



Acta de reunión

Acta N° 669
02 Junio 2022 Oficinas CNO

Reunión CNO 669

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Antonio Jiménez	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Alejandro Páramo	SI	NO
MINENERGIA	Cristian Díaz	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
URRA	Enrique Kerguelén	SI	NO
CNO GAS	Fredi López	SI	NO
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
XM	Gustavo Díaz	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
CERRO MATOSO S.A.	Jorge Aruachan	NO	SI
ENEL Colombia	Jorge Horacio Cadena	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jorge Eduardo Zuluaga	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jose Morillo	SI	NO
Prime Energy	Jose Serje	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
XM	Juan Piñeros	NO	SI
UPME	Juan Guzmán	SI	NO
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI

IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
TERMOYOPAL	Luis Alberto Paez	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Luis Galvis	SI	NO
AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
XM	Neby Castrillón	NO	SI
Prime Energy	Patricia Mejia	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	SI	NO
UPME	Javier Martinez	SI	NO
XM	Vanesa Londoño	NO	SI
XM	Victor Meza	NO	SI
CNO	Adriana Perez	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
TERMONORTE	Diego Eduardo Camacho	SI	NO
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	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 - 12:20	Varios.
Verificación quórum		SI

Revisión de compromisos

Compromiso	Reunión N°	Fecha	Responsable
Observaciones			

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe de la situación climatológica, la evolución de las principales variables hidrometereológicas y los pronósticos para los próximos meses.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

El IDEAM menciona que continúa la persistencia de la fase subsidente y las anomalías de la temperatura superficial siguen siendo negativas en todas las regiones del Pacífico ecuatorial y aun en la subsuperficie donde no se han podido desarrollar núcleos de aguas cálidas.

Los indicadores registran otro mes de fenómeno de la Niña sumado a los que se acumulan desde hace cerca de 20 meses. Las anomalis de la precipitación en el país continuan por encima de lo normal o en valores medios durante el mes de mayo.

En cuanto a las predicciones para el mes de junio se espera que continue la fase subsidente predominando y el pronóstico de continuidad del evento Niña se extienderá por el resto del año.

Conclusiones

- El comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional, la evolución del Fenómeno La Niña y la incidencia de la activa temporada de huracanes.

2. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para aprobación por parte del Consejo.	APROBACIÓN		
---------------------	----	---	------------	--	--

Desarrollo

1. ACTAS:

ACTA 666: Publicada para comentarios el 3 de mayo. Comentarios de ENEL COLOMBIA, EPM, ISAGEN, TEBSA, AES COLOMBIA, PROELECTRICA y GECELCA.

ACTA 667: Publicada para comentarios el 3 de mayo. Comentarios de EPM, ISAGEN, TEBSA, AES COLOMBIA, PROELECTRICA y GECELCA.

ACTA 668: Publicada para comentarios el 30 de mayo. Comentarios de PROELECTRICA, TEBSA, EPM, ISAGEN y GECELCA.

El Consejo aprueba las actas 666 y 667 y para el acta 668 se da una semana más para comentarios y se aprobaría en la reunión ordinari del mes de julio,

2. ACUERDOS:

Se presentaron los siguientes acuerdos:

1. Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Urrá.
2. Por el cual se aprueba la actualización del cambio capacidad efectiva neta, consumo térmico específico (Heat Rate) y valores numéricos de rampas de la unidad Flores 4 de la planta Flores 4 CC en operación con GAS.
3. Por el cual se aprueba la actualización del cambio capacidad efectiva neta, consumo térmico específico (Heat Rate) y valores numéricos de rampas de la planta Termodorada en operación con diesel B2.
4. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del generador asociado a las unidades 1, 2, 3 y 4 de la planta de generación Porce III
5. Por el cual se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de la planta Merilétrica.
6. 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 Bajo Anchicayá respectivas curvas de carga.
7. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de la prueba de consumo térmico específico de la planta de generación Termosierra.
8. Por el cual se actualiza el procedimiento para determinar la velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de generación del SIN y el plan de pruebas para su determinación.
9. Por el cual se aprueba el "Protocolo para la construcción del modelo de conversión de recurso a potencia de las plantas solares fotovoltaicas".
10. Por el cual se aprueba el "Procedimiento de verificación de la capacidad efectiva neta de las plantas solares fotovoltaicas".
11. Por el cual se actualiza la lista de firmas auditoras que pueden ser seleccionadas para realizar la auditoría del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ASIC, Liquidador y Administrador de Cuentas LAC y Transacciones Internacionales de Electricidad TIE.

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

Conclusiones

- Las actas 666 y 667 se aprueban y el acta 668 se aprobará en la reunión ordinaria del mes de julio.
- Se aprobaron los acuerdos recomendados.

3. INFORME CNO 669	NO	Presentar las acciones y aspectos técnicos que se desarrollan en el Consejo y sus comités.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------	----	--	-------------	----	----

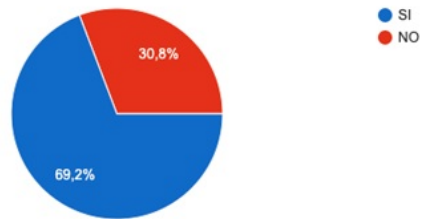
Desarrollo

Temas administrativos

1. A la fecha CERROMATOSO no se ha inscrito como fideicomitente en ALIANZA FIDUCIARIA, por consiguiente, no se ha recibido su aporte, lo cual afecta la ejecución presupuestal del Consejo. El representante de CERROMATOSO manifestó que ya recibieron el concepto jurídico y procederá a gestionar la vinculación a la fiduciaria.
2. Continúa la preparación de las Jornadas Académicas de los Comités de Distribución, Transmisión y Ciberseguridad. Los ejes temáticos, agenda y logística están prácticamente definidos. Las fechas de realización de los eventos son 25 y 26 de julio, 23 y 24 de agosto, y 29 y 30 de septiembre, respectivamente.
3. Se presentaron los resultados de la encuesta que se hizo con el objeto de determinar las variables que actualmente pueden afectar el normal desarrollo de los proyectos de generación. Se consultó la base de datos de los desarrolladores de proyectos que envía la información del radar. Se recibieron 13 respuestas.

¿Actualmente está teniendo dificultades logísticas asociadas al desarrollo de los proyectos?

13 respuestas



Si la respuesta a la anterior pregunta es SI, describa a continuación las dificultades logísticas que está teniendo.

A continuación, una síntesis de las respuestas a la pregunta abierta:

Dificultades logísticas:

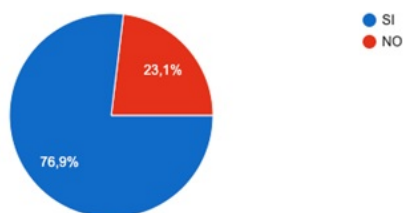
- Disponibilidad de contenedores para el embalaje de equipos.
- Disminución de frecuencia y disponibilidad de reservas en puertos de carga.
- Retrasos y altos costos en transporte desde China.
- Despacho de mercancía desde otros países con puertos.
- Demoras en transporte terrestre en países como España.
- Falta de contenedores.
- No otorgamiento de días libres de contenedores después de llegada a puerto.
- Demoras en embarques en puertos.
- Control al transporte terrestre para entrada a puertos en China.
- Restructuración de rutas marítimas.
- Para algunos componentes como Tracker, Inversores, Aerogeneradores se debe tramitar ante la DIAN una clasificación arancelaria como Unidad Funcional, y aunque la Coordinación de Regímenes Aduaneros de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales nos ha brindado mucho apoyo para agilizar el proceso, se tiene un tiempo de respuesta de 3 meses, el cuál es necesario mejorar para disminuir tiempos e impacto en los proyectos.
- Se tienen demoras en el proceso de nacionalización de componentes, ya que el RETIE 2013 no contempla los materiales y equipos que se emplean en las FNCER y se tienen dificultades para cumplir el Reglamento, por ejemplo, de los Aerogeneradores, de los Inversores etc.

Dificultades institucionales:

- Frente al relacionamiento con las comunidades, se presentan dificultades asociados a los procesos de consulta previa en relación con la representatividad de los líderes con quien se negocia, división de comunidades y aparición de nuevas comunidades que solicitan ser incluidas. Así mismo, se presentan bloqueos frecuentes en vías que imposibilitan el paso de los equipos de construcción, muchas de estas obedecen a solicitudes de tipo económico e intereses particulares más que comunitarios.
- En cuanto al tema de seguridad, la presencia de economías ilegales, bandas criminales y la cercanía de la operación con la línea de frontera, supone un constante riesgo de vulnerabilidad a la operación, lo que ha implicado adelantar convenios con el Ministerio de Defensa para mitigar su impacto.
- Por último, el positivo apoyo institucional que se recibe desde la Gobernación y las alcaldías, pasan por la limitación de la capacidad de respuesta que tiene la institucionalidad, lo cual impacta en la oportunidad para la solución de requerimientos del proyecto.
- Dificultad en conseguir los avales necesarios para garantizar los proyectos, porque los bancos no están preparados para darlos, por desconocimiento del sector.
- Principalmente se presentan retrasos debido al incumplimiento por parte de las corporaciones autónomas regionales de los tiempos establecidos en la ley para la evaluación de los Estudios de Impacto Ambiental. Además, también se presentan retrasos en consultas y trámites importantes sin los cuales no se pueden continuar las distintas fases de desarrollo.

¿Actualmente está experimentando un incremento de los costos asociados al desarrollo de los proyectos?

13 respuestas



Si la respuesta a la anterior pregunta es SI, describa a continuación las dificultades que está teniendo

- El cambio de la FPO de la expansión genera: 1. Un lucro cesante inesperado. 2. Costos adicionales en consultoría para una hipotética conexión temporal. 3. Sobrecostos asociados a la habilitación de la hipotética conexión temporal.
- Debido al COVID, la cadena de abastecimiento se vio afectada tanto para conseguir algunas materias primas para la fabricación de componentes eléctricos, como por la congestión naviera y de contenedores, que repercute en congestiones portuarias y de transporte, incremento de fletes, reducción de ofertas de buques, etc., sobre costos de almacenamiento en puertos y sobrecostos con las navieras por el uso de contenedores.
- Al aumentar el valor de las garantías con la expedición de la resolución CREG 075 se ha aumentado el valor en riesgo de todos los proyectos en desarrollo.
- Adicionalmente, la demora en trámites de obtención de los beneficios de la ley 1715 acarrea sobre costos por almacenamiento de elementos en puerto, demoras en nacionalización, entre otros costos relacionados al desarrollo de los proyectos.
- Aumento significativo en costos asociados al acero, ensamble de maquinaria, cierre de plantas, aumento de costos de logística, entre otros.
- Incremento en el valor de los equipos electromecánicos asociados a la disponibilidad de cobre y acero. Incrementos en los precios del transporte naviero por las crisis de los contenedores, aumento de los costos en la tubería de conducción GRP, por un lado, por tener un solo fabricante en condiciones de monopolio en Colombia, y, por otro lado, por la variación de los precios de las materias primas, para la tubería de conducción por el mercado mundial petrolero, en la cual la variación en los crudos de referencia WTI y BRENT es altamente inestable, asociado al conflicto entre Rusia y Ucrania.
- Incremento en la materia prima, lo que hace más costoso el desarrollo del proyecto.
- Se están produciendo reiterados retrasos por la demora e incumplimiento de los entes públicos, judiciales y Operadores de Red, que afectan al cronograma y presupuestos de los proyectos.
- Además, la falta de reglas claras y comunes en todo el país hace que lo que en un lugar demora un tiempo X con un costo Y, en otro demore y cueste algo totalmente diferente. Esto afecta a la previsión y por tanto incrementa costes y tiempos debido a la incertidumbre creada.
- Como estos proyectos se financian bajo unos supuestos de más o menos 2 o 3 años antes de inicio de las compras de equipos, en este momento con los altos costos de logística y suministros para los equipos, los valores supuestos están por encima entre un 20-35%.
- Los paneles y hedge han seguido aumentando de precio.
- Los problemas logísticos que se presentan a nivel mundial han ocasionado un alza importante en los equipos e insumos necesarios para la construcción de los proyectos. Estos son costos imprevisibles que afectan directamente los modelos financieros planteados inicialmente. Además, con la nueva regulación y debido a la demora de las entidades, es constante el riesgo de ejecución de garantías.
- Incremento en transporte marítimo.
- Incremento en costo contenedores.
- Sobrecosto de materias primas y tiempos de fabricación por aumento de la demanda que sobrepasa la oferta.

El Consejo define enviar una comunicación a las autoridades sectoriales con los resultados de esta encuesta.

4. INTERCOLOMBIA solicita realizar a la brevedad la convocatoria para escoger el segundo representante de los transmisores de energía, dando así cumplimiento a lo establecido en la ley 2099 de 2021 y a las necesidades del sector eléctrico. La razón, según INTERCOLOMBIA, es que se han superado las circunstancias que en su oportunidad tuvo en cuenta el CNO para no permitir la participación de esta empresa en la pasada elección, pues como se acredita en la comunicación adjunta del 20 de mayo de 2022, dirigida al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en la que se mencionan los avances en el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la cláusula 5.10 en relación con los Servicios CND, ASIC y LAC, se prevé que cesó la unidad de propósito y dirección, y por ende la ausencia de grupo empresarial entre XM y Ecopetrol, quien a partir de la compra de la participación de la mayoría accionaria en ISA ejerce control sobre XM a través de ISA. En este sentido, para el análisis y recomendación correspondiente, se citó al Comité Legal para el próximo 6 de junio.
5. El Convenio Marco de Cooperación Institucional suscrito por Alianza Fiduciaria en nombre y por cuenta del CNO Eléctrico y la Universidad de los Andes vence el 24 de agosto de 2022. Se solicita al Consejo su autorización para instruir a la fiduciaria la prórroga de mutuo acuerdo del mismo por 5 años. El Consejo aprueba esta prórroga.

Temas técnicos

6. El CNO hizo la encuesta de avances de la Implementación del Acuerdo 1502 de 2022-Guía de Ciberseguridad, que fue enviada a los responsables de ciberseguridad en las empresas. El plazo para el diligenciamiento de la información vence el 3 de junio de 2022.
7. El pasado 23 de mayo se llevó a cabo la jornada del Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE, donde trece (13) Operadores de Red y la UPME presentaron las acciones, recomendaciones, y obras propuestas para reducir y/o eliminar las 88 restricciones, que, para el corto, mediano y largo plazo aún no tienen obra de expansión de red definida. Al respecto, cabe destacar las siguientes conclusiones:

- La Unidad analizará con cada Operador de Red las restricciones identificadas, y estudiará la necesidad de definir obras para cada una de ellas.
- Algunas de las restricciones establecidas por el CND en sus análisis de planeamiento operativo eléctrico, no están siendo visualizadas por los Operadores de Red, ya sea por diferencias en los parámetros, valores de demanda, topologías y/o conectividad de la red.
- En relación a las restricciones de cortocircuito, dos (2) operadores de Red manifestaron que la capacidad de corte de sus subestaciones es superior a la reportada al CND en el PARATEC, motivo por el cual se comprometieron en la actualización de dicha información.
- Para AIR-E y ENEL, desde el punto de vista económico, la probabilidad de activación de algunas restricciones es muy baja (Atlántico y Oriental), motivo por el cual consideran que es mejor “convivir” con la restricción. En este sentido, el Consejo recomendó a la UPME analizar el sobrecosto operativo para el Sistema (diferencia reconciliaciones positiva y negativa) de dichas restricciones.

Finalmente, se recomendó formalizar y llevar a cabo de manera periódica este encuentro. El video de la jornada está disponible en la página web del CNO.

El CND recordó la responsabilidad de todos los agentes de mantener actualizada la información de los parámetros técnicos de los equipos en cumplimiento del Acuerdo CNO 1429.

8. AFINIA le presentó al Comité de Distribución-CD el seguimiento al plan de acción para la entrada en operación del segundo circuito Chinú-Boston 110 kV. Está pendiente la última consignación para su incorporación (26 de junio) con las siguientes actividades: i) Instalación de bajantes hacia las bahías asociadas a la línea LN768 Chinú-Boston 2-110 kV; ii) cierre de puentes en estructuras N°76A (subestación Boston) y N°01 (subestación Chinú), y iii) retiro de condición actual de interconexión LN731 y LN768.
 9. En el Comité de Distribución-CD se realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red DISPAC, EBSA, CEDENAR y EMSA, para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN, según lo establecido en el Acuerdo CNO 787. Cabe resaltar que ELECTROHUILA también fue invitado, pero no asistió. El detalle del seguimiento para cada Operador de Red se encuentra en el informe del Comité de Distribución que se encuentra adjunto al acta de esta reunión.
 10. En el marco de los compromisos sectoriales ante la Consejo Nacional del Agua-CNA, y en su calidad de participante del grupo de trabajo MINENERGÍA-UPME-CNO-CND-ACOLGEN, el CNO viene participando en la construcción de un documento que contiene los insumos, recomendaciones y propuestas para el desarrollo futuro de una guía metodológica de caudal ambiental a nivel nacional, ello en el marco de las disposiciones del licenciamiento ambiental ante el CNA. El Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER está redactando junto con el CND y la UPME los capítulos relacionados con la aplicación de las metodologías propuestas previamente por el MADS y sus impactos para el sector eléctrico. El documento debe ser enviado al Ministerio de Ambiente la tercera semana de junio del año en curso. En este punto, Energía del Suroeste dejó expresa constancia sobre su preocupación frente a los riesgos que tiene la aplicación de la Guía de Caudal Ambiental para el sector. Respecto a esta manifestación, se aclaró sobre la inclusión de un capítulo sobre los impactos para el sector eléctrico en el marco del documento conjunto con MINENERGÍA-UPME-CNO-CND-ACOLGEN que se viene trabajando en ese momento.
 11. El CND está desarrollando el primer estudio para la identificación y gestión de riesgos de resiliencia en el SIN. Para ello, en las etapas iniciales de identificación de las amenazas que representan mayor potencial riesgo al Sistema, se solicitó al Comité de Operación-CO diligenciar la siguiente información:
- Formulario para la evaluación de riesgos: califica los eventos desde su probabilidad de ocurrencia y su impacto en la operación, generación, transmisión y distribución del sistema.
 - Matriz de relación Amenazas / Vulnerabilidades: relaciona cuales vulnerabilidades del sistema aumentan la criticidad del escenario de riesgo ante cada evento.

La información debe ser diligenciada antes del 6 de junio del año en curso, ya que con ella el taller de Resiliencia, recomendado por el Consejo en la reunión CNO 668, será más efectivo.

12. En el Subcomité de Protecciones-SPROTEC, el Comité de Distribución-CD y el Comité de Operación-CO, el CND presentó las lecciones derivadas del comportamiento de la generación basada en inversores bajo algunas situaciones, como fue el evento de la subestación Unión 110 kV (0423). Al respecto, los análisis evidencian que algunas plantas de generación solar tuvieron interrupción momentánea de entrega de corriente y potencia, al igual que no participaron en el control efectivo de tensión a través de la absorción de potencia reactiva. Bajo un escenario masivo de integración de esta clase de generación a nivel distribuido y "utility", este comportamiento podría ocasionar serios problemas para la estabilidad de frecuencia y tensión del SIN. Más adelante el CND presentará las referenciadas lecciones.
13. El Comité de Operación-CO revisó la propuesta del Modelo de Optimización para la asignación de capacidad de transporte planteada por el consultor de la UPME, ello en el marco de las tareas asignadas a dicha entidad por la Resolución CREG 075 de 2021. Si bien la fecha para envío de comentarios a la Unidad, definida por la Circular UPME 037 de 2022, fue el 22 de abril de 2022, el CO recomendó estar muy pendiente de la versión definitiva del Modelo, dado los aspectos operativos y económicos que considera para priorizar las solicitudes de conexión en una vigencia, y los eventuales impactos que podría tener en los supuestos del planeamiento operativo y el seguimiento a proyectos (radar).

Vale la pena referenciar alguno de los indicadores propuestos por el consultor de la UPME durante el proceso de priorización de las solicitudes de conexión de los proyectos de generación, a saber:

- Efecto sobre las restricciones.
 - Efectos precio de bolsa.
 - Aumento de la Confiabilidad.
 - Mejora de la flexibilidad del SIN.
14. Venció el plazo para el envío de la información de los cruces de líneas de transmisión existentes, o en construcción con otras líneas del SIN, donde se incluya la probabilidad de falla y la medida de mitigación implementada o recomendada (Circular CNO 100). Se citará a una reunión de explicación del diligenciamiento del formato.
 15. Se tuvo una reunión del grupo de medida del CNO con el CAC. El CAC dio contexto del cumplimiento de los mandatos regulatorios que tiene en la Resolución CREG 101 001 de 2022 *"por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN"*, y solicitó al CNO la revisión y modificación, de ser necesario, del Acuerdo 1043 de 2018 *"por el cual se aprueba la modificación del documento de "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"*. Adicionalmente y por solicitud del CAC, se envió al grupo el formato del INFORME_VERIFICACIÓN para comentarios, hasta el 8 de junio de 2022.
 16. La CREG expidió la Resolución CREG 011 de 2022, *"por la cual se adiciona un Capítulo Transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW"*. En dicha norma la Comisión asignó al Consejo las siguientes tareas:
 - Definir, mediante Acuerdo, las topologías de conexión indicativas.
 - Definir las características técnicas y forma de acceso a información del equipo de registro de eventos.
 - Definir las características correspondientes de sincronización.
 - Identificar el rango operativo mínimo y máximo de factor de potencia, y evaluar las características del control de tensión más adecuado conforme el nivel de tensión 1, 2 o 3.
 - Definir mediante Acuerdo las curvas VRT por nivel de tensión y mediante análisis del sistema.
 - Definir el procedimiento de envío de consignas ante eventos de emergencia, casos en que aplica y su periodicidad.
 - Definir protocolos de comunicación y supervisión.
 - Definir los criterios de aplicación, requisitos técnicos y de comunicación para establecer la medición sincro fasorial.
 - Definir los requerimientos de supervisión a través de los Dispositivo Electrónicos Inteligentes.
 - Definir la metodología para el cálculo de la calidad, confiabilidad y disponibilidad para las medidas de las variables análogas y digitales, de acuerdo con estándares internacionales.
 - Definir las unidades y cifras decimales para los datos tele medidos.
 - Definir la sincronización de la estampa de tiempo de las señales y el error máximo permitido.
 - Definir los requerimientos de protecciones.
 - A partir de la publicación del CND, en relación a la guía para la construcción y presentación de los modelos de planta, que incluye el procedimiento de validación y ajuste, aprobarla mediante Acuerdo CNO.

- Definir las pruebas requeridas previas a la conexión.
- Definir los procedimientos e información requerida para la entrada en operación de los proyectos de generación objeto de la Resolución.

El tiempo establecido por la Comisión para el desarrollo de estas tareas es de 70 días hábiles, los cuales incluyen el tiempo requerido para la consulta pública de las propuestas de Acuerdos (15 días hábiles).

Finalmente, vale la pena mencionar que nuevamente se contará con el apoyo del consultor HEVRON.

17. El convenio específico CNO-Uniandes No. 6, por el cual se establece el modelo recurso-potencia de las plantas eólicas y el análisis de estándares internacionales para la medición y corrección de la velocidad del viento en góndola, ya está listo para iniciar. Las actividades que se desarrollarán en el marco del mismo son las siguientes:

- Formulación e implementación del modelo que relaciona el recurso y la potencia en plantas eólicas. Este permitirá obtener la producción de la planta a partir de los parámetros técnicos de la misma, la velocidad y dirección del viento, presión, humedad y temperatura ambiente.
- Componente de análisis y tratamiento de datos. Dicho componente permitirá realizar la extrapolación por altura de la velocidad del viento, el preprocesamiento y evaluación de los datos, y la aplicación del modelo MCP.
- Desarrollar e implementar en lenguaje Python, el procedimiento de ajuste al modelo, que permita estimar las energías para el cálculo de la ENFICC de los parques eólicos onshore y offshore, integrándose con los procedimientos definidos en el marco del Acuerdo CNO 1319.
- Establecer el detalle del procedimiento para la medición y corrección de la velocidad del viento en góndola.

18. Adjunto a este informe se encuentra la propuesta de comunicación *“Conclusiones CNO criterios de confiabilidad y redundancia en la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia-AGC”*. La misma fue formulada por el Subcomité de Controles-SC y recomendada para ser enviada a la CREG por el Comité de Operación.

19. El Subcomité de Protecciones presentó al Comité de Operación-CO la actualización del documento *“Esquemas Normalizados de Protección”*, que plantea, entre otros elementos, implementar redundancia con relés de diferentes fabricantes, (hardware y lógicas de operación) en protecciones diferenciales de barras y de bahías en subestaciones del STN y STR. El CO recomienda al CNO compartir con el sector dicho documento y analizar la posibilidad de formular esquemas normalizados a nivel de los Sistemas de Distribución Local-SDL. El consejo autoriza el envío de este documento a las autoridades sectoriales.

20. El CNO viene analizando el comportamiento actual y esperado del SIN en el corto, mediano y largo plazo. En línea con dicha revisión, y teniendo en cuenta la solicitud de la UPME de la pasada reunión 668 del CNO, el CND identificó las plantas de generación con compromisos con el Sistema, ya sean de Energía para el largo Plazo-ELP y/u Obligaciones de Energía en Firme-OEF, que estarían limitada en su producción por restricciones de red. En total son 16 plantas con compromisos, que podrían ser “techadas” bajo diferentes circunstancias operativas. En la presentación del CND se podrá evidenciar el detalle correspondiente.

21. El 19 de mayo de 2022 se recibió copia de la comunicación de XM al Representante Legal de Suba Solar SAS ESP, en la que se les da respuesta a las aclaraciones enviadas, que están asociadas a la declaración de ENFICC para las plantas de generación Bosques Solares de los Llanos 6 y Pubenza - Mecanismo de Tomadores del Cargo por Confiabilidad (Resolución CREG 132 de 2019).

Teniendo en cuenta que las respuestas se refieren a 2 dictámenes técnicos dados por el Grupo Tesla de la Universidad de Antioquia, en calidad de dictaminador integrante del Acuerdo 1176 de 2016 *“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 fotovoltaica”*, solicitamos al Consejo la autorización para dar inicio al procedimiento previsto en el Acuerdo 770 de 2015, que trata de la modificación de la lista por retiro. Adicionalmente, se informa al Consejo que por solicitud de las empresas Northland, EDF y EBSA, se tuvo una reunión con los representantes de estas empresas el 31 de mayo de 2022. Teniendo en cuenta lo manifestado en la reunión por los representantes de las empresas antes mencionadas, se les solicitó que enviaran una comunicación escrita indicando de forma clara lo expresado sobre el dictaminador. El Consejo autoriza iniciar el análisis según el acuerdo C N O 770 de 2015.

22. Se informa al Consejo que se envió una comunicación a la SSPD relacionada con las pruebas de potencia reactiva de la planta de generación TERMONORTE. La misma se encuentra disponible en la página web del Consejo.

Conclusiones

- El Consejo define enviar una comunicación a las autoridades sectoriales con los resultados de la encuesta de desarrollo de proyectos.
- Se autoriza tramitar la prórroga del convenio marco con UNIANDES por cinco años .

- Se autoriza el envío a las autoridades sectoriales del documento “Esquemas Normalizados de Protección”.

4. PRESENTACION
XM SITUACION
ELECTRICA Y
ENERGETICA

NO

Presentar la situación actual y
esperada de la situación eléctrica y
energética del SIN.

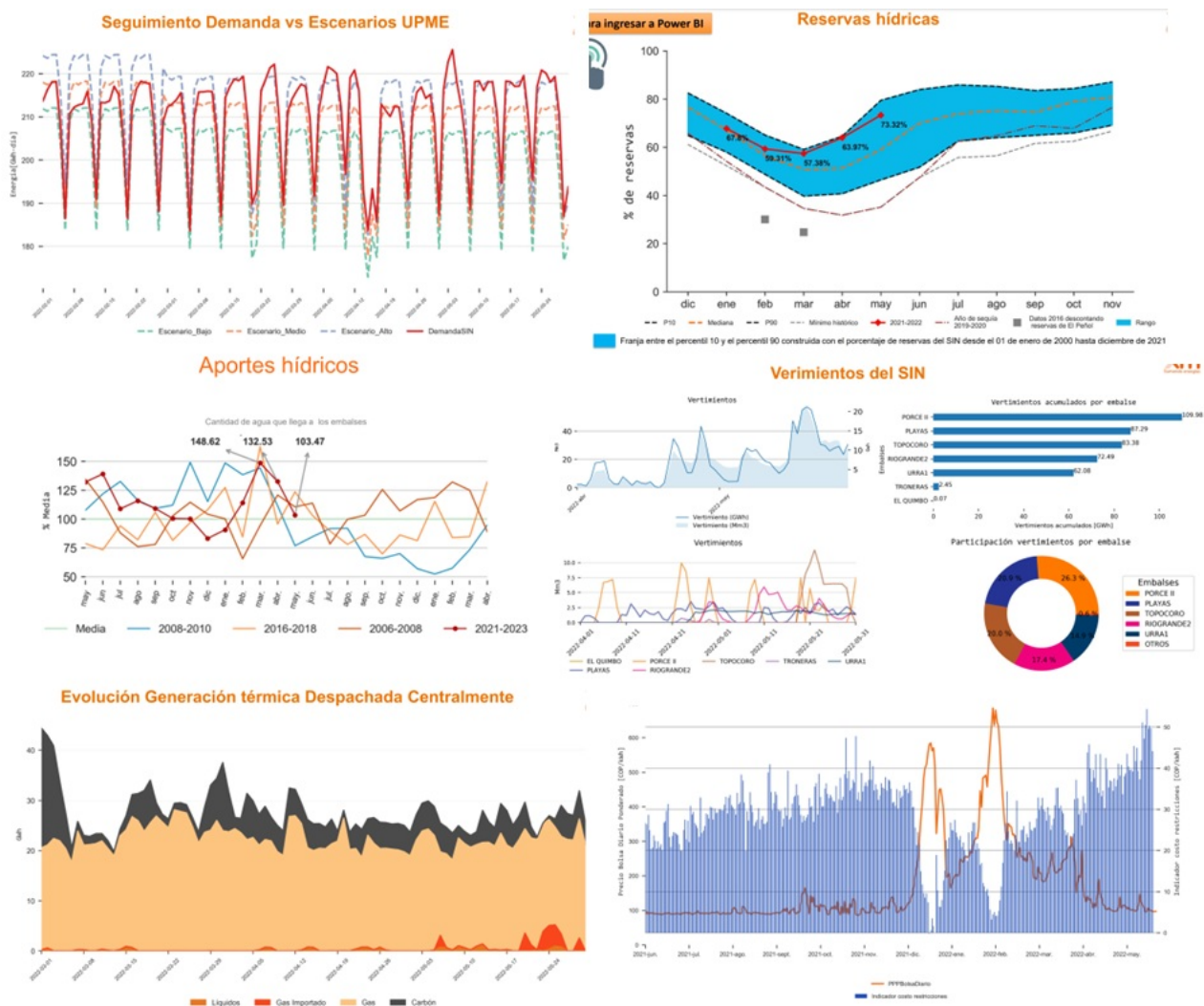
INFORMATIVO

SI

NO

Desarrollo

- En las siguientes gráficas se presenta la evolución de las principales variables energéticas del SIN:

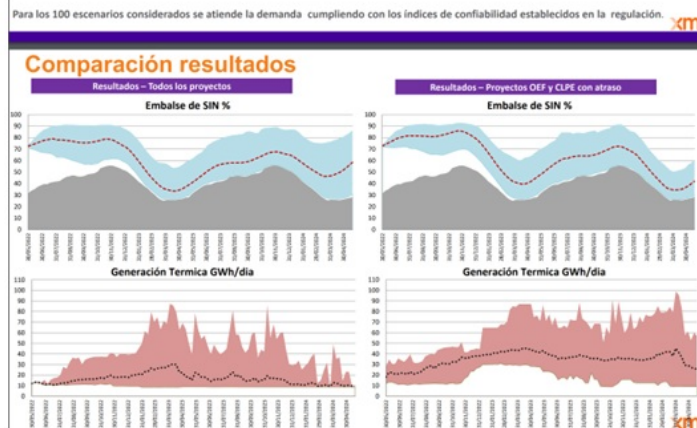
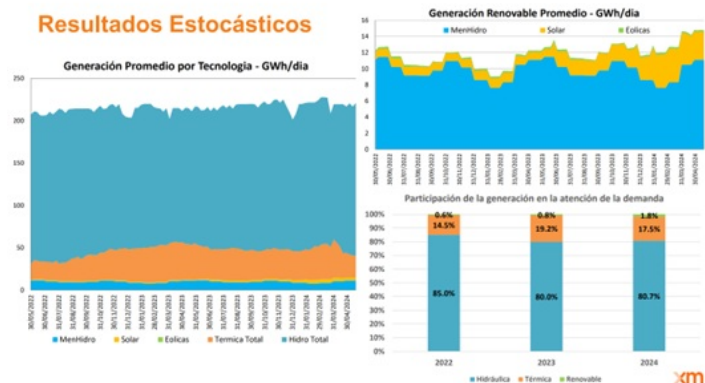


Senda de referencia Invierno 2022



Teniendo en cuenta la evolución de la demanda real, y dada su importancia para los análisis de mediano y largo plazo del planeamiento operativo, se acuerda solicitarle a la UPME una actualización de las proyecciones de demanda.

- En las siguientes gráficas se presentan los supuestos , análisis y conclusiones derivadas de los estudios de planeamiento energético de mediano plazo:



En el horizonte de simulación de 2 y 5 años, con los supuestos considerados de entrada de proyectos y las sensibilidades a tiempos de entrada de los mismos, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.

El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda continuar con el seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

Los resultados del modelo energético son resultado de la información de entrada más actualizada que se encuentre disponible. Garantizar que la información de variables de entrada que puedan afectar las señales entregadas por el estudio, como precios de combustibles, escenarios de demanda, entre otras, se actualice oportunamente, permite obtener señales más ajustadas a las condiciones reales de operación del sistema.

- El CND plantea las dificultades que se tienen para construir escenarios con relación a las fechas de entrada de los proyectos de expansión. En este sentido, sugiere las siguientes fechas para ser consideradas en los análisis de planeamiento operativo

Evaluar las siguientes situaciones para definir las mejores fechas a considerar dentro de los análisis

UPME 05 - 2014 Refuerzo Costa Caribe 500 kV
De acuerdo con la información brindada por UPME en la última reunión del CNO la FPO del proyecto se estima para noviembre de 2022, sin embargo, el promotor indica que espera tener el proyecto en servicio para el mes de julio de 2022.
En reunión 384 del CO, Intercolombia manifestó que la FPO que se debe considerar para los análisis es julio de 2022.

UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV
En Resolución MME 40181 GEB solicita al MME modificar la FPO del proyecto hasta 15/08/2025, el MME modificó fecha para 1/04/2024 y la UPME en la última reunión del CNO indicó que la FPO se estima para febrero de 2025.
En reunión 384 del CO, GEB manifestó que la FPO que se debe considerar para los análisis abril de 2024.

Unidades 1 y 2 de Ituango
Actualmente, las fechas informadas por el promotor del proyecto son 31/07/2022 y 26/10/2022, sin embargo, ante solicitud de actualización de fechas, el 26 de mayo se recibió comunicación de EPM, en la cual indican:
De acuerdo con su solicitud e informamos que estas fechas serán actualizadas con más precisión a principios de junio cuando se tenga la información base de la curva 5 que entregará el auditor contratado por XM para la verificación del cumplimiento de las obligaciones de energía firme. El compromiso de la empresa es que las dos primeras unidades de energía entren a operar a más tardar el 30 de noviembre de este año, se espera una evaluación técnica del proyecto en próximos días y de esta manera precisar en qué mes se ingresará cada una de las unidades.
En reunión 384 del CO, XM propuso considerar para los análisis de planeamiento como FPO para U1 y U2 el 1/12/2022, EPM no estuvo de acuerdo y solicitó se consideraran las fechas actuales hasta actualizar las fechas en el mes de junio.

Cierre de Ciclo Termocandelaria
Se recibió comunicación de Termocandelaria en la cual informan:
El día 10 de mayo de 2022, se presentó físicamente en la sala de sesiones y en la planta de energía a las instalaciones de TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P. como se describe en el documento "Temas a tratar punto 7C" adjunto a este documento.
Esta grave situación se presentó durante los meses de abril, mayo y junio de 2021, situación de la cual tuvieron conocimiento las autoridades mediante comunicación emitida por TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P. el 10/05/2021 del 10 de abril de 2021, 01/05/2021 del 20 de abril de 2021, 01/05/2021 del 27 de mayo de 2021, 01/05/2021 del 8 de junio de 2021, 01/05/2021 del 10 de junio de 2021 y 01/05/2021 del 26 de junio de 2021.
En reunión 384 del CO, el promotor del proyecto manifestó que por estos hechos, por ahora no se ve comprometida la FPO del 30/11/2022.

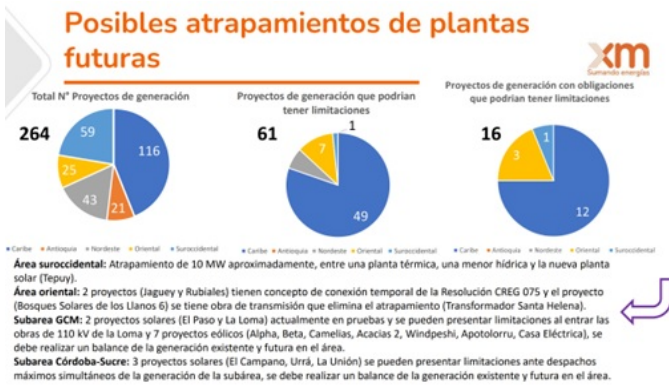
CND recalca la importancia de contar con las fechas más cercanas a la realidad de cada proyecto, principalmente para los proyectos de mayor impacto esperados en 2022, Ituango, Candelaria, Tesorito y refuerzo costa caribe. EPM menciona que si bien la fecha que se estaba considerando para la primera unidad de Ituango no era la real, la misma sería actualizada una vez se conociera el informe de Curva 5 del proyecto, para el proyecto de Candelaria es conveniente revisar la fecha de entrada ante las dificultades presentadas para el desarrollo del proyecto y queda a e[compromiso de revisar entre Intercolombia y UPME la diferencia en la fecha de la entrada del refuerzo Caribe.

El CNO concluyó que las fechas a ser contempladas en los estudios, son aquellas informadas por los desarrolladores de proyectos. En este punto también se sugirió que estas fechas deberían ser las más lejanas, ello con el fin de advertir sobre posibles riesgos para el SIN.

Finalmente, se acordó llevar este punto al Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO, considerando también las recomendaciones de Energía del Suroeste, respecto a las incertidumbres en los principales supuestos para el planeamiento operativo.

- A continuación, se presenta por parte del CND las principales situaciones operativas del Sistema:
- El CND muestra (ver presentación adjunta), las medidas que tomará para el 19 de junio del año en curso, fecha de las elecciones presidenciales-segunda vuelta.
- Los principales indicadores asociados a la operación también se pueden ver en la presentación adjunta a esta Acta. Sin embargo, vale la pena destacar que durante todo el mes de mayo, salvo para el día del trabajo, en la subárea GCM no fue posible programar una reserva de potencia equivalente al 10 % de la demanda, la cual es fundamental si se presenta en la operación una desviación conjunta de la generación y la demanda de la subárea superior al mencionado porcentaje.

- El CND mostró, según lo solicitado por la UPME en la pasada reunión del Consejo del mes de mayo, los atrapamientos que podrían presentar las plantas de generación que están próximas a conectarse. En la siguiente gráfica se muestra el detalle:



Al respecto, el Consejo manifiesta su preocupación por la situación descrita, ya que las plantas objeto de estudio (existentes y futuras) tienen compromisos con el SIN (OEF o CELP) y en teoría, la conexión definida por la UPME para la incorporación al SIN de nueva generación debería evitar estos “atrapamientos”. El CNO solicita al CND presentar el detalle para todas las 61 plantas y con los resultados completos, enviar comunicación a la UPME para alertar sobre estas limitaciones a la generación.

- En la siguiente tabla se presentan las desconexiones de la subestación Alto Anchicayá 230 kV, que han sido recurrentes durante los últimos meses:

Eventos de tensión y frecuencia

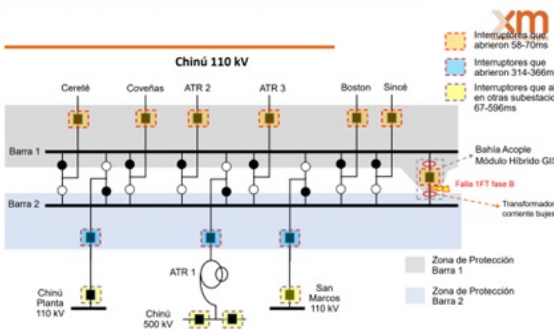
Fecha Inicio	Duración evento tensión Alto 230 kV (min)	Frecuencia mínima evento (Hz)	Generación Alto desconectada (MW)	Descripción
18/04/2022 12:24	16	59.64	355	Evento de tensión debido al disparo de la línea ALTO ANCHICAYÁ PANACE 1 230 kV ocasionando disparo de las unidades de ALTO ANCHICAYÁ 1, 2 y 3. En el momento del evento se encontraba en mantenimiento la línea ALTO ANCHICAYÁ YUMBO 1 230 kV por trabajos de la compañía nacional C200563.
22/04/2022 11:52	17	59.65	355	Evento de tensión debido al disparo de la línea ALTO ANCHICAYÁ - PANACE 1 230 kV, ocasionando disparo de las unidades de ALTO ANCHICAYÁ 1, 2 y 3. En el momento del evento se encontraba en mantenimiento la línea ALTO ANCHICAYÁ YUMBO 1 230 kV por trabajos de la compañía nacional C200563.
22/04/2022 12:49	27	59.65	355	Evento de tensión debido al disparo de la línea ALTO ANCHICAYÁ - PANACE 1 230 kV, ocasionando disparo de las unidades de ALTO ANCHICAYÁ 1, 2 y 3. En el momento del evento se encontraba en mantenimiento la línea ALTO ANCHICAYÁ YUMBO 1 230 kV por trabajos de la compañía nacional C200563.
21/05/2022 12:49	31	59.75	230	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYÁ - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYÁ 1 y ALTO ANCHICAYÁ 3. En el momento del evento se encontraba independiente la línea ALTO ANCHICAYÁ - PANACE 1 230 kV.
26/05/2022 19:07	1758	59.76	268	Evento de tensión por disparo de los activos B1 ALTO ANCHICAYÁ YUMBO 220 kV y ALTO ANCHICAYÁ - PANACE 1 230 kV, causando disparo de Bahía Acopie 1, ALTO ANCHICAYÁ 2 y ALTO ANCHICAYÁ 3.
22/05/2022 14:25	30	59.75	240	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYÁ - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYÁ 2 y ALTO ANCHICAYÁ 3 con aproximadamente 240 MW. En el momento del evento se encontraba independiente la línea ALTO ANCHICAYÁ - PANACE 1 230 kV.
23/05/2022 9:55	31	59.68	350	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYÁ - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYÁ 1, ALTO ANCHICAYÁ 2 y ALTO ANCHICAYÁ 3 con aproximadamente 350 MW. En el momento del evento se encontraba independiente la línea ALTO ANCHICAYÁ - PANACE 1 230 kV.
21/05/2022 13:29	30	59.65	380	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYÁ - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYÁ 1, ALTO ANCHICAYÁ 2 y ALTO ANCHICAYÁ 3. En el momento del evento se encontraba independiente la línea ALTO ANCHICAYÁ - PANACE 1 230 kV.
25/05/2022 12:48	16	59.68	396	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYÁ - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYÁ 1, 2 y 3. En el momento del evento se encontraba independiente la línea ALTO ANCHICAYÁ - PANACE 1 230 kV.

Conclusiones

- Por lo anterior y con el fin de garantizar la operación segura y confiable del SIN, solicitamos el análisis de las causas y los planes detallados de acción elaborados por CELSA que conlleven a solucionar los inconvenientes identificados y así evitar recurrencias en la desconexión de la subestación ALTO ANCHICAYÁ 230 kV, las líneas y las unidades de generación asociadas.
 - Adicionalmente, los 9 eventos de tensión cuya causa está asociada a la desconexión de la subestación Alto Anchicayá 230 kV, deja al indicador de eventos de tensión fuera de rango establecido en el acuerdo CNO 1516 cerca a la meta definida de 10 eventos por año.
- A continuación, se presentan dos eventos importantes del SIN, en la subestación Chinú 110 kV y en las subáreas GCM y Atlántico:

Evento Chinú 110 kV:

2. Secuencia del evento Chinú 110 kV

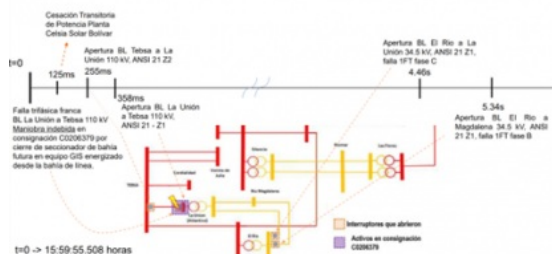


Conclusiones - Preliminar

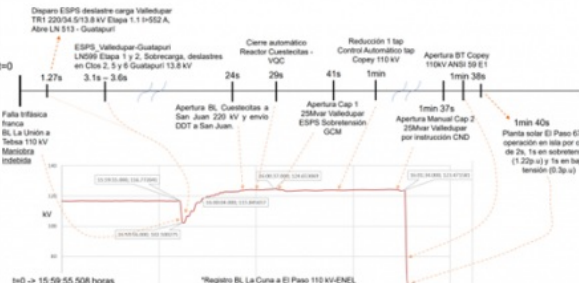
- Se presentó falla por pérdida de aislamiento según reporte de TRANSELCA en el acople de barras (módulo híbrido) de la subestación Chinú 110 kV, generando falla interna en la zona muerta entre el interruptor y el seccionador del lado de barra 2, la cual, fue despejada en tiempos de protecciones de respaldo según su esquema de protección.
- Las bahías Chinú Planta y San Marcos hacia la subestación Chinú a 110 kV, presentaron operación de su sistema de protección ante falla externa en tiempos de protecciones principales.
- El evento ocasionó Demanda No Atendida (DNA)
- El evento ocasionó excursión de la frecuencia del SIN por fuera de los rangos normales de operación.
- El evento produjo ausencia de tensión en las subestaciones a 110 kV, Chinú, Sincó, San Marcos, La Mojana, Magangué, Mompox, Sierra Flor, Tolúviejo, Chinú Planta, Boston, Coverías.

Evento GCM y Atlántico:

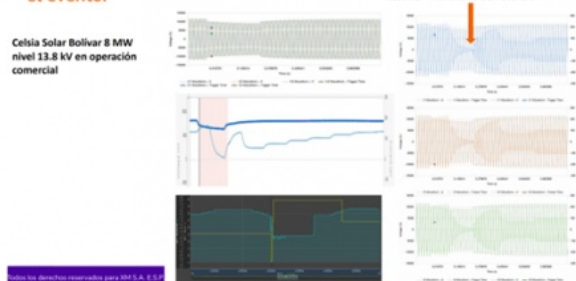
2. Secuencia del evento en red Atlántico



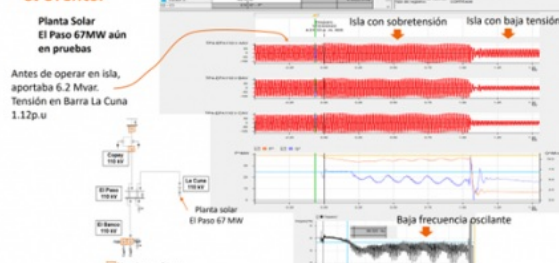
2. Secuencia del evento en red GCM



4. Comportamiento de plantas no convencionales durante el evento.



4. Comportamiento de plantas no convencionales durante el evento.



5. Conclusiones

Se presentó falla franca trifásica en la bahía La Unión a Tebsa 110 kV por maniobra indebida, de cierre del seccionador de puesta a tierra en bahía futura conectada temporalmente a la bahía de línea La Unión a Tebsa 110 kV durante ejecución de consignación nacional según lo informado por AIR-E.

Se presentaron fallas en las líneas El Río – La Unión, El Río – Magdalena a 34.5 kV durante condiciones de sobrecarga, las cuales, fueron despejadas por los sistemas de protección, según reporte de AIR-E en estas líneas se produjo caída de conductores.

La falla en la bahía La Unión a Tebsa 110 kV ocasionó la activación del fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión con mayor consecuencia en la subárea GCM, en la cual, se presentó inestabilidad de tensión al quedar esta por fuera del rango normal de operación en las subestaciones Copey, Valledupar y Cuestecitas 220/110 kV. Lo anterior produjo aperturas de elementos por actuación de esquema de disparo por sobretensiones definido para la subárea.

La planta solar El Paso 67 MW contribuyó a la elevación de la tensión durante el fenómeno de recuperación lenta de tensión al inyectar de manera permanente potencia reactiva. En el control de dicha planta no se observó acción de regulación ante las condiciones de sobretensión. Adicionalmente esta planta operó en isla ante la apertura del transformador Copey 220/110/34.5 kV 100MVA manteniendo tensión por encima de 1.2p.u durante 1s y posterior condición de baja tensión por otro segundo.

6. Acciones ejecutadas

Producto del agotamiento de la capacidad de transmisión de potencia en la zona, dentro de las medidas adoptadas para cumplir con los criterios de seguridad establecidos en la regulación, han sido implementados 10 esquemas suplementarios en la subárea GCM.

Así mismo, dadas las condiciones topológicas y fluctuaciones de tensión en la subárea GCM, XM realizó los análisis correspondientes, identificando la necesidad de incluir compensación dinámica en la subárea. Los avances y conclusiones de estos análisis vienen siendo presentados trimestralmente en el IPOEMP a los agentes y otros entes del sector.

XM ha estado llevando la señal a la UPME para considerar la implementación de estas medidas dentro de las obras ya definidas que fortalecen la subárea GCM en el plan de expansión, como es el caso de la conexión a 500 kV entre Cuestecitas y Copey.

El día 01 de abril de 2022 XM realizó declaración de estado de emergencia dada la posible ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (FIDVR por sus siglas en inglés) según lo indicado en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995 - Código de Operación que establece lo siguiente:

"Estado de emergencia: Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda..."

7. Lecciones aprendidas

El control de plantas no convencionales durante fallas y en condiciones de tensión fuera de rango debe tener un comportamiento acorde con la regulación vigente y recomendaciones internacionales, con el objetivo de garantizar la operación segura y confiable del SIN. Esto se verifica con los certificados de fábrica correspondientes, previo a las pruebas de puesta en servicio. Los certificados que se aporten deben validar efectivamente el cumplimiento de los requisitos para FRT establecidos en la regulación vigente y se debería contar con la evidencia en campo de los ajustes finales implementados.

Las fallas trifásicas francas en la zona Caribe son críticas para la estabilidad de tensión y en función de su duración activa el fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión con impactos en la atención de la demanda. Entre más grande y de más duración sea el hueco de tensión, mayor será el impacto para el SIN. Por tanto es necesario cumplir con los tiempos de despeje de falla de protecciones principales en Caribe, según regulación vigente y además, aplicar las recomendaciones dadas a la UPME en el informe trimestral de restricciones referente a compensación síncrona de tensión en Caribe, la cual es requerida para mitigar impactos en la demanda del SIN actual y futura.

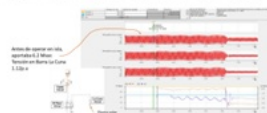
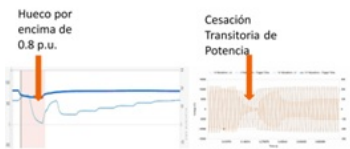
- A continuación, se presentan por parte del CND las lecciones aprendidas de la operación de los DER y FNCR :

Características ante eventos



Durante disminución de la tensión la característica VRT de **Celsia Solar Bolívar 8 MW** no se cumplió ante evento en Atlántico, 17 de marzo de 2022, a las 15:59 horas.

Característica de control de tensión de El Paso ante evento en Atlántico, 17 de marzo de 2022, a las 15:59 horas.

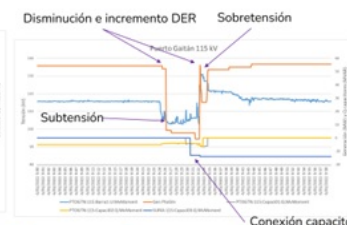


Subtensiones



El día 3 de enero la barra Puerto Gaitán 115 kV operó con valores cercanos o inferiores 0.9 p.u.

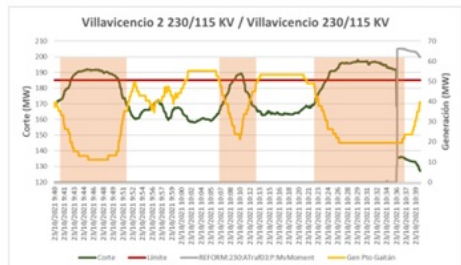
El día 6 de enero la barra Puerto Gaitán 115 kV operó con valores cercanos o inferiores 0.9 p.u. y posteriormente alcanzó valores superiores a 1.1 p.u.



Generación durante mantenimientos



El día 23 de octubre 2021, durante la ejecución del mantenimiento (C0200451) BT LA REFORMA 3 150 MVA 115 KV, se superó el corte Reforma 2 230/115 / Reforma 1 230/115 en los periodos 9 a 12.



Procedimiento CND: desempeño control tensión



Se revisó la calidad de los datos recibidos por parte de TRINA VATIA mediante el sistema SCADA. De la revisión se encontró lo siguiente:

- Existen lapsos superiores a 5 horas en los que la medida de tensión de las unidades de TRINA VATIA no se actualiza.
- Existen lapsos superiores a 7 horas en los que no se actualiza la medida de potencia reactiva de las unidades de TRINA VATIA.

Con la tasa de actualización actual de las medidas no es posible determinar si el recurso TRINA VATIA regula la tensión de la barra Puerto Gaitán 115 kV de forma adecuada.

Figura 1. Medidas de tensión recibidas mediante el sistema SCADA en nivel de tensión 34.5 kV

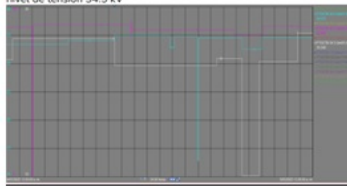
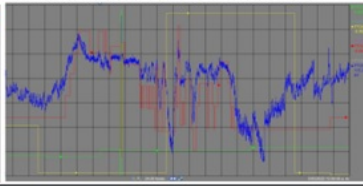


Figura 2. Medidas de potencia reactiva de las unidades de TRINA VATIA, recibidas mediante el sistema SCADA en nivel de tensión 34.5 kV



Lecciones aprendidas

De las situaciones presentadas anteriormente, se identifican las siguientes lecciones aprendidas:

Operativas	Tecnológicas
- OR debe definir consignas de operación de DER y verificar el cumplimiento de estas características técnicas. - Mantener activo y funcionando permanentemente el control de tensión en todas las unidades de los DER y FERN. - Actualizar el manual de operación del OR considerando la variabilidad e incertidumbre de las DER: Control de tensión y congestión.	- Contar con un canal de comunicación oficial y directo entre el OR y las DER para la operación y coordinación de maniobras. - Garantizar la transmisión de datos al Centro de Control del OR y al centro de control del CND de las variables eléctricas del DER cada 4 segundos o menos.

Teniendo en cuenta los eventos referenciados y el comportamiento de la generación solar fotovoltaica durante los mismos, el CNO recomienda compartir con el sector el documento "Esquemas Normalizados de Protección", que plantea, entre otros elementos, implementar redundancia con relés de diferentes fabricantes, (hardware y lógicas de operación) en protecciones diferenciales de barras y de bahías en subestaciones del STN y STR.

Conclusiones

-Se concluyen en la importancia de contar con las fechas más cercanas a la realidad de cada proyecto, principalmente para los proyectos de mayor impacto esperados en 2022, Ituango, Candelaria, Tesorito y refuerzo costa caribe

5. INFORME UPME

NO

La UPME presenta el estado actual de los proyectos por convocatoria que se están desarrollando en el SIN.

INFORMATIVO

SI

NO

Desarrollo

En la siguiente gráfica se muestra el estado y fecha esperada de entrada en servicio de las expansiones a nivel del STN y STR:

