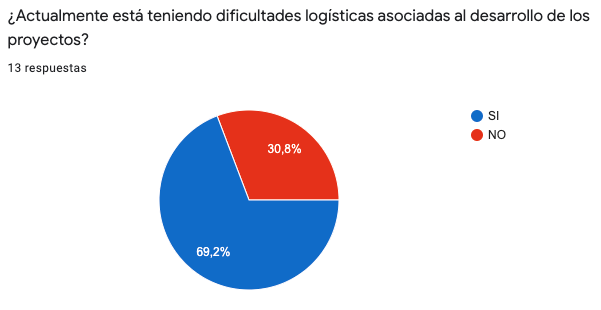
Informe CNO 669

Fecha: junio 2 de 2022

**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.
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. A continuación, 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.





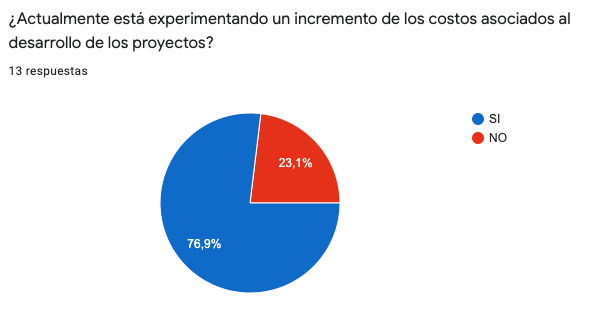
A continuación, una síntesis de las respuestas a la pregunta abierta:

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.





* 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.

1. 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 del año en curso.
2. 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.

**Temas técnicos**

1. 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.
2. 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.

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. 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.

1. 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.
2. 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.

1. 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.
2. 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.
3. 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.

1. 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.

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. 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.

1. 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.