**INFORME CNO 562**

Fecha: junio 6 de 2019.

**ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:**

1. Se avanza en las actividades del contrato de obra civil con las labores de muros, y tendido eléctrico y de datos de la nueva oficina del CNO. Se entregará la oficina actual el 17 de junio. Hasta que termine la adecuación de la nueva oficina, las reuniones se realizarán por el sistema GoToMeeting.
2. Se está estructurando la agenda del Congreso MEM. Al respecto, confirmó su participación en este evento la vicepresidente Martha Lucía Ramírez.
3. Termovalle envió comunicación solicitando ser invitado al CNO. Se solicita aprobación del Consejo para la participación de Termovalle para lo que resta del año 2019.

**ASPECTOS TÉCNICOS:**

1. MINENERGÍA informó sobre la reunión llevada a cabo con Presidencia de la Republica y el MADS, en la que se discutió el estado actual de la guía de cálculo del Caudal Ambiental. Se comentó que la aplicación para el río Bogotá está próxima a ser adoptada, incorporando los criterios del sector eléctrico, los cuales fueron construidos por EMGESA, el grupo de trabajo UPME-XM-CNO y MINENERGÍA.

Con relación a la aplicación a escala nacional, se informó que se espera adoptar la guía en un tiempo menor a seis (6) meses, previa conformación de mesas de trabajo multisectoriales.

1. Se llevó a cabo una reunión con la CREG para definir los pasos a seguir para la expedición del protocolo de cálculo de la Capacidad Efectiva Neta-CEN de las plantas solares fotovoltaicas en el marco de la Resolución CREG 201 de 2017. La Comisión solicitó la expedición del Acuerdo teniendo en cuenta la Resolución antes mencionada, no obstante, el error encontrado en la ecuación del artículo 1, donde se considera la CEN y no la potencia DC para el cálculo de la ENFICC.

Ya se construyó una propuesta con la Universidad de los Andes y se citará a los Subcomités de Plantas y Recursos Energéticos Renovables, SP y SURER, para su concepto. Vale la pena mencionar también los comentarios enviados por EPM al Acuerdo 1042 (ENFICC solar) respecto a los requerimientos de medición del recurso. Los mismos están siendo analizados por la Universidad.

1. Se expidió el acuerdo operativo del CNO que acompaña la autorización de la conexión en “T” de TRANSELCA para la carga de Drummond al STN hasta diciembre del año 2022. Lo anterior previa autorización de la CREG. Vale la pena mencionar que la UPME autorizó la conexión de dicha carga, 50 MVA, a la “T” referenciada. En el Comité de Operación se hará el seguimiento trimestral al proceso de conexión definitivo a la subestación Río Córdoba 220 kV. El primer seguimiento se hará en la reunión del mes de agosto.
2. En el Comité de Operación la UPME presentó los avances de los análisis técnicos para la conexión de las nuevas plantas que tienen Obligaciones de Energía en Firme-OEF. La Unidad menciona que para los proyectos Latam-150 MW, El Paso-70 MW, Termoyopal-150 MW, Casa Eléctrica-180 MW, Urraichi-100 MW, Kuisa-200 MW y Winpeshi-200 MW, no se requiere de expansión adicional a la ya definida y que actualmente está en construcción.

Respecto a las futuras plantas Miel II-120 MW, Complejo Rubiales-43.74 MW y Termosolo II-80 MW, la UPME indicó que es probable que no se requiera expansión, lo anterior, a pesar de la dependencia de la conexión de grandes usuarios para que no se materialice atrapamiento de la generación en el caso de Termosolo, y el “copamiento más rápido” de la restricción Chivor-Guavio 230 kV para el complejo Rubiales si no entra en servicio el proyecto Norte 500/230 kV. La UPME también manifestó que para los proyectos Termojaguey y TermoEBR no habría inyección de potencia al SIN si la demanda de ECOPETROL es constante, lo cual se vería reflejado en la práctica como una reducción de demanda.

Con relación a Termosolo I-148 MW, la Unidad es enfática en advertir que la obra de expansión requerida para su conexión, subestación Pacífico, estaría en servicio en el mes de noviembre de 2023, casi un año después del inicio de sus OEF.

Se indicó también que para las plantas eólicas Alfa y Beta se están estudiando alternativas de refuerzo del STN en la subárea GCM para viabilizar su conexión en los plazos establecidos (línea virtual Termonorte-Santa Marta 220 kV, repotenciación del anillo GCM 220 kV y nuevo circuito Termocol-Rio Córdoba 220 kV). Respecto a la planta Tesorito, se analiza por parte de la Unidad la reconfiguración de los circuitos Cerromatoso-Chinú 500 kV y su impacto en el incremento del nivel de corto circuito en las subestaciones de la zona.

Finalmente, se indicó que la ampliación de capacidad de Termovalle-40 MW podría implicar la definición de expansión adicional, y que para el cierre de ciclo de Termocandelaria es necesario repotenciar algunos activos e incrementar la capacidad de corto circuito en la subestación Sabanalarga.

1. Se enviaron observaciones a las Resoluciones CREG 034 y 037 de 2019. En la página web del Consejo, en la sesión del Acta de la reunión CNO 562, se subirán los comentaros enviados en el formato CREG y podrán encontrar mayor detalle sobre los mismos.
2. Se enviaron observaciones a las Resoluciones MME sobre los mecanismos de contratación de largo plazo y la convocatoria de una subasta de este tipo antes del mes de septiembre del año 2019. En la página web del Consejo, en la sesión del Acta de la reunión CNO 562, podrán encontrar mayor detalle sobre los mismos.
3. XM presentó en el Comité de Operación su propuesta de implementación de la medición sincrofasorial. Se plantea por el CND de manera secuencial (transición) tener una unidad PMU para cada bahía del STN, todas las unidades de generación del SIN bajo despacho centralizado, plantas VRE con capacidad mayor a 5 MW y algunas subestaciones estratégicas en el STR. Adicionalmente, se sugiere que la propiedad de los equipos sean de los Agentes y que los mismos sean remunerados, junto con su espacio, comunicaciones y procesamiento asociado.
4. El día 05 de mayo del año en curso el grupo de trabajo sobre análisis de restricciones, liderado por MINENERGÍA, se reunió con el Consejo para abordar el siguiente tema: Cumplimiento de los planes de mantenimiento de activos del STN y STR y su relación con las restricciones del SIN. En el ella el CNO presentó el antecedente de la energización de la subestación La Loma 500 kV, los indicadores de seguimiento del Acuerdo 963 y la propuesta a la CREG de migrar de un Plan Semestral de Mantenimientos-PSM a uno trimestral, PTS.

Se acordó para la próxima reunión del grupo realizar una valoración económica del impacto de los mantenimientos de red en valor total de restricciones.

1. El Grupo de Energía de Bogotá-GEB presentó en el subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y Comité de Transmisión-CT, la problemática actual para el control de tensión en la subestación la Loma 500 kV. GEB está estudiando proponer la instalación de compensación reactiva inductiva (reactores de línea con interruptor) en el enlace La Loma-Copey 500 kV, por pasos, de tal manera que se pueda garantizar un adecuado control de voltaje en dicha subestación y, por ende, incrementar la probabilidad de éxito de cierre de este activo bajo diferentes condiciones. Se espera que el transportador tenga su propuesta estructurada en un plazo menor de (6) seis meses, la cual será presentada en el SAPE.
2. En el subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE la firma consultora AMPACIMON, subsidiaria del grupo ELIA, presentó varios casos de aplicación de los mecanismos DLR para la reducción de restricciones y maximización del uso de la infraestructura de transporte. Como se manifestó en otras oportunidades por el Consejo, esta tecnología podría ser aplicada en varias zonas del SIN, esto para mitigar la actual situación del sistema en materia de restricciones y facilitar la incorporación de los nuevos proyectos de generación.
3. Taller de demandas: Se llevó a cabo el Taller de Demandas que tuvo como propósito compartir las mejores prácticas de XM para pronosticar la demanda de energía en días atípicos, las metodologías utilizadas por los agentes para realizar el pronóstico de la demanda de energía en días atípicos e identificar las mejores prácticas en la predicción de la demanda de energía de los días atípicos.
4. Se organizará un plan para que los subcomités trabajen en las recomendaciones que la UNAL hizo sobre la cuantificación de los desbalances energéticos:

SURER: INSTRUMENTACION Y MEDIDA

SPO: REPRESENTACION EN MODELOS ENERGETICOS

SPLANTAS Y SURER: FACTOR DE CONVERSION

El acta de liquidación del contrato ya fue firmada.

1. Se expidió una Circular dirigida a los operadores de red, que tiene como objeto solicitar información sobre los transformadores y parámetros de distribución para la implementación del modelo de carga para el Sistema Interconectado Nacional. El plazo para el envío de la información vence el 12 de junio.