

CAPT No. 198

FECHA: 21 de junio de 2023

LUGAR: Virtual

HORA: 8:00 AM

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
Transmisor	ISA INTERCOLOMBIA	Chemmy Cuadrado Acosta	Principal	x
		Margarita Tamayo Jaramillo	Suplente	x
	EPM	Jhon David Giraldo	Principal	
		Gabriel Suarez	Suplente	x
	GEB	Juan Jacobo Rodríguez	Principal	x
		Jairo Pedraza	Suplente	x
		José Vicente Melo Jorge Celis	Suplente	x x
Gran Consumidor	ECOPETROL	Oscar Iván Urrea	Principal	
		Aicardo Vargas	Suplente	
	Sierra-Col Energy	Olga Lucía Vergara	Principal	x
		Oscar Ortiz	Suplente	
	CERROMATOSO	Paola A. Santana Plata	Invitado	
		José Ramón Mercado	Principal	
Comercializa dor	ENEL COLOMBIA	Juan Carlos Serrato	Principal	x
		Libardo Villamizar	Suplente	x
		Yohana Galvis Gina Pastrana	Suplente	x
	ISAGEN	Omar Diego Madrid	Principal	x
	AIR-E	Henry Andrade López	Principal	x
		Hernán Camilo Navarro	Suplente	
		Juan Carlos Rueda	Invitado	x
Generador	TERMOBARRAN QUILLA (TEBSA)	Gilberto Marengo	Principal	
		Stephania Bernier	Suplente	x
Distribuidor	CELSIA COLOMBIA	Gustavo Velandia Palomino	Principal	
		Michael Eduard Muñoz	Suplente	x
		César Urrego	Suplente	x

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
CND	XM	Carlos Andrés Cano	Invitado	x
		Gabriel Paez Mauro Quintero	Invitado Invitado	 x
Ministerio	MME	Luis Alejandro Marín	Invitado	
		Juan Camilo Sánchez	Invitado	
		Cristian Díaz	Invitado	x
UPME	UPME	Javier Martínez	Secretario	x
		Diana Montaña	Secretario	x
		Andrés Peñaranda	Secretario	x
		Cristhian Camilo González	Secretario	x
		Edgar Rubén Muela	Secretario	x
		Felipe Betancur	Secretario	x
		Jorge Fernando Morales	Secretario	
		José Daniel Hurtado	Secretario	x
		Juan David García	Secretario	x
		Luis Fernando López	Secretario	x
		Luisa Fernanda Correa	Secretario	x
		Paula Bautista	Secretario	x
		Raúl Gil Naranjo	Secretario	x
		Sandra Viviana López	Secretario	x
		Sebastián González	Secretario	x
		Sergio Cubillos	Secretario	x
Sonia Echeverría	Secretario	x		
		Carlos Saldarriaga	Secretario	x
		Wilson Ortiz		x
		Laura Ximena Aguilar		x
		Rodrigo Herrera		x
		Gabriel Paez		x

Nota: Sus datos personales han sido y están siendo tratados conforme con nuestra Política de Tratamiento de Datos Personales. Para mayor información podrá consultar nuestra política en la página web: https://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/Documents/Anexo_res_426_2017_Politica_tratamiento_datos_personales.pdf

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT No. 198

OBJETIVO DE LA REUNIÓN:

Reactivación de Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión - CAPT No. 198

ORDEN DEL DÍA

1. Verificación quórum
2. Informe secretaría técnica
3. Presentación XM
4. Seguimiento a limitaciones y restricciones de red
5. Cambio de FPO obras de transmisión
6. Informe de obras de transmisión
7. Varios

DESARROLLO

1. Verificación quórum

8:17 am: se inició la grabación

Se realiza la verificación del quórum de acuerdo con la tabla presentada al inicio de este documento.

Por parte de ISA Colombia se solicita un compás de espera para revisar hasta la otra semana o hasta la siguiente sección del CAPT.

UPME - Sugiere que la revisión del acta se realice lo más pronto posible

Presidente GEB-Enlaza, solicita plazo para revisión del acta hasta la próxima semana, el día viernes 30 de junio de 2023.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT No. 198

2. Informe secretaría técnica

- Plan de expansión de Transmisión 2022-2037

Desde la UPME se indica que el Plan de Expansión se encuentra en proceso de adopción por parte del Ministerio, una vez esto sucede se inicia con las 5 obras que quedarán aprobadas y se realiza un breve resumen de las mismas:

- Nuevo circuito que va a entrar a la Subestación Sahagun que saldrá por proceso de convocatoria.
- San Marcos por el tipo de obra que se va a realizar, se debe revisar la aplicabilidad del proceso de ampliación, se recuerda que la obra consiste en un compensador que hoy en día existe pero que requiere la instalación de equipos de corte.
- Interruptor en la subestación Chinú para completar uno de los diámetros y dar el carácter de interruptor y medio a la subestación.
- Transformador 500/230 kV en la subestación Bolívar para habilitar conexiones de generación, este proyecto iría por convocatoria.
- Transformador en la Virginia, es una obra que se evaluó orientada a la mitigación de riesgos en función del atraso del proyecto Refuerzo Suroccidente. Tiene viabilidad, sin embargo, se debe evaluar algunas otras implicaciones que tiene instalar o materializar la propuesta que realizó Grupo de Energía de Bogotá que consiste en instalar uno de los transformadores de la subestación Alférez.
- Normalización de la Subestación Banadía a efectos de completar toda la obra Alcaraván - Banadía - La Paz.
- HVDC en el plan de expansión se presenta y después de observaciones tanto de agentes y desde el punto de vista sectorial se encuentra la conveniencia de profundizar un poco los análisis desde lo técnico y económico y de poder ampliar la visión sobre los trazados generales o los recorridos generales, teniendo en cuenta que esos recorridos frente a los que se presentaron pueden tener una implicaciones en costos muy diferentes si el recorrido es terrestre o terrestre y submarino, es algo que desde el gobierno se quiere analizar y profundizar para tomar la mejor decisión. Por lo anterior en el plan de expansión la obra quedará presentada y analizada pero no quedará incluida la recomendación de ejecución de la obra si no hasta tanto se profundice en estos análisis.

Se abre sesión de preguntas.

Desde el CND se consulta si el plan cuenta con tiempo para dar lectura y revisión del mismo, sin embargo, se indica que el plan se encuentra en proceso de aprobación por parte del Ministerio y se espera que pronto estará publicada la versión definitiva.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

Se aclara que el plan de expansión que se encuentra en proceso de adopción corresponde al Plan del año 2022, con las obras ya mencionadas, lo que se requiera nuevo debe hacer parte de nuevos análisis.

La diferencia de fondo consiste en el cambio que se realiza en el proyecto HVDC producto de las observaciones internas y externas, se analiza, pero no se recomienda la ejecución de las obras.

Se aclara que se deben ubicar las observaciones en términos temporales, dado que este plan próximo a ser expedido, fue del 2022, ahora sigue con un nuevo plan, no existe la posibilidad de adicionar algo que esté en este momento en trámite.

Se comenta por parte del CND que la obra de la bahía de Nueva Esperanza, que inicialmente se planteaba para ser realizada por el transportador incumbente, ahora se está buscando que se realice por el proceso de convocatoria o que se incluyera en el plan para no tener que ser incluida nuevamente.

Sobre este tema la UPME indica que esa bahía no va en este plan dado que ya se encuentra aprobada, así mismo, se aclara que el CAPT puede comentar si una obra puede ser propuesta por convocatoria o puede ser por ampliación y eventualmente se pueden dar discusiones en apoyo técnico, esa decisión va en línea con lo que la regulación y los asuntos legales señalen.

Desde Celsia se hace una recomendación referente a las FPO de los proyectos del plan 2022, se entiende que no pueden ser modificadas por lo que el plan se encuentra en proceso de adopción, pero existen fechas que deberán ser modificadas en algún momento por el tiempo que ha transcurrido.

Se indica que producto de las observaciones que se hicieron al plan de expansión se presentaron modificaciones de las FPO de los proyectos.

- **Asignación de capacidad 2022-2023 y 2023-2024**

Una vez fue anunciado por la CREG la modificación del cronograma de asignación de capacidad para esta nueva vigencia, la UPME trabajará en la expansión del sistema tanto para la atención de la demanda como para los requerimientos de generación.

Para la asignación 2022-2023 se tomaron los lineamientos dados por la CREG 075 de 2021, es de aclarar que previo a la aplicación del MACC, se contaba con los datos requeridos para el proceso como, por ejemplo, capacidad por barra, zona y cortocircuito.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

Una vez priorizados los proyectos por el MACC, estos debían cumplir con la validación eléctrica, de esta validación se asignó un máximo de capacidad incorporada a la red de 8321 MW, asociada a 190 proyectos de generación de un total de 843 proyectos presentados.

Se cuenta con una capacidad solar asignada de 6410 MW correspondiente al 77% de la asignación 2022-2023, así mismo, se cuenta con 1247 MW de capacidad eólica que corresponden a un 15% de la asignación mencionada.

Se espera que para el 2023 entren en operación aproximadamente 6500 MW teniendo en cuenta la FPO reportada, hay que tener en cuenta que las fechas tienden a cambiar continuamente, ya que la entrada en operación es muy dinámica.

Con la asignación se cambia drásticamente la matriz eléctrica del país, asumiendo que la asignación tenga una tasa de éxito del 100%.

Teniendo en cuenta la proyección de incorporación de renovables y la tasa de éxito de los proyectos presentados, se espera que el plan 6G, que lidera el ministerio y la UPME, pueda llegar a la meta estimada, se espera que al menos 6GW de los proyectos de renovables se materialice para este año, de tal forma que puedan mitigar el impacto que pueda tener el fenómeno del niño.

Dentro de los proyectos presentados con capacidad superior a 10 MW que no requieren expansión, se cuenta con una total de 100 proyectos con capacidad de 7458,69 MW. Por otro lado, se cuenta con 78 proyectos con capacidad superior a 10 MW que requieren expansión y representan 6309,39 MW de capacidad.

Así mismo, se cuenta con 78 proyectos con capacidad mayor o igual a 10 MW y estrictamente menor a 100 MW que no requieren expansión y corresponde a 2960 MW de capacidad, por otra parte, se cuenta con 59 proyectos con un total de 2701 MW, con capacidad mayor o igual a 10 MW estrictamente menor a 100 MW que requieren expansión.

Finalmente, se cuenta con un total de 23 proyectos, con un total de 4508 MW, con capacidad mayor o igual a 100 MW que no requieren expansión.

Es importante tener en cuenta que estos datos no se pueden simplemente sumar, ya que algunos proyectos se traslapan.

El 10% del total asignado se encuentra en La Guajira, el resto de los proyectos se encuentran distribuidos en todo el territorio nacional. Todos (o casi todos) los proyectos en La Guajira están condicionados a obras de expansión, pero en todo el país hay proyectos

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

que requieren obras de expansión, que pueden ser obras menores como cambios de CTs u obras mayores que se están haciendo por medio del mecanismo de convocatorias.

A partir de estas clasificaciones, se espera ayudar a dar prioridad a proyectos que puedan aportar a la meta de 6 GW, así como los proyectos que puedan aportar MW al sistema para prever las problemáticas del fenómeno del niño.

El comité solicita compartir las experiencias del proceso de asignación, para lo cual la UPME, aclara que se han realizado talleres al respecto donde se tiene algunas métricas sobre el proceso, se plantea la posibilidad de realizar una reunión aparte del CAPT para realizar esa retroalimentación. Sin embargo, la propuesta es bienvenida por la Unidad y se considerará incluir el punto en una próxima reunión.

Sin embargo, los temas comunes en los talleres se refieren a, por un lado, cuando se presentan dos alternativas, las dos deben ser viables y realizables por el promotor, así mismo, si se presentan dos alternativas, de las dos se debe remitir estudio de espacio físico.

Con respecto a este tema, con la nueva asignación se pensó hacer explícito las reglas, ya que no porque un transportador diga que no hay espacio, se debe negar el proyecto, sí se dijo que hay alguna forma de conectar el proyecto, la UPME puede aceptar la opción siempre y cuando el promotor y no el transportador, se haga responsable de los riesgos inherentes.

Finalmente sobre el tema de conexiones se menciona que 130 proyectos han cumplido con los requisitos de curva S y garantía, para los otros 60 proyectos, se tiene que algunos presentaron recursos de reposición por lo que, una vez resuelto, ellos cuentan con plazo para poner la garantía, algunos otros definitivamente no pusieron garantía ni recurso, por lo que se está revisando la documentación para empezar la liberación directa a esos proyectos, sin embargo, estos tienen derecho a recurso de reposición.

- **PIEC - Plan indicativo de expansión de cobertura**

A final del mes de junio o a mediados de julio del 2023, se estima que se publique por parte de la UPME el PIEC, ya que se evidencia la importancia de este para el sector y operadores de red.

Se resalta que en este PIEC se realizó ajuste a la metodología y procedimiento estadístico que se venían utilizando en la elaboración del plan, lo que permitió identificar una mayor cantidad de viviendas sin servicio.

CAPT No. 198

Para la realización del PIEC se trabajó en conjunto con la superintendencia, dado que se requirieron usuarios, no clientes, así mismo, se tuvo en cuenta la información del censo realizado por el DANE, con lo cual se realizaron cambios en el índice de cobertura y en el PIEC.

Adicional en el PIEC se indican cuáles son las soluciones viables para la conexión de usuarios, como son Interconectarse a la red, solución individual o colectiva microrredes, así como los costos estimados de estas soluciones.

Desde Celsia, se indica que ya se enviaron planes y la CREG no da el visto bueno, y es adecuado revisar, por lo cual plantea una reunión y así realizar seguimiento.

3. Presentación XM

INFORME CND DIRIGIDO AL CAPT

Contenido.

1. Condición Operativa:

- Actual Caribe
- Actual Dispac
- Mediano plazo oriental

2. Niveles de corto circuito:

- Fortaleza de red
- Capacidad y niveles actuales

3. Situación Operativa:

- Configuración subestaciones y activos radiales
- Cruces de líneas

ÁREA CARIBE: Al día de hoy se tienen 75 restricciones de las cuales 21 están en estado de alerta y 54 en estado de emergencia (tomado del primer informe planeamiento de mediano plazo del 2023). De las 75 restricciones se analizaron tres elementos de los informes trimestrales de restricciones donde se comparó todo el país y cuánto corresponde a Caribe.

El DNA en la región Caribe fue de 13 GW de demanda no atendida, esto está asociado a causas no programadas que corresponde al 59% del total que se presentó en todo el sistema. En reconciliaciones se tuvo cerca de 3.4 billones que corresponde al 93% y se

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

tienen instalados 41 esquemas suplementarios que representa el 74% de los esquemas que se tienen instalados en todo el país.

De acuerdo con lo anterior se puede concluir que Caribe es el área donde se debe concentrar el mayor esfuerzo para dar solución a cada uno de los problemas operativos que se vienen presentando en ella:

Subárea Córdoba-Sucre: -Cambio en el modo de operación SVC de Chinú que podría llegar a impactar la generación de seguridad que se programa en la región Caribe y se debe entrar a revisar si este equipo con el tiempo que tiene en operaciones es el que requiere el sistema o se debe dar una actualización tecnológica del mismo, bien sea a otro SVC a un STATCOM o la tecnología que se tenga disponible en el momento.

Subárea Bolívar: -Baja tensión en nodos a 66 kV Carmen, Zambrano, Calamar, San Jacinto y alto valor de carga del Carmen 110/66 kV, estas son barras que están generando demanda no atendida con cierta frecuencia en la operación en tiempo real por baja tensión o por sobrecarga en estado estacionario, son varias de ellas conexiones radiales y con el incremento de demanda que se espera para el resto del año debido a las altas temperaturas se va a volver recurrente esta demanda no atendida. -DNA en el Gambote 66 kV por baja tensión y sobrecarga de ternera-Gambote 66 kV. Se están viendo demandas no atendidas estructurales, obras o activos radiales que ya están agotados en su capacidad y que adicional a la afectación de la demanda no atendida en estas barras en particular, también nos limitan el límite de intercambio de importación de la región Caribe; lo que hace que algunas de las obras grandes que están entrando a 500 kV no se reflejan en un incremento grande del límite, ya que estas colas imponen unas restricciones mayores.

Área Caribe: Agotamiento de red. 35 esquemas suplementarios de protección (ESPS) que mitigan la programación de DNA en condición de red completa y que ante contingencia sencilla se presenten eventos en cascada, minimizando la afectación de la demanda.

Subárea GCM: Declarada en estado de emergencia en abril de 2022 por susceptibilidad a ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta de tensión incluida por falla (FIDVR), se va a empezar a sacar un indicador de monitoreo permanente de todos los fenómenos donde se identifica el fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión, que ha sido ampliamente socializado y en él CAPT el año pasado se trajo en dos oportunidades, básicamente por la debilidad de red que se presenta en esta subárea. -DNA en el Banco (baja tensión) y alta dependencia de generación de Guajiras para control de límite de importación. El día de ayer con los niveles de demanda que estamos teniendo fue necesario racionar en GCM, por lo que para la demanda máxima que se espera para finales de este año nuevamente por el niño y el impacto en las temperaturas se va a ver con mayor frecuencia demanda no atendida en esta área.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT No. 198

FENÓMENO DE RECUPERACIÓN LENTA INDUCIDA DE TENSION (FIDVR)

Para explicar brevemente el fenómeno, se debe recordar que se produce una falla en el sistema que nos lleva a un hueco de tensión; esto básicamente se produce por motores monofásicos muy asociados a aires acondicionados. Este fenómeno se presentó hace dos años a la UPME por primera vez y al sector, es un poco desconocido y solamente había poca literatura en Estados Unidos; no obstante, el último apagón de Argentina se asoció a este fenómeno de recuperación lenta inducida, más la indisponibilidad que tenían de los compensadores síncronos, que los llevó a un colapso de tensión. Este es un fenómeno que cada vez se está viendo más en los sistemas de potencia, donde hay conexiones débiles que por ahora lo que genera es afectación de la demanda, desconexión de este tipo de cargas, eventos de baja y sobretensión y, adicionalmente, una vez que se tenga alta presencia de renovables, se va a convertir este problema de tensión en un problema de frecuencia dado que parte de estas fuentes renovables se desconectarán por efecto de sus controles.

- **Propuestas para mitigación del FIDVR en la subárea GCM:**

Se analizaron diferentes tecnologías como lo son el compensador síncrono, el SVC y el STATCOM para resolver las diferentes problemáticas que se tienen: Aporte de reactiva, control dinámico, Operación en bajos voltajes, Potencia de Corto Circuito, Sobrecarga temporal e Inercia. Este es un análisis técnico y del diagnóstico que se encontró, fue que solo el compensador síncrono nos aporta la solución de las 6 necesidades que tenía el sistema, en particular en GCM. Se debe recordar que el análisis técnico se hizo a principios del 2022 y en el cuarto trimestre del 2022 se hizo la evaluación beneficio/costo de estos equipos recomendados.

- **Evaluación Beneficio/costo mitigación del FIDVR en GCM:**

ITR IV de 2022

Al aplicar la metodología de valoración de obras, lo que se está viendo es una reducción de los costos de reconciliación positiva, estos equipos al aportar inercia y cortocircuito nos permiten con el parque generador que va a entrar, disminuir la generación de seguridad en el área, manteniendo las condiciones con una operación segura y confiable.

Se está hablando de una inversión estimada a 2027, realizada con proveedores de estos equipos de 113 millones de dólares y unos costos de operación anual cercanos al 3%. Para la pregunta ¿Por qué 2027? porque en este momento hay convocatorias abiertas para instalar compensadores síncronos en Chile y en Brasil; y lo que informan los fabricantes es que están en un tiempo de entrega aproximadamente de 4 años.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

Suponiendo que es incluido este equipo en este plan de expansión 2023, se estaría contando con ellos entre el 2027 y el 2028 aproximadamente; todos los escenarios simulados dan un beneficio/costo mayor a 2.5 y se está hablando de 240 MVAR de compensadores y otro compensador síncrono adicional en colectora o en cuestas de 150 MVAR, este último está asociado al tema de dar estabilidad a las fuentes renovables que se van a conectar en este nodo. El detalle de la metodología se puede consultar en el cuarto informe del 2022 o XM puede presentarlo con mayor ampliación en el CAPT, es por esto por lo que se recomienda a la UPME perfeccionar los mecanismos para contar lo antes posible con esta solución y mitigar los riesgos que se tienen en el área GCM y se pueda garantizar o preparar el sistema para permitir la incorporación masiva de fuentes renovables.

Situación Operativa Santa Marta

En el mes de mayo se presentó un incremento considerable de temperatura en la región lo que trajo como consecuencia el aumento de la demanda, esto derivó en racionamiento por varios días por sobrecarga de los devanados de los tres transformadores en paralelo que se encuentran en la ciudad. Como acción operativa XM implementó un esquema suplementario.

Como proyecto estructural se tiene la Subestación Bureche 110 kV, responsabilidad de AIR-E, con FPO prevista para 2026 aunque la FPO oficial es del 2024. XM expresa la importancia de que este proyecto entre en operación lo antes posible, de manera que se eviten futuras desconexiones de carga en Santa Marta por agotamiento de la capacidad de los transformadores

En esta misma barra, XM también recomienda la instalación de uno de los condensadores síncronos de los que se habló anteriormente, el cual no tiene una FPO definida.

Situación operativa – nodos en configuración radial en la subárea de Bolívar 66 kV.

Debido a la condición radial de la Subestación Gambote, el circuito Ternera - Gambote ha venido presentando una alta tasa de fallas durante los últimos tres años, la cual está por encima de los promedios del resto del sistema.

También se presenta el agotamiento del circuito Ternera-Gambote, lo que lleva a la sobrecarga en estado estacionario y baja tensión en Gambote, XM reporta que allí, entre el 2022 y hoy, se han racionado cerca de 10 GW de demanda, con una demanda máxima atendible de 26 MW, la cual es superada en varios periodos en la operación en tiempo real.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT No. 198

XM le ha recomendado a AFINIA que analice que se puede hacer para estos casos, como posibles traslados de carga por baja tensión, instalación de compensadores o algún tipo de obras que permitan minimizar la DNA mientras entran en operación los proyectos de expansión.

Los otros nodos críticos son los nodos de El Carmen, Zambrano, San Jacinto y Calamar, se observa agotamiento del transformador 110/66 kV, con una demanda máxima atendible de 40 MW que ya se está superando en varios de los períodos.

El proyecto estructural definido para estas condiciones críticas es Carreto 500 kV, cuya convocatoria se encuentra en pre-publicación y tiene una FPO del 31/03/2027, por lo que durante los próximos años se verá demanda no atendida en forma recurrente a medida que va creciendo la demanda.

Proyectos Carreto 500 kV y Carreto 66 kV

Se reconfigura el circuito Chinú – Sabanalarga 1 500 kV en Chinú – Carreto – 500 kV y Carreto – Sabanalarga 500 kV, dos transformadores 500/66 kV, se reconfigura la línea El Carmen – Tsal Jacinto – Tcalamar – Gambote 66 kV en Carreto – Gambote 66 kV, Carreto – Calamar 1 y 2 66 kV, Carreto – San Jacinto 66 kV, el aumento de la capacidad del circuito Carreto – San Jacinto 66 kV a 460 A y el circuito San Jacinto – Zambrano 66 kV.

XM indica que es importante definir el inversionista lo antes posible para no tener que desplazar más la FPO del proyecto y garantizar que una vez asignado el proyecto del STN, AFINIA como operador de red de la zona realice las obras del STR que le corresponden y los proyectos puedan entrar en operación en el año 2027, ya que se necesitan las obras del STN y del STR para que se solucionen los problemas.

Situación operativa nodo El Banco – El Paso 110 kV

El Banco y El Paso también presentan agotamiento de red y condición radial, con la entrada de los circuitos La Loma – El Paso 110 kV y El Paso – La Jagua 110 kV se mitigan las restricciones por baja tensión de los nodos de El Paso y La Jagua. La FPO de estos proyectos es el 31/10/2023.

XM reporta que debido a la radialidad de estas subestaciones y a la demanda no atendida (la cual es instruida por el CND para el control de tensiones y sobrecargas), desde el 2020 hasta la actualidad se tienen más de 11 GW de DNA, también se espera que debido a los aumentos de temperatura provocados por el fenómeno del niño, se supere la demanda máxima atendible, por lo que XM recalca la importancia de que las obras de La Loma- El Paso- La Jagua 110 kV entren en operación antes de finalizar el año 2023.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

Para El Banco no se tienen obras de expansión definidas que eliminen la restricción.

Situación operativa Córdoba – Sucre

Se tiene un alto valor de carga en los transformadores de Chinú 1, 2 y 3 500/110 kV en condición de red completa. A junio de 2023 se tiene un ESPS por sobrecarga de uno de estos transformadores con el que se comanda DNA para que no se presente un fenómeno en cascada que provoque la salida de toda la sub-área.

El proyecto Toluviejo 220 kV es el proyecto estructural asociado y se espera que entre en operación el 31/12/2025.

XM también propone la obra del cuarto transformador en Chinú, la cual fue presentada en el cuarto ITR del 2022. Este proyecto tiene una relación beneficio-costos mayor a uno.

A nivel del STR en Córdoba Sucre, en red completa se presenta la sobrecarga de Chinú – Sincé 110 kV y bajas tensiones en Mompox 110 kV, asociado a estas restricciones se identifica que la máxima carga atendible por Chinú – Sincé – Magangué – Mompox 110 kV sería de 56 MW aproximadamente con un factor de potencia menor a 0.9. El proyecto compensación Mompox 2x8 MVar (que se espera entre en operación el 30/10/2023) mitiga la restricción más no la elimina completamente.

XM propone las siguientes alternativas, todas con un índice Beneficio/Costo mayor a 1:

El corredor Chinú – Sincé- Magangué, un nuevo circuito entre Magangué y Mompox 110 kV, y un nuevo transformador en Mompox 110 kV, elimina la baja tensión en Mompox 110 kV en red completa, la sobrecarga de red completa del circuito Chinú - Sincé 110 kV y elimina la condición de red radial de estas subestaciones.

Una subestación nueva Magangué 500 kV con conexión a Magangué 110 kV y conexión El Banco- Mompox 110 kV. Esta alternativa elimina las bajas tensiones en Mompox 110 kV, la sobrecarga de red completa de Chinú – Sincé 110 kV y elimina la condición de red radial de estas subestaciones.

Otras alternativas propuestas por el CND:

- Doble circuito Chinú - Marcos - La Mojana 110 kV que permite eliminar sobrecargas y radialidades.
- Transformador 500/110 kV en Sahagún y el circuito Sahagún – La Mojana 110 kV que permite eliminar sobrecargas y radialidades en la zona.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT No. 198

Impacto proyectos de expansión en la capacidad de importación y exportación de potencia del área Caribe.

En 2018 el límite de importación del área Caribe era de 1500 MW, luego en 2021 con la entrada de los proyectos Subestación Antioquia 500 kV y subestación Medellín y activos asociados este límite incrementó a 1650 MW, actualmente, con la entrada de la línea de transmisión El Cerro – Chinú 500 kV y Chinú – Copey 500 kV (refuerzo Caribe) el límite es de 2000 MW.

Con la entrada de la línea de transmisión Sabanalarga – Bolívar 500 kV y el segundo transformador Bolívar 450 MVA 500/220 kV este límite no se incrementa, por lo que se observa que lo que limita la importación son las restricciones en las colas de Bolívar y GCM. Con el proyecto La Loma 110 kV el límite vuelve a crecer a los 2100 MW, con la entrada del proyecto Subestación Cuestecitas 500 kV y líneas de transmisión Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV el límite sube a 2200 y con el proyecto Subestación Colectora 500 kV, líneas de transmisión Cuestecitas - La Loma 500 kV y doble circuito Colectora – Cuestecitas 500 kV este número se eleva a 2300 MW.

Si se habla del límite de exportación, actualmente es de 1400 MW, con la entrada de la línea de transmisión Sabanalarga – Bolívar 500 kV y el segundo transformador Bolívar 450 MVA 500/220 kV este número se incrementa a 2000 MW, permanece constante hasta la entrada de todos los demás proyectos de expansión del área GCM, donde se incrementaría a 2400 MW.

Esta capacidad de exportación está limitada por el cumplimiento de los criterios regulatorios de operación, en red completa y ante contingencias N-1. En particular se identifica que en escenario de alta exportación se presenta baja tensión en nodos del área en red completa y restricciones a nivel de 230 kV en GCM y Atlántico. Dada la condición del SVC de Chinú, se recomiendan equipos adicionales que proporcionen soporte dinámico de tensión en la red de 500 kV.

Evolución generación Instalada Área Caribe y capacidad de exportación

En el área Caribe se esperan 14.000 MW de generación al 2027, de los cuales 9822 MW corresponden a generación basada en inversores.

XM señala que se debe acompañar la capacidad de generación instalada en el área Caribe con proyectos que permitan aumentar su capacidad de exportación al resto del SIN. Equipos que proporcionen soporte dinámico de tensión en la red de 500 kV, con capacidad de aporte permanente de MVAR y aporte de corto-circuito.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT No. 198

Área Chocó 115 kV

Para el área de Chocó XM se presenta un resumen de lo expuesto en los ITR IV de 2022 e ITR I de 2023, en donde se manifiesta que la red de DISPAC 110 kV está declarada en estado de emergencia y se indica que se presenta DNA ante contingencias N-1 y bajas tensiones, igualmente se manifiesta que no existen obras definidas para solucionar estas situaciones.

Resalta que la demanda límite para asegurar la operación del sistema en condiciones seguras y dispuestas en la regulación es de 24 MW.

Para solucionar estas violaciones XM propone las 2 soluciones expuestas en los ITR citados anteriormente y con relación B/C superior a 1. Propuesta 1 cuya configuración es un corredor sencillo en 110 kV uniendo las barras de “Bolombolo”, “Barroso”, “El Siete”, “Quibdó”, “Certegui” y “Virginia”. Propuesta 2 consiste en un enlace en doble circuito en 110 kV entre la barra “Hispania” y “Quibdó”. XM manifiesta que sabe de los problemas sociales que puede representar la ejecución de estas alternativas.

Área Oriental

XM señala que se espera que para el periodo 2025-2026 se puedan alcanzar valores de demanda cercanos a los 3500 MW, con lo cual se vería agotado el margen operativo del área. Se llegó a este valor esperado a partir de la información suministrada por la UPME y los operadores de red de la zona.

XM también resalta la necesidad de la entrada en operación comercial antes del 2025 de los proyectos de expansión del área, el proyecto más próximo a entrar en operación es Virginia – Nueva Esperanza 500 kV (FPO: 31/07/2023)

Para que se vea el impacto de este proyecto en el área es necesario que el segundo transformador de Nueva Esperanza 500/110 kV entre en operación también (FPO: 31/12/2023) por lo que es primordial que se defina lo relacionado con la ejecución de las obras asociadas a la bahía de alta tensión del segundo transformador 500/110 kV de Nueva Esperanza.

Otros proyectos con los que se espera contar para esos años son los proyectos de Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV y Norte - Chivor - Bacatá 230 kV y todas las obras asociadas al STR de estos proyectos.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera “Copia No Controlada”. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT No. 198

- Niveles de corto circuito en subestaciones del SIN.

Para el cálculo de los niveles de corto XM considera todas las subestaciones y todos los recursos de generación en servicio y las capacidades de corto de los equipos de corte de las subestaciones. Para el 2024 encontró que 45 subestaciones tienen nivel de corto superior al 90 % y 23 subestaciones tienen el nivel de corto superior al 100 %

Hay subestaciones del Área Oriental, como la Mesa 220 kV y Circo 220 kV con valores por encima del 100%, y ante un despacho de más unidades del área, para controlar el límite de intercambio, por la no entrada de los proyectos de expansión, se tendrán más aportes de corto en estas subestaciones de Oriental. Habrá que mirar qué acciones se toman para bajar los niveles de corto o tomar acciones operativas para limitar estos valores.

En este momento XM está monitoreando los niveles de corto ante los despachos diarios y se están tomando acciones operativas para no superar los valores declarados. De todas maneras, hay un número importante de subestaciones del SIN que van alcanzando o superando su capacidad de corto.

En cuanto a la configuración de las subestaciones y los circuitos radiales, se ha visto en el área Caribe, que permiten atender la demanda, pero con el alto crecimiento de la demanda, se puede presentar demanda no atendida - DNA, y eliminar estas radialidades no conlleva a tener costos eficientes. Queremos dar la señal, y debemos monitorear esta problemática para que en un tiempo prudente se puedan definir nuevas obras.

Hay otras radialidades en el Sistema como en Tumaco en Nariño y Doncello en Caquetá que tienen ya su capacidad agotada y cada vez va a ser mayor la DNA por sobrecargas y bajas tensiones. Estás en la mayoría de los casos se encuentran también en el área Caribe, Caquetá, Cauca Nariño, Santander y otras áreas que empiezan a aparecer con radialidades y con capacidad ya copada.

En el tema de subestaciones en configuración de anillo se ha visto que, ante la indisponibilidad de un interruptor, queda expuesta el resto de la subestación ya que queda prácticamente en barra sencilla. Una subestación en anillo, con más de 6 bahías, genera riesgo y en este momento se tienen subestaciones con 9 y 11 campos conectados tanto en el nivel del STN como el STR. Es riesgoso para la operación aprobar nuevos puntos de conexión al igual que ocurre con subestaciones con barras con transferencia que tienen más de 6, 7 y 8 campos, adicional, a la multipropiedad que hace más compleja la operación y coordinación de maniobras.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

Consideramos revisar, que cuando se tienen varios propietarios de una misma barra, exista un solo operador para mitigar los riesgos en la operación.

En cuanto al cruce de líneas, hemos venido trabajando, dado que a medida que crece el sistema, con una geografía única, es casi imposible técnicamente eliminar o prohibir los cruces. Entonces en una convocatoria se establece que la línea nueva tiene que llegar a la bahía nueva y la línea vieja permanecer en la bahía vieja. Hay que ver la posibilidad de poder desbaratar los cruces existentes cambiando los circuitos de bahías viejas a bahías nuevas y viceversa, son reconfiguraciones sencillas que pueden hacer frente al impacto operativo de varios circuitos, por ejemplo, a 500 kV.

A nivel del CNO se está realizando el inventario de cruces. Se necesitaría de la UPME y del regulador estudiar la aprobación de esas obras para eliminar cruces y desde el punto de vista operativo mitigar la posibilidad de falla. Esas obras estarían a cargo del transportador, con la construcción de torres reforzadas, conductores aislados y reforzados o desde el punto operativo, ver la posibilidad de implementar esquemas de protección para minimizar los cortes.

Enel Colombia sugiere que es posible buscar un intermedio, ya que con el aumento de la conexión de nueva generación se van a cruzar las líneas de expansión STN y STR y prohibir los cruces traería inconvenientes a futuros proyectos de expansión, o modificar el N-1 para que sea N-2 condicionado en ciertos puntos en demanda media y en demanda mínima. El no cruce de una línea puede generar el fracaso de un proyecto de generación.

XM manifiesta que la idea es minimizar los cruces, pero no se pueden prohibir o eliminar, porque esto frenaría la expansión. Como CNO se podrían definir las contingencias N-1, N-2 o N-3 y cómo se van a cubrir éstas con esquemas sistémicos.

Enlaza GEB considera que se pueden definir criterios para estos cruces desde los documentos de selección - DSI del inversionista, incluso indica que para las áreas de operación y mantenimiento la disminución de los mismos es una condición deseable, sin embargo, para la construcción de los proyectos por convocatoria y la licencia ambiental, los cruces pueden complicar el diseño y estudio de alternativas, y para la ANLA los cruces es lo que menos importa.

Por lo expuesto anteriormente se plantea analizar donde hay cruces, cuáles medidas se han implementado para evitar caídas de conductores u otros eventos que ocasionen riesgos en la operación.

Los trazados de la línea quedan definidos de acuerdo con lo que define la ANLA en la licencia ambiental, entonces es muy difícil evitar los cruces.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

Michael - Celsia, propone que, con las experiencias en convocatorias, dejando las recomendaciones en los DSI para las convocatorias, estas recomendaciones deben escalarse al RETIE también para evitar cruces y sobre todo, con el diseño de la línea, evitar que un circuito caiga encima de otro.

Johan, manifiesta que es importante seguir informando y mirando los planes de acción que puedan desarrollarse para mitigar y solucionar los altos niveles de cortocircuito en subestaciones que superan su capacidad.

La UPME menciona que es bienvenida la invitación que nos hace XM, en el tema de cruces, para sentarnos a revisar el tema de la metodología de valoración; es fundamental porque vienen varios proyectos sobre los cuales nunca se ha hecho una evaluación económica. Los compensadores sincrónicos, en la medida en que esto esté vinculado a demanda no atendida, es oportuno revisar la metodología de evaluación y cómo lo ve la UPME.

En cuanto a las métricas y criterios, la Unidad, en varias ocasiones, ha tenido en cuenta o ha considerado algunas de estas métricas, como el SCR. Estas deben estar dentro de la regulación (Código de redes u otra normativa) y para poder tomar decisiones tenemos que soportar esas decisiones en algo regulatorio y no solamente en un análisis de planeamiento con referencias.

XM afirma que un sistema que no tenga fortaleza de red no pasa la contingencia N-1 de la regulación. Cuando se ve que una contingencia N-1 puede llevar el sistema al colapso, se dice que está el criterio de confiabilidad en la regulación y que permite ver, que si el sistema tiene un valor de SCR, donde una contingencia sencilla, desconecta todo el parque generador de GCM. El criterio puede decir “aquí ya no cabe más”, pero lo podemos revisar. Es necesario que el regulador establezca exactamente el SCR o si hace parte de garantizar una operación estable ante contingencias sencillas.

La UPME menciona que se deben incluir otros criterios diferentes al N-1 para definir obras de expansión, los cuales deben quedar regulatoriamente establecidos para dar fuerza a los análisis.

El nivel de corto circuito no es un tema que se solucione solo con las expansiones que propone la UPME. Se requiere que los agentes se involucren en las soluciones. La invitación es que los OR's y los Transmisores, analicen los resultados y lo que se va a realizar. Las soluciones no son solo expansión, también podría ser cambio o reposición de equipos. Es un tema en el cual todos nos tenemos que involucrar y no es únicamente la identificación que se haga aquí, de las obras de expansión que se definan para este efecto.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

Con el tema de las configuraciones de las subestaciones existen casos en que hay que definir alguna expansión para el cambio de configuración. Para otros casos habrá que definir una cronología de las obras con las condiciones operativas, dado que ya se tiene una experiencia anterior con la subestación San Carlos que generó sobrecostos al realizar obras simultáneas. Deberá existir para este tipo de obras, nuevas reglas en el Código de Redes, que permita hacer un análisis de riesgo para definir la obra de expansión (cambio de configuración). No se tiene el soporte regulatorio y el estudio que realizó la UPME en el 2008 - 2009 sobre subestaciones estratégicas, con el cual insiste el CNO, no es ley. Ese estudio se podría actualizar reflejado en lo que quede dicho en el Código de Redes.

En cuanto al seccionamiento de barras, los transportadores han avanzado en estas decisiones, pero como menciona XM se debe realizar el inventario de subestaciones y hacer el llamado a los transportadores dado que estas obras no tendrían que pasar por Plan de Expansión. Se entiende que este tipo de obras las ejecuta el transportador y las reporta a la CREG y la señal debería venir directamente de los transportadores.

Con el tema de cruce de líneas, se deben establecer claramente unas reglas básicas que tienen que ir posiblemente al RETIE y al Código de Redes. En el ejercicio de Planeación algunas cosas de este tema pueden preverse o limitarse desde los documentos de selección pero otras definitivamente no. Es importante que la reglamentación nos de herramientas y poder precisar las señales en los DSI con un límite a la hora de establecer condicionamientos. Estas decisiones también pasan por un buen diseño de los ejecutores de los proyectos.

Todos estos temas se tendrán que trabajar en el Grupo Técnico y Regulatorio.

Enel Colombia: Las conexiones de carga establecidas por la CREG 075 de 2021, se deben alinear con la expansión, dado que pueden afectar la red y hacer que se supere las capacidades de las redes que están construidas y las reservas para las nuevas redes de uso se copen, poniendo en riesgo la atención de la demanda en el futuro.

Chemy Cuadrado: Debemos retomar las reuniones con el Grupo Técnico regulatorio del CAPT para estudiar estos temas. Regulatoriamente se deben recibir señales económicas para subestaciones que no han cumplido su vida útil. Se deben elevar las consultas sobre estas dudas a la CREG.

La Unidad insiste en que los temas de remuneración para consultar a la CREG, no son un escenario para el CAPT.

Margarita Tamayo Intercolombia: Se requiere revisión del tema del nivel de corto circuito para identificar las subestaciones que están en riesgo, además de las reconfiguraciones

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

que se deban realizar en las subestaciones, especialmente las que tienen más de 6 campos en configuración anillo. Hay subestaciones que están en riesgo porque la generación instalada va a llegar a ser tres veces la demanda. Lo mencionado se debe llevar al comité técnico y regulatorio.

4. Seguimiento a limitaciones y restricciones de red

El Ing. Javier Martínez en representación de la UPME procede a realizar una presentación relacionada con las restricciones detectadas por XM en el mediano y largo plazo en el sistema eléctrico, y que fueron presentadas en el IPOELP 1-2023 e IPOEMP 1-2023

Para las áreas operativas de Antioquia, Nordeste, Caribe, Suroccidental y Oriental se describe el número de restricciones identificadas como eléctricas en cada una de las áreas, y de ellas cuántas cuentan con obras de expansión definida, cuáles no, y cuántas generan demanda no atendida DNA.

Se indica que el 15 de junio se debían presentar los planes de expansión de los diferentes operadores de red, por tanto, está pendiente la revisión de estos documentos, pues en ellos se pueden identificar nuevas obras que mitiguen las restricciones previamente identificadas.

Desde el CND se solicita aclaración sobre el tipo de restricción que se están presentando, si son eléctricas y operativas. La UPME indica que conforme a estos comentarios revisará la clasificación realizada.

Enel Colombia solicita que la información relacionada con restricciones sea presentada ante ASOCODIS para que de esta forma sea de conocimiento general y uniforme.

5. Cambio de FPO obras de transmisión

Contexto del procedimiento de convocatorias:

La UPME empieza esta sección con la contextualización de los asistentes sobre el procedimiento de convocatorias el cual se divide en cuatro fases principales.

La primera fase correspondiente al planeamiento de la expansión en la cual se realiza la definición y aprobación de las obras, y cuya aprobación se puede dar por medio del plan de expansión o por medio de un concepto de reconocimiento de cargos de uso a los diferentes Operadores de Red (OR) para el caso de las obras pertenecientes al Sistema de Transmisión Regional (STR). Sobre estas últimas se resalta el hecho de que, si el OR

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

correspondiente no presenta interés en la ejecución de dichas obras, estas pueden ser adjudicadas por medio de convocatorias públicas.

La segunda fase corresponde a la elaboración de los pliegos de especificaciones de las obras, además de presentar alertas tempranas y realizar trámites previos al inicio de la convocatoria. En la elaboración de trámites previos la UPME destaca el cálculo de las garantías asociadas a las obras de expansión, en donde se menciona el procedimiento establecido por la Resolución CREG 022 de 2001. Para esta segunda fase se mencionan 8 documentos, 7 de estos en los cuales se especifican las condiciones de participación y características técnicas del proyecto objeto de la convocatoria, y un documento relacionado con las alertas tempranas de dicha obra de expansión. La UPME menciona que para la elaboración de los anexos técnicos se utiliza el apoyo de un consultor externo para abordar temas como el diseño de las líneas de transmisión, diseño de las subestaciones y temas ambientales asociados al desarrollo de estas obras.

La tercera fase corresponde a la selección del inversionista y del interventor. La UPME menciona que esta fase tiene dos grandes etapas las cuales son la selección del interventor y la selección del inversionista. Para la selección del interventor se mencionan las condiciones de evaluación del interventor del proyecto. En la etapa de selección del inversionista se destaca la fase de observaciones a los términos de referencia para los documentos de selección del inversionista y las observaciones específicas sobre los parámetros de la obra de expansión, para finalmente mencionar el proceso de recepción las ofertas de cada uno de posibles inversionistas y selección de aquella oferta con el menor valor presente neto.

La UPME aclara que una vez sea seleccionado el inversionista se procede a la evaluación de la documentación complementaria entregada por el interesado para así poder proceder con la solicitud a la CREG de remuneración de cargos de los ingresos anuales esperados.

Finalmente, se menciona la cuarta fase, la cual corresponde a la ejecución de la obra comprendida por la elaboración de los diseños, definición de rutas, trámite de licencias, construcción y puesta en servicio de la obra de expansión. Además, se aclara que una vez adjudicada la obra la entidad responsable de realizar el seguimiento de la misma es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Dado el contexto del procedimiento de convocatorias la UPME inicia con la presentación de los comentarios y propuestas a los documentos de selección del inversionista de las obras: Transformador Primavera 500/230 kV, Transformador Sogamoso 500/230 kV y Bahía 500 kV 2° transformador Nueva Esperanza.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT No. 198

La UPME resalta que la mayoría de los comentarios estuvieron dirigidos a la Fecha de Puesta en Operación (FPO) de dichas obras y a los tiempos necesarios para la ejecución de las mismas.

Transformador Primavera 500/230 kV:

Se realiza la presentación de los aspectos clave de la obra “Transformador Primavera 500/230 kV” en donde menciona lo siguiente:

- Alcance de la obra: Un (1) banco de autotransformadores 500/230/34,5 kV - 450 MVA (3 x 150 MVA) en la subestación Primavera, junto con sus bahías de transformación en 500 kV y 230 kV.
- Fecha de Entrada en Operación (FPO): 30 de junio de 2024
- Propósitos del proyecto:
 - Permite la incorporación de nuevos proyectos de generación.
 - Aumenta la capacidad de intercambios de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
 - Garantiza el abastecimiento y la atención de la demanda.

Sobre lo anterior, y teniendo en cuenta las observaciones recibidas a los documentos de selección del inversionista de la obra en cuestión, la UPME propone como nueva Fecha de Puesta en Operación el **30 de junio del 2025** brindándole al inversionista un tiempo de 22 meses para el desarrollo y ejecución de proyecto “Transformador Primavera 500/230 kV”.

Transformador Sogamoso 500/230 kV:

Se realiza la presentación de los aspectos clave de la obra “Transformador Sogamoso 500/230 kV” en donde menciona lo siguiente:

- Alcance de la obra: Un (1) banco de autotransformadores 500/230/34,5 kV - 450 MVA (3 x 150 MVA) en la subestación Sogamoso, junto con sus bahías de transformación en 500 kV y 230 kV.
- Fecha de Entrada en Operación (FPO): 30 de junio de 2024
- Propósitos del proyecto:

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera “Copia No Controlada”. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

- Permite la incorporación de nuevos proyectos de generación.
- Aumenta la capacidad de intercambios de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Garantiza el abastecimiento y la atención de la demanda.

Sobre lo anterior, y teniendo en cuenta las observaciones recibidas a los documentos de selección del inversionista de la obra en cuestión, la UPME propone como nueva Fecha de Puesta en Operación el **30 de junio del 2025** brindándole al inversionista un tiempo de 22 meses para el desarrollo y ejecución de proyecto “Transformador Sogamoso 500/230 kV”.

Bahía 500 kV 2° transformador Nueva Esperanza:

Se realiza la presentación de los aspectos clave de la obra “Bahía 500 kV 2° transformador Nueva Esperanza” en donde menciona lo siguiente:

- Alcance de la obra: Una (1) bahía de transformación a 500 kV en configuración interruptor y medio en la subestación Nueva Esperanza.
- Fecha de Entrada en Operación (FPO): 31 de diciembre de 2023
- Propósitos del proyecto:
 - Permite la conexión de un nuevo transformador 500/115 kV de 450 MVA.
 - Aumenta la capacidad de intercambios de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y el Sistema de Transmisión Regional (STR).
 - Garantiza el abastecimiento y la atención de la demanda.

Sobre lo anterior, y teniendo en cuenta las observaciones recibidas a los documentos de selección del inversionista de la obra en cuestión, la UPME propone como nueva Fecha de Puesta en Operación el **31 de diciembre del 2025** brindándole al inversionista un tiempo de 26 meses para el desarrollo y ejecución de proyecto “Bahía 500 kV 2° transformador Nueva Esperanza”.

Una vez presentadas cada una de las obras y las propuestas de modificación realizadas por la UPME se abre el espacio para la discusión de las mismas.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera “Copia No Controlada”. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

Chemy Cuadrado: Hace mención de que el entorno al momento del desarrollo de los proyectos hoy en día es muy dinámico y cambiante, argumentado en las situaciones complejas que enfrentan las cadenas de suministro dada a las colas que tienen los fabricantes para la recepción y entrega de los equipos. A lo anterior se suma el hecho de que el licenciamiento ambiental está tomando más tiempo de lo normal.

Chemy Cuadrado: Presenta como propuesta que el tiempo para la ejecución de los proyectos de primavera y Sogamoso sea de 24 meses desde de la adjudicación de la obra, teniendo en cuenta la recomendación de área de proyectos de la organización la cual está sustentada en el análisis de las condiciones dinámicas anteriormente mencionadas.

Enlaza GEB hace mención de que ese año adicional para la Fecha de Puesta en Operación de los proyectos en Primavera y Sogamoso impactaría en el desarrollo y conexión de nuevos proyectos. Sobre esto, realiza la pregunta de que si estos proyectos de generación ya están conceptuados o esta situación aplica para la conexión de futuros proyectos que soliciten conexión en dichas subestaciones.

Ante la pregunta de Enlaza GEB la Unidad responde que los proyectos supeditados a estas obras ya están conceptuados, siendo 2 proyectos los que se encuentran supeditados a la entrada en operación del segundo transformador Primavera 500/230 kV, y 11 proyectos supeditados a la entrada en operación del transformador Sogamoso 500/230 kV. Además, menciona que, si bien puede haber una capacidad disponible para asignar más proyectos, esta es muy pequeña.

La Unidad agrega a la respuesta anterior que estos proyectos pueden solicitar el cambio de FPO, ya sea por atrasos en la expansión o por situaciones particulares que los lleve a retrasar la entrada en operación de los mismos. Por otra parte, menciona que la regulación ofrece el mecanismo de conexión temporal para aquellos proyectos que requieran conectarse de manera anticipada, en donde la UPME evaluará las solicitudes y estipulará las condiciones sobre las cuales estos proyectos pueden conectarse de manera temporal.

La Unidad aclara que una vez el Ministerio de Minas y Energía cambie la FPO de los proyectos en cuestión, los proyectos de generación supeditados a dichas obras deberán solicitar el cambio de FPO bajo las condiciones previstas en el artículo 17 de la Resolución CREG 075 de 2021.

Enlaza GEB: Teniendo en cuenta las consideraciones presentadas y los proyectos supeditados a estas obras de expansión se solicita a la Unidad agregar una justificación del tiempo adicional previsto para la ejecución del proyecto y agregar dicha justificación en una diapositiva de la presentación realizada en el comité, también solicita agregar la justificación del tiempo adicional propuesto por la UPME.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT No. 198

En respuesta la Unidad se compromete a agregar la justificación del tiempo adicional propuesto para las obras en cuestión en una diapositiva adicional a la presentación realizada en el comité.

Enlaza GEB: En relación con el proyecto de la nueva bahía en la subestación de Nueva Esperanza hace la consulta sobre mecanismos que estén contemplados en la regulación para agilizar la puesta en operación de esta obra.

La Unidad responde a la consulta mencionando que regulatoriamente solo existen dos mecanismos los cuales serían el mecanismo de ampliación y el mecanismo de convocatorias. Para el primer mecanismo se solicita al propietario si tiene interés de realizar dicha expansión, en caso de que no manifieste interés la Unidad emplea el mecanismo de convocatorias explicado anteriormente. Teniendo en cuenta lo anterior la Unidad ratifica que la obra de la bahía de transformación en Nueva Esperanza debe realizarse por medio del mecanismo de convocatoria, sin embargo, se compromete analizar las disposiciones establecidas en la regulación para ver si hay posibilidades de agilizar dicho proceso.

Enel Colombia: Propone que la fecha para la obra “Bahía 500 kV 2° transformador Nueva Esperanza” sea para diciembre del 2026 dado que han encontrado que para esa subestación se debe hacer un rescate arqueológico, lo que puede tomar más de un año en realizarse.

Sobre el comenario la Unidad menciona que revisará el tema de rescate arqueológico, sin embargo, dadas las características de obra, se aclara que la Unidad considera suficiente el tiempo de 26 meses para la ejecución de la obra, contemplando un tiempo de 12 meses para realizar el rescate arqueológico y 14 meses para la instalación de la bahía. Por otra parte, la Unidad propone ampliar el plazo una semana más para tomar la decisión sobre la FPO de la obra “Bahía 500 kV 2° transformador Nueva Esperanza” con base en los comentarios o respuestas que se puedan recibir hasta dicha fecha.

La tabla del listado de proyectos supeditados se encuentra en el ANEXO 1.

6. Informe de obras de transmisión

- Estado de avance de las obras:

Se presenta el informe del avance de los proyectos de transmisión, presentando detalles de algunos proyectos como FPO, informando si se han encontrado alertas que den señales de retrasos sustanciales en los proyectos, ubicación, dificultades entre otras características.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera “Copia No Controlada”. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 198

Se resalta que las FPO son estimadas o indicativas y no comprometen a la UPME ni a los agentes.

- Cronograma convocatorias previstas para el 2023:

Se presentan los proyectos aprobados y que están próximos a ser sometidos a convocatorias, indicando estado, si cuenta con DSI, FPO estimada y costos en USD. Es importante resaltar que además de los proyectos presentados en el comité, se nombraron otros dos proyectos que también van a salir a convocatoria los cuales son “Bahía de Nueva Esperanza” y la “Compensación de reactivos en la subestación Certegui”.

La UPME ha venido solicitando la manifestación de interés en ejecutar la expansión cada uno de los OR de su respectivo mercado de comercialización. La Unidad sugiere revisar el tema de la manifestación de interés desde el aspecto regulatorio.

Los asistentes sugieren que se indique la fecha o tiempo estimado para la adjudicación de cada convocatoria. La UPME acepta dicha sugerencia.

Por otra parte, se explica que el estado de revisión de la convocatoria obedece al cambio de FPO para la expansión “Línea Yarumo-Renacer (Mocoa) 115 kV” y de viabilidad para los proyectos “Segundo circuito Miro lindo-Gualanday 115 kV” y “Segundo circuito Flandes-Lanceros 115 kV”.

7. Varios

Se indica la existencia de varios temas a tratar, más por la disponibilidad de tiempo se había previsto su priorización. Se sugiere revisar el listado de temas para definir cómo tratarlos.

Se hace mención de:

- Revisión del Plan de Trabajo.
- las obras de mitigación frente al atraso de proyectos.
- Presentación de ENEL sobre el área centro oriental
- Criterios de red débil en planes de expansión
- Asignación de capacidad
- Código de Redes
- Reconfiguración de subestaciones y configuración de subestaciones nuevas



CAPT No. 198

Se propone incluir otros temas específicos en la revisión del plan de trabajo como la compensación dinámica por el proyecto Alcaraván-Banadía - La Paz.

Se propone reactivar el Grupo Técnico - Regulatorio para tratar previamente algunos temas y presentarlos en la plenaria del CAPT:

- Expansión ENEL. área Centro Oriental; Sopó, Corzo, solares, sostenibilidad energética.
- Criterios de red débil en planes de expansión, asignación de capacidad y código de redes: este tema fue propuesto con base en los estudios realizados por XM, se propone tratarlo con el Grupo Técnico Regulatorio para el 18 de Julio.
- Riesgos derivados de cruces de líneas.
- Reconfiguración de subestaciones y configuración de las nuevas.
- Compensación dinámica Alcaraván – Banadía – La Paz.

CONCLUSIONES / DECISIONES

- Se propone para revisar los temas en varios, se propone para una próxima reunión nivel de corto circuito y experiencia 075.
- Grupo de técnico y regulatorio, contempla el tema de obras de mitigación frente al atraso de proyecto, se propone disponer un día completo para tratar los temas técnicos, al menos una semana antes de CAPT para poder tener señales claras.
- Se propone que el CAPT sea el último viernes de cada mes, 28 de julio-presencial La semana previa se hace grupo técnico 18 de julio – presencial.
- La agenda del CAPT se define en el grupo técnico.

COMPROMISOS – PARTICIPANTES

TAREA	RESPONSABLE	FECHA
-Metodología valoración de obras (presentación próximo CAPT)	XM	28 de julio
Solicitar la aprobación del acta No. 197	Todos	23 de julio
Hacer reunión con Enlaza GEB y revisar los temas a tratar previo al comité técnico.	UPME	Antes del 18 de julio

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

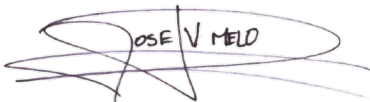
GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT No. 198

Revisar si las restricciones están bien catalogadas en operativas y eléctricas y corregir lo que se requiera.	UPME	Antes del 28 de julio
Agregar la justificación del tiempo adicional propuesto para las obras (Transformador Primavera 500/230 kV, Transformador Sogamoso 500/230 kV, Bahía 500 kV 2° transformador Nueva Esperanza) en una diapositiva adicional a la presentación realizada en el comité	UPME	Antes del 29 de julio
Enviar la nueva presentación con las Fechas de Puesta en Operación (FPO) de las obras (Transformador Primavera 500/230 kV, Transformador Sogamoso 500/230 kV, Bahía 500 kV 2° transformador Nueva Esperanza) para la aprobación de los miembros CAPT, considerando los comentarios realizados y la ampliación del análisis de los comentarios que lleguen de la obra Bahía 500 kV 2° transformador Nueva Esperanza	UPME	Antes del 29 de julio

FIRMAS



José Vicente Melo
Presidente



Javier Andrés Martínez Gil
Secretario técnico

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT No. 198

ANEXO 1

Listado de proyectos supeditados – cuarto TRF Sogamoso – segundo TRF Primavera

No. Caso Inicial	Nombre del proyecto	Obras a las que está supeditado	FPO solicitada inicialmente
445	Proyecto Planta Solar Puerto Wilches 15 MW	La conexión del proyecto queda condicionada a la entrada en operación del cuarto transformador de Sogamoso 500/230/34.5 kV	31/12/2023
462	Proyecto solar Carare de 200 MW	Supeditado a la entrada en operación del 2° Transformador 500/230 kV ± 450 MVA en la subestación Primavera 500/230 kV	31/12/2024
513	Proyecto Generación Solar FV San Silvestre 60 MW.	Necesidad de expansión STN por TRFs Sogamoso 500/230/34,5 kV.	30/09/2024
514	Proyecto Generación Solar FV Lizama 40 MW	Requiere la entrada previa de algunas obras del STR. Necesidad de expansión STN por TRFs Sogamoso 500/230/34,5 kV	30/09/2024
532	Proyecto de generación solar fotovoltaico La Fortuna 9,9 MW.	Necesidad de expansión STN por TRFs Sogamoso 500/230/34,5 kV	30/09/2024

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT No. 198

No. Caso Inicial	Nombre del proyecto	Obras a las que está supeditado	FPO solicitada inicialmente
540	Proyecto de generación solar fotovoltaico 19,9 MW (Puerto Wilches, Santander)	Necesidad de expansión STN por TRFs Sogamoso 500/230/34,5 kV	30/09/2024
557	Proyecto Planta Solar Sol de Santander 40 MW	Necesidad de expansión STN por TRFs Sogamoso 500/230/34,5 kV	30/09/2024
575	Proyecto Solar La Manguita 40 MW.	La conexión del proyecto queda condicionada a la entrada en operación del cuarto transformador de Sogamoso 500/230/34.5 kV,	30/09/2024
825	Proyecto solar Charcos de 99,9 MW a la S/E Guatiguará 230 kV	-Se emite respuesta indicando que requieren expansión en el STN por sobrecargas en los transformadores de Sogamoso	30/09/2024
SC_375	La India Solar 43MW	Cuarto transformador de Sogamoso 500/230/34.5 kV	31/12/2024
SC_710	Proyecto Solar Laureles 50MW	Cuarto transformador de Sogamoso 500/230/34.5 kV	31/12/2026

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT No. 198

No. Caso Inicial	Nombre del proyecto	Obras a las que está supeditado	FPO solicitada inicialmente
SC_771	Parque Solar Fotovoltaico Melgar de 180 MW	Segundo transformador Primavera 500/220 kV	31/12/2025
SC_775	PCH Santa Rosa	Subestación Nueva Granada (Cabrera) 230/115 kV y obras STN/STR asociadas Cuarto transformador de Sogamoso 500/230/34.5 kV	31/12/2027

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

