, donde la entrada de un proyecto que según estudios de planeación eliminaría estos requerimientos, sin embargo a su entrada esto no ocurre, debido a nuevas condiciones del sistema; ante lo anterior, se requiere llevar estas estadísticas para hacer mediciones y control sobre la efectividad de los proyectos de expansión y determinar aspectos corregir.

4.3 Indicadores de la Operación: El comportamiento reciente de los indicadores de la operación se puede consultar en la presentación adjunta, que es parte integral de esta Acta. Se presenta el informe de seguimiento al Acuerdo 1414, donde las empresas DELSUR, ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA, ELECTROHUILA,, ENERCA, EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO aun no envían la información y EPM y CELSIA aun no completan el reporte; se recuerda por parte del CND la importancia de contar con al mejor información posible para la planeación, programación y operación del sistema. Se acuerda que el CNO enviará comunicado a las empresa que aun no reportan información y el CND continuara gestionando la información faltante con las otras dos empresas.

Se acuerda enviar comunicación desde el CNO con copia a la SSPD a los agentes que no han reportado información del Acuerdo 1214 y a los que la enviaron de manera parcial se continuará con las gestiones por parte de XM y hacer seguimiento en próximo CNO.

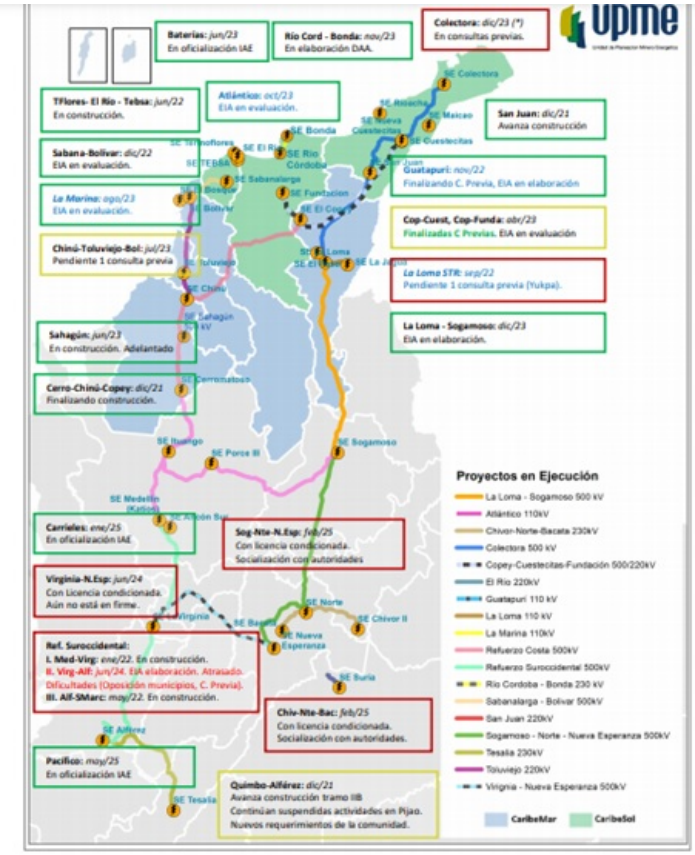
Conclusiones

- Se da un especial agradecimiento a ISA-INTERCOLOMBIA por los esfuerzos por lograr una recuperacion pronta de la línea que alimenta los departamentos de Arauca y algunos municipios de Norte de Santander.

5. INFORME UPME	NO	Presentar el estado actual de los diferentes proyectos por convocatoria que se están desarrollando en el Sistema Interconectado Nacional.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

En la siguiente gráfica se presentado el estado de las convocatorias del STN y STR.



Finalmente, el CNO manifiesta su preocupación por algunas situaciones discutidas en el Consejo durante la presentación de los Informes de Planeamiento Eléctrico del CND, las mismas se listan a continuación:

- Subárea Chocó: DISPAC menciona que los problemas de baja tensión de la subárea, que se presentan actualmente, se resolverán hasta el año 2025 con la puesta en servicio de la subestación Atrato 220 kV. Así mismo, indica que soluciones de corto plazo no son viables económicamente, ya que desde el punto de vista del Operador de Red es mejor racionar. Al respecto, la UPME indicó que revisará detalladamente el tema.

- Probabilidad “baja” de tener simultáneamente una generación mayor a la capacidad permanente en el punto de conexión (Artículo 19 Resolución CREG 075 de 2021): No hay claridad de como la Unidad establecerá este cálculo de probabilidad, con que resolución temporal y cuál será su enfoque (contemplará solamente el recurso de generación primario junto con sus costos, o se tendrán en cuenta situaciones operativas actuales). Al respecto la UPME manifiesta que revisará el tema.

- Solución de compensación dinámica GCM: Ante la pregunta del Consejo sobre el por qué la UPME no definió en el Plan de transmisión definitivo la referenciada compensación, la Unidad indica que ello tiene que ver con las discusiones que se están llevando a cabo sobre la Resolución CREG 060 de 2019 (control de tensión).

Conclusiones

6. VARIOS	NO		INFORMATIVO		

Desarrollo

- La siguiente reunión ordinaria del Consejo se celebrará el día 2 de septiembre de 2021.

- El representante de EPM, solicitó presentar la propuesta de mercado Intradiario realizada por XM; frente a esta solicitud XM solicitó se coordinara una reunión con Comité de operación y Subcomité de plantas para realizar una única presentación de la propuesta y aclaró que el esquema final será el que defina el regulador, la propuesta fue acogida y se acordó que el CNO citaría a reunión extraordinaria antes del 21 de agosto, para revisar tareas de la Resolución CREG 75, la presentación del mercado intradiario y los avances del grupo de trabajo de analis de requerimientos de curva de carga de la Resolución CREG 60.

- El representante de AES COLOMBIA solicita revisar la solicitud del comité de ciberseguridad sobre las medidas implementadas en cada compañía para prevenir ataques, en especial lo referente a que información tan sensible se solicite por correo electronico en archivos en Excel sin contraseñas y se pregunta por las condiciones de confidencialidad de los receptores de la información. Hace una llamado a implementar una herramienta robusta y segura para el intercambio de informacion critica con el operador.

- El representante de ISAGEN manifiesta que se viene trabajando en una nueva auditoria para la CEN y solicita revisar pertinencia de la misma lo que implicaría nuevas pruebas.Desde ISAGEN se presentó una propuesta para optimizar las pruebas exigidas en los acuerdos del C.N.O., de modo que se puedan integrar y hacer simultáneamente en una única parada, logrando beneficios en la disponibilidad de las plantas al reducir el número de paradas y logrando menores costos pues se harían bajo menos contratos con los auditores establecidos para tal fin.

Conclusiones

Presidente - Juan Carlos Guerrero

Secretario Técnico - Alberto Olarte