

Memoria de reunión área Caribe

Fecha: 21/10/2024

- SSPD.
- PROELÉCTRICA.
- UPME.
- AIR-E.
- CND-XM.
- TERMONORTE.
- GECELCA.
- TEBSA.
- AFINIA.
- CNO.
- TRANSELCA.
- MINENERGÍA.

1. Ataque cibernético a AIR-E y su efecto en la pérdida de supervisión de sus activos en la subárea Atlántico

El Operador de Red-OR AIR-E mencionó que algunos de sus aplicativos están recuperados, pero no activos. Comenta que en distribución ya se cuenta con un SCADA básico que permite supervisar y operar todos los activos a nivel del Sistema de Distribución Local-SDL. Indica que está tratando de recuperar las copias de seguridad de ingeniería base, y que en el mes de noviembre del año en curso espera la habilitación de los canales ICP entre TRANSELCA-AIRE-CND. Finalmente, informó que ya está controlando la gestión de activos y habilitados parte de los canales digitales para reporte de novedades de los usuarios.

Al respecto, el CNO solicitó que se restablezca lo más pronto posible los canales ICP, antes del mantenimiento de la planta de regasificación del Caribe. En este punto el CND indica que, si antes de la intervención en la terminal no se restablecen los canales, una opción sería que AIR-E asuma la coordinación de la operación al interior de la subárea Atlántico y el CND sus fronteras; recalcan que no pueden validar en tiempo real el cumplimiento de criterios de confiabilidad como el N-1. Por lo anterior, el CNO pregunta al Operador de Red si tiene las condiciones y competencias para asumir la coordinación de la operación de la subárea Atlántico, sobre todo, durante la intervención en la planta de regasificación. Al respecto, el OR indica que sí.

Finalmente, con relación al ataque cibernético, aun no hay claridad sobre lo que ocurrió, más allá que se identificó un ransomware. Finalmente, el CND llama la atención sobre la importancia de conocer lo que realmente paso y las lecciones derivadas.

2. Preparación de los Operadores de Red durante el mantenimiento de la planta de regasificación del área Caribe

AFINIA y AIR-E indican que están ajustando los pronósticos de demanda para los días del mantenimiento, mencionaron que debido a la Demanda No Atendida-DNA previamente identificada, ya fueron seleccionados de manera preventiva los circuitos objeto de racionamiento. Asimismo, se suspendieron todas las intervenciones sobre la red y solicitaron a los autogeneradores atender sus consumos propios disminuyendo las exigencias sobre el Sistema. Al respecto, el CND aclaró que, si se dispone de 83 GBTUD para las plantas TEBSA y/o FLORES IV producto de la declaración de un racionamiento del sector gas, no habría necesidad de racionar en el área Caribe 2.

3. Estado de las medidas de mitigación y obras de expansión

En las siguientes gráficas se presenta el estado de las medidas de mitigación y proyectos de expansión para cada Operador de Red.

AFINIA:

Proyectos de expansión del STR con conexión al STN

PROYECTO	FPO	CONCEPTO UPME STR	CONCEPTO UPME STN
Normalización 2do TR SE El Copey de 100MVA	En Operación	Si	
Subestación Nueva Toluvié 220/110 kV 2 x 150 MVA	Jun – 2025	Si	Si
Pasacaballo 220/110 kV 2 x 150 MVA	2027	Si	Si
Carreto 500/66 kV 2 x 150 MVA	2027	Si	Si
Sahagún 500/110 kV	2028*	Si	Si
Nueva Magangué 500/110 kV	2029*	Pendiente	Pendiente

* FPO de Proyecto en definición UPME

Proyectos de expansión del STR

PROYECTO	FPO	CONCEPTO UPME STR
Nueva Guatapurí 110 kV - SDL	2024 – 2025	Si – Por Convocatoria
La Marina 66 kV - SDL	En operación 2024 – 2025	Si – Por Convocatoria
Reconducción LN BOL – BYC 66 kV (LN640)*	En Pruebas	Si
Reconducción LN VIE – BOL 66 kV (LN639)*	Enero – 2025	Si
Campestre 66/13.8 kV 2 x 50MVA	2027	Si
Turbaco 110/13.8 kV 30 MVA	2026	Si
Nueva Lórica 110/34.5 kV	2029	Si
Nueva Bosconia 110 kV	2029**	Pendiente
Nueva Coliseo 66/13,8 kV	2029**	Pendiente

* Proyecto integrado a la convocatoria UPME STR 10 – 2015 ejecutado e incluido en el plan de inversiones AFINIA con FPO 2021 – 2022

** Proyecto en definición con la UPME - AFINIA

Frente a las diferentes problemáticas y restricciones operativas presentadas en el sistema actual con la información compartida por el CND.

PROBLEMÁTICA	PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO	MEDIDA DE MITIGACIÓN
Bajas tensiones en el corredor El Carmen – Zambrano – San Jacinto – Calamar 66 kV, para el corredor de El Carmen – Zambrano – San Jacinto – Calamar 66 kV.	Nueva Toluviuejo 220/110 kV 2 x 150 MVA (2025) y Carreto 500/66 kV 2 x 150 MVA (2027)	☐ Instalación del segundo transformador El Carmen 60 MVA 110/66/13.8 kV de manera empachada a nivel de 110 kV y 66 kV, para aumentar la cantidad de carga a atender en estado de operación normal. Actualmente las tensiones se operan en la barra 66 kV de El Carmen con un Setpoint 1,05 ±2% (FPO 1 Semestre 2025).
Bajas tensiones en la subestación Guatapurí 34.5 kV y alta cargabilidad de uno de los transformadores Valledupar 1 y 12 220/34.5/13.8 kV ante falla de uno de ellos	Nueva Guatapurí 110 kV y SDL asociado (2024-2025)	☐ Para el caso de la subestación Valledupar se tiene como situación declarada mantener operativo el Transformador Multidevanado 120 MVA (T03), hasta tanto no se encuentre en operación el proyecto Nueva Guatapurí 110 kV y las obras del SDL con sus respectivos traslados de carga en el SDL. ☐ Con Transelca a nivel operativo se modificó la operación del transformador T03 Valledupar 115%, de cara a transferir carga vista desde los transformadores T01 y T12 220/34.5/13.8 kV.
Baja tensión en Río Sinú 110 kV ante contingencia de Nueva Montería – Río Sinú 110 kV.	"Línea Nueva Montería – Río Sinú 110 kV" declarada como desierta (Convocatoria UPME STR 09-2018).	☐ Entrada de la nueva línea Nueva Montería – Pradera 34.5 kV, permite controlar la condición ante la falla de la línea a nivel de 110 kV.

Restricciones condición energética actual

PROBLEMÁTICA	PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO	MEDIDA DE MITIGACIÓN
- Ternera - Cartagena 66 kV / Proeléctrica - Membrillal 66 kV - Proeléctrica - Mamonal 66 kV / Proeléctrica - Membrillal 66 kV	Atrapamiento directo de generación térmica o solar	☐ Aumentar la capacidad de corriente del circuito Proeléctrica - Membrillal 66 kV y Proeléctrica - Mamonal 66 kV.
Loma – El Copey 500 kV / La Jagua – Codazzi 110 kV	Alta generación en la solar Latam y El Paso. Baja generación en otros recursos de la subárea GCM	☐ Aumentar la capacidad de corriente de emergencia del circuito La Jagua – Codazzi 110 kV

Con relación a las medidas de mitigación, AFINIA recalca que todas fueron implementadas, al igual que los movimientos de carga anteriormente referenciados. Finalmente, el OR presenta para cada restricción operativa el estado de los proyectos de expansión.

Frente a las diferentes problemáticas y restricciones operativas presentadas en el sistema actual con la información compartida por el CND.

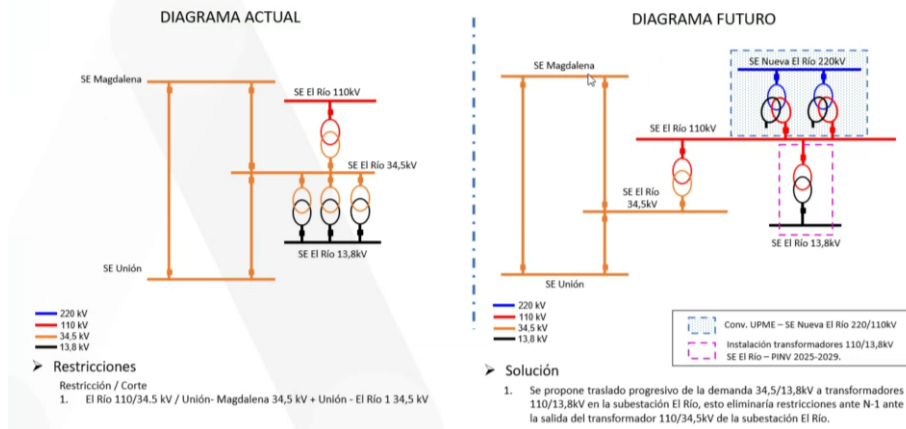
Bolívar		ESPS	Proyecto	Estado	Comentario AFINIA
Restricción					
Ternera 3 66/13.8/6.9 kV / Ternera 5 66/13.8/6.9 kV		SI	SE Campestre 66/13.8kV	Alerta	
Sobrecarga en red completa de Ternera – Gambote 66 kV		No	Carreto 500 kV, Carreto 66 kV (FPO:2027)	Emergencia	
La Marina - Chambacú - 1 66 kV / Bosque - Chambacú - 1 66 kV		SI	La Marina SDL 66/13.8 kV	Alerta	
Bosque - Chambacú - 1 66 kV / La Marina - Chambacú - 1 66 kV		SI	La Marina SDL 66/13.8 kV	Alerta	
Ternera - Zараqocilla 66 kV / Cartagena - Zараqocilla 66 kV		SI	SE Campestre 66/13.8kV	Alerta	
Cartagena - Zараqocilla 66 kV / Ternera - Zараqocilla 66 kV		SI	SE Campestre 66/13.8kV	Alerta	
Sobrecarga en red completa de Bolívar - Villa Estrella 66 kV		No	Proyecto AFINIA: FPO Enero 2025 Avance de Ejecucion 65%.	Emergencia	
Subárea Córdoba – Sucre		ESPS	Proyecto	Estado	Comentario AFINIA
Restricción					
Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Baja tensión en Río Sinú 110 kV		SI	Propuesta ITR – Refuerzo Montería	Emergencia	
Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Urrá - Tierra Alta 1 110 kV		SI	Propuesta ITR – Refuerzo Montería	Alerta	
Chinú - Boston 1 110 kV / Chinú - Boston 2 110 kV		SI	Nueva Toluviuejo 220/110 kV	Alerta	FPO Junio 2025
Chinú 3 500/110 kV / Chinú 1 500/110 kV + Chinú 2 500/110 kV		SI	Propuesta ITR – Magangué 500/110 kV y ATR 4 Chinú 500/110 kV (FPO:2025)	Alerta	SE Nueva Magangué 500/110 kV y Sahagún 500/110 kV
Sobrecarga en red completa de Chinú – Sinol 110 kV		No	Propuesta ITR – Magangué 500/110 kV	Emergencia	SE Nueva Magangué 500/110 kV
Chinú - Coveñas 110 kV / Boston - Sierraflo 110 kV		SI	Nueva Toluviuejo 220/110 kV (FPO:2025)	Alerta	FPO Junio 2025
Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú - Boston 1 110 kV		SI	Nueva Toluviuejo 220/110 kV (FPO:2025)	Alerta	FPO Junio 2025
Sobrecarga en red completa de Chinú – San Marcos 110 kV		No	Propuesta ITR – Sahagún 500/110 kV	Emergencia	Nueva Sahagún 500/110 kV
Interruptor 2020 5/6 Chinú 110 kV / Chinú 1 500/110 kV		SI	Nueva Toluviuejo 220/110 kV (FPO:2025)	Alerta	FPO Junio 2025
Urrá - Urrabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV		SI	Propuesta ITR – Refuerzo Montería	Alerta	
Subárea GCM		ESPS	Proyecto	Estado	Comentario AFINIA
Restricción					
Valledupar 12 220/34.5/13.8 kV / Valledupar 1 220/34.5/13.8 kV		SI	Nueva San Juan 110 kV (FPO:2026)	Emergencia	Nueva Guatapurí SDL
Valledupar 1 220/34.5/13.8 kV / Valledupar 12 220/34.5/13.8 kV		SI	Nueva San Juan 110 kV (FPO:2026)	Emergencia	Nueva Guatapurí SDL
Valledupar - Guatapurí 34.5 kV/2022 / Valledupar - Guatapurí 34.5 kV UN 513		SI	Guatapurí 110 kV y Nueva San Juan 110 kV (FPO:2026)	Alerta	Nueva Guatapurí SDL
Sobrecarga en red completa de El Barco - El Paso 110 kV		No	Propuesta ITR – Magangué 500/110 kV	Emergencia	SE Nueva Magangué 500/110 kV
Sobrecarga en red completa de Valledupar 11 220/110 kV		No	Sin Proyecto	Emergencia	

En este punto la UPME pregunta sobre la verdadera intención del desarrollo de las obras, ya que por ejemplo en Arjona, manifestaron que AFINIA indicó que no estaban interesados. Al respecto, el OR comentó que hay manifestación de

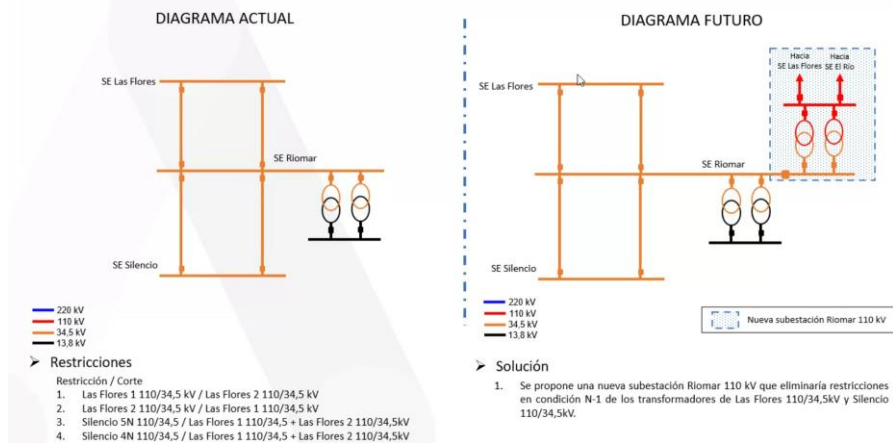
interés para las obras Carreto, Campestre y Turbaco. Por otro lado, Nueva Lórica, Nueva Arjona y Sahgún no les interesa.

AIRE:

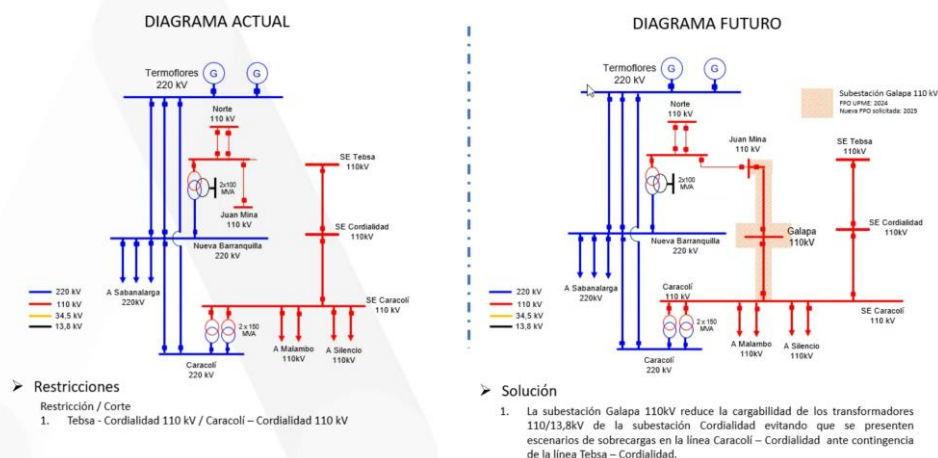
Proyectos Plan de Expansión Air-e – SE El Río



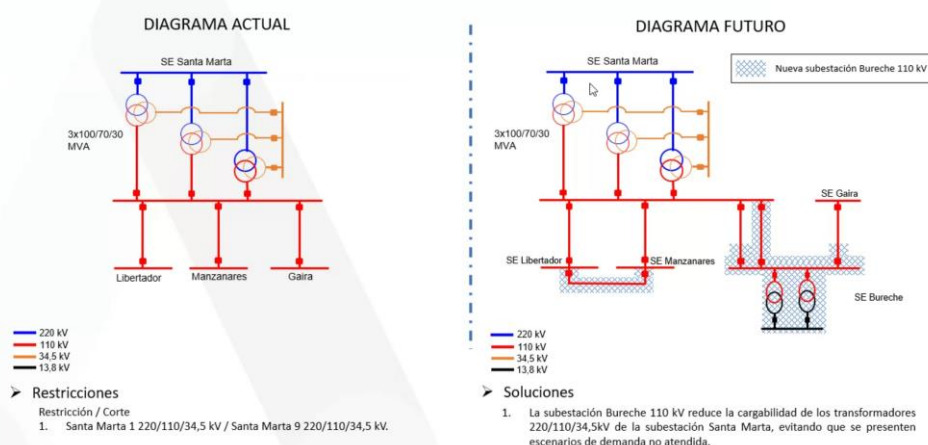
Proyectos Plan de Expansión Air-e – SE Riomar



Proyectos Plan de Expansión Air-e – SE Galapa



Proyectos Plan de Expansión Air-e – SE Santa Marta



Al respecto, AIR-E indica que las obras asociadas a los traslados de carga son inciertas, ya que la nueva administración está revisando todas las obras a nivel de SDL y STR. Con relación al proyecto Riomar 110 kV, comenta que el proyecto aún está en evaluación y no se ha presentado a la UPME. Para la subestación Galapa, informa que la obra ya fue conceptuada y su fecha de entrada en operación sería diciembre de 2025. Finalmente, para Bureche, indica que la CREG no ha reconocido los cargos y que su fecha de entrada en explotación comercial sería diciembre de 2026. Es importante mencionar que esta subestación permitirá la instalación de un compensadores sincrónico, obra definida por la Unidad en su primer paquete de obras urgentes.

Memoria de reunión área Oriental

Fecha: 21/10/2024

Participantes:

- CNO.
- CND-XM.
- ENEL.
- ISA-INTERCOLOMBIA.
- ALUPAR
- ECOPETROL.
- EMSA
- SSPD.
- UPME.
- ENLAZA-GEB.
- AES.
- TERMOPIAPA 4.
- MINENERGÍA.

1. Estado de los proyectos de expansión de ENEL

En las siguientes gráficas se presenta el estado de los proyectos a nivel del STR por parte del Operador de Red.

Proyecto Norte



Subestación Norte 230/115 kV

FPO: Noviembre 2027 (diciembre 2026)

Proceso Licencia Ambiental:

1. Estudios de Impacto Ambiental Integral del proyecto con la nueva ubicación de la subestación Norte: **95%** – Radicación esperada EIA: **abril – julio 2025, condicionada a protocolización de acuerdos consulta previa.**
2. Lineamientos de participación con grupos de interés **100%**.
3. Proceso Sustracción definitiva de Reserva forestal cuenca alta del río Bogotá para ubicación de infraestructuras: **100%**, mediante la resolución 630 del 28 de mayo, se confirma la sustracción de 1,12 ha, necesario para la línea Norte – Zipaquirá – Ubaté.
4. Proceso sustracción temporal para accesos a sitios de torre dentro de la reserva forestal de la cuenca alta del río Bogotá: **95%** - Radicación Esperada: **abril – junio 2025, condicionada a protocolización de acuerdos consulta previa.**
5. Plan prospección arqueológica: **100%**.
6. **Inicio de consulta previa** con comunidades (parcialidad) étnicas Kichwa de Sesquilé y Mhuysqa de Tocancipá.

Hitos de Avance:

1. Rutas seleccionadas en el STR (100%)
2. Ingeniería básica (100%)
3. Ingeniería detalle de las líneas (100%) - 60km de líneas.
4. Especificaciones técnicas procesos licitatorios 100%.

Puntos de Atención:

1. Permiso para instalación de infraestructura del STR en la Vía Briceño - Tunja – Sogamoso a otorgar por Agencia Nacional de Infraestructura (ANI). Pendiente mesa de trabajo con ANI para presentar primer plantillado de la línea Norte – Gran sabana. **Pendiente confirmar agenda por parte de ANI.**
2. Disponibilidad de los activos asociados a 230 kV propiedad de GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ de la convocatoria UPME 03-2010 para la conexión del STR al STN.

Consulta Previa Proyecto Norte STR

Mediante la resolución ST – 6888 del 29 de julio de 2024 – Proyecto SE Norte 230 / 115 kV, Líneas de Transmisión 115 kV y Módulos de Conexión, la autoridad nacional de consulta previa resolvió: Que proceda la consulta previa con las siguientes comunidades indígenas:

- Parcialidad Indígena KICHWA de Sesquilé.
- Parcialidad Indígena MHUYSQA de Tocancipá.

La radicación del Estudio de Impacto ambiental se desplaza entre 9 y 12 meses como consecuencia de la resolución de procedencia de consulta previa, es necesario protocolizar los acuerdos con cada parcialidad como requisito para radicar el estudio correspondiente.

Contexto:

- La radicación de procedencia de consulta previa se realiza en el primer trimestre de 2024, ya que se debe precisar el área de intervención definitiva del proyecto, posterior al proceso de armonización de ubicación de apoyos con propietarios.
- Los trazados definidos para el proyecto no pasan por resguardos, ni territorios indígenas reconocidos por Ministerio del Interior.
- La definición de trazados se basó en evitar la generación de impactos significativos a nivel social, cultural, ambiental y económico, la intervención de los trazados en el municipio de Tocancipá es en la faja de retiro del proyecto vial Briceño – Tunja – Sogamoso.



Hasta la fecha se ha tenido conversaciones muy cordiales en la que la comunidad ha manifestado disposición para surtir los procesos de consulta. Sin embargo, no existe una obligación de parte de la comunidad para agilizar el resultado final.

ENEL recalca que existe un riesgo asociado a que la fecha del proyecto Norte STR se desplace hasta el año 2028, debido a que el Ministerio del Interior-MININTERIOR solicitó hacer consultas con las parcialidades indígenas Kichwa y Mhuysqa. Al respecto, el CND y CNO manifiestan su preocupación debido a esta situación. Se acuerda que MINENERGÍA interactúe con MININTERIOR para agilizar este proceso de consultas en búsqueda de la pronta entrada del proyecto.

Proyectos STR Enel Colombia



Ampliación Subestación 500/115 kV – 450 MVA

FPO: 30 - Septiembre 2026

Proceso con UPME:

1. Concepto UPME para: T2 450MVA – Dic 2023
2. Expedición Garantía Bancaria – Dic 2023
3. Adjudicación convocatoria de transmisión (UPME 03-2023) con FPO
Junio 2026 – Abril 2024

Puntos de Atención:

- Suscripción / Modificación contrato de conexión con EPM.
- Movilización carga extra dimensionada e ingreso a SE Nueva Esperanza (Transformadores de potencia).
- Disponibilidad de los activos asociados a 500 kV propiedad de EPM de la convocatoria UPME 03-2023 para la conexión del STR al STN.

Proyectos STR Enel Colombia



OCCIDENTE

Nueva Subestación 115/34,5/11,4 KV
206 MVA – Municipio de Funza

- FPO solicitada: Por definir nueva fecha (Diciembre 2025).

Temas relevantes:

- ❖ Negación de la licencia ambiental mediante Resolución DJUR No. 50247000346 de 9 SEP. 2024 – notificada electrónicamente el día 13 de septiembre de 2024.

Argumentos de la Autoridad: “no alcanzó los niveles esperados de efectividad”; “falta de una adecuada caracterización de algunos componentes clave”; “se profundiza muy poco en algunos aspectos”; “falta de una caracterización más completa”, entre otros.

Respuesta de apelación (concepto vía recurso de reposición 27 de septiembre de 2024): El concepto de la autoridad carece de “certeza y claridad objetiva sobre los impactos ambientales y afectaciones sociales que inferen pueden presentarse con el proyecto propuesto”, puesto que para cada uno de los puntos presentados se han justificado con argumentos y soportes dentro del EIA, el cual se ha llevado cumpliendo el debido proceso conforme lo estipulado en los términos de referencia TdR-17.

Pasos a seguir:

- Búsqueda de un nuevo lote para el proyecto (Actividad en curso).
- Continuar con la ejecución de acciones de mitigación.
- Analizar estudios de conexión con supuesto Occidente operativo (Estudio de TrenOccidente).

Respecto a la subestación Occidente, ENEL indicó que se negó la licencia ambiental y la Fecha de Puesta en Operación-FPO es incierta. Recalca que esta subestación es clave para el proyecto de movilidad REGIOTRAM, y que la alcaldía de Bogotá y la gobernación de Cundinamarca no saben sobre esta situación. Se acuerda que la UPME alerte a la alcaldía y gobernación, y revise el estudio de conexión donde se aprobaron las demandas asociadas a los proyectos de movilidad, ya que sin la subestación Occidente, la cantidad de carga que se puede conectar es mínima debido al no cubrimiento de contingencias N-1. Se alerta sobre la un nueva FPO, que podría ser el año 2030.

En este punto el CNO y CND solicitaron a ENEL que se oficialice como quedaría distribuida la carga de REGIOTRAM sin la subestación Occidente, dado el avance de las obras asociadas a los proyectos de movilidad. Al respecto, la Unidad aclara que la aprobación de la carga de REGIOTRAM no está supeditada a la futura subestación Occidente, pero que analizará el tema.

Proyectos STR Enel Colombia

LINEA TECHO VERAGUAS (Bogotá D.C.) 6,2 km de Línea Urbana 115KV	BOCHICA Nueva Subestación (Municipio de Gachancipá) 115/34,5/11,4 KV 130MVA 0,9 km de línea doble circuito 115KV	LINEA COLEGIO – LA GUACA II
• FPO: Diciembre 2024 Hitos Alcanzados: ❖ Ingenierías: 100% ❖ Compra de Equipos: 100% ❖ Permisos: 93% Notas: • Inicio Obras extremos y tramos viables, <u>retraso significativo en tramos con permisos Pendientes SDA.</u> Puntos de Atención: • EIA Tramo Nuevo SDA radicado 26-may-2023. <u>Sin respuesta a la fecha</u> • Solicitud POC Permiso Ocupación Cauce Calle 3ra - SDA (radicación primera quincena Oct/2023) <u>Sin respuesta a la fecha</u> • Solicitud Aprovechamiento Forestal Calle 3era. <u>Sin respuesta a la fecha</u> • RETRASO POR PERMISOS SDA <u>Alta probabilidad de afectación FPO.</u> • <u>Licencia radicada 26/05/23, aprobada: 20/09/24, inicio: 10/10/2024.</u>	• FPO: Diciembre 2025 Hitos Alcanzados: ❖ Estudios: 100% ❖ Ingenierías: 85% ❖ Compra de Equipos: 70% ❖ Permisos: 55% ❖ Obra: 0% Notas: 1. Estudio de Impacto Ambiental Radicado en Diciembre de 2023. 2. Licencia Ambiental Estimado Marzo de 2025. 3. Inicio de construcción Marzo 2025 dependiente de licencia ambiental. 4. Contrato EpC Adjudicado en Julio 2024. Puntos de Atención: • Demora en la emisión de la resolución de Licencia Ambiental (Desfase 6 meses) • Pendiente respuesta UPME sobre solicitud de cambio de FPO	• FPO: 2025 –Dos Líneas. Hitos Alcanzados: ❖ Estudio de alternativas: 100% ❖ Ingenierías: 97 % ❖ Estudios ambientales: 100% ❖ Permisos ambientales: 45 % ❖ Permisos prediales: 76 % Puntos de Atención: Licenciamiento: • EIA radicado ante la CAR (may 2023). • Solicitud Información adicional CAR (jun 13 de 2024) • Expectativa de licencia ambiental: nov 2024. • Acercamientos con propietarios de predios para negociaciones y tramite de imposiciones. • Resolución de imposiciones • Respuesta de información adicional a la CAR Regulatorios: • Aprobación Unidades Especiales para las Líneas de 1200 A. (Incertidumbre por la no aprobación de las UC Especiales - Resolución CREG 501 043 2024.)

Proyectos STR Enel Colombia



Si bien los proyectos Montevideo, Tren de Occidente y Porvenir están en cronograma, el retraso de Occidente no permitiría la conexión de todas las cargas bajo los criterios N-2 y N-3 que exige el sector transporte. Por solicitud del Consejo, ENEL calculará la demanda máxima atendible de las tres subestaciones.

2. Estado medidas de mitigación de ENEL

En las siguientes gráficas se muestra el estado de las medidas de mitigación para el norte de la sabana de Bogotá, que incluye la repotenciación de circuitos a nivel de 115 kV, la implementación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS por bajas tensiones y un programa de respuesta de la demanda focalizado, al igual que el monitoreo de los permisos de conexión.

Repotenciación Líneas AT (Sabana Norte)

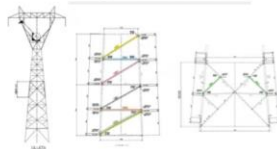
Contexto



Cimentaciones



Cargas de la estructuras



Esquemas Suplementario Zona Sabana Norte Cundinamarca Cronograma



ESPS Subtensión definitivo

- Con el incremento de la demanda en la zona se presentarían bajas tensiones y problemas de recuperación de tensión en la Sabana Norte ante contingencias en el STN y STR, cuando **no es posible trasladar Sesquile hacia Nordeste** y sin generación en Temozipa:

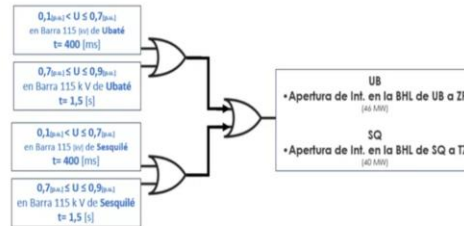
Línea Bacatá – Primavera 500 kV
Línea Bacatá – Chía 115 kV
Línea Bacatá – El Sol 115 kV
Línea Noroeste – Tenjo 115 kV

DIC 24^{ta}

ESP SABANA NORTE

*ESP (SUBTENSIÓN) ANTE N-1
Versión inicial presentada en SAPE de junio
Para aprobar en SAPE de Diciembre

Disparo por tensión en SE Ubaté y Sesquile



Respecto al ESPS, este será presentado para concepto del Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE en el mes de noviembre del año en curso.

Respuesta de la Demanda - Enelflex

Programa de flexibilidad de la red

Es un proyecto piloto de flexibilidad de la red para aportar a la estabilidad del sistema eléctrico en situaciones de contingencia, y busca, con la participación activa de los usuarios, responder de forma confiable a las exigencias del sistema eléctrico, brindando un alivio a las congestiones de la red.



Principales objetivos

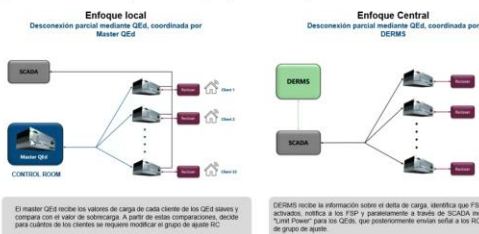
- Mayor confiabilidad en el servicio de energía de los clientes de esta zona.
- Empoderar a los usuarios, haciéndolos más activos en el uso de la energía.
- Identificar incentivos regulatorios.

Participantes



Programa de flexibilidad de la red - Enelflex

Casos de uso. Dos enfoques diferentes para gestionar las congestiones



Programa de flexibilidad de la red - Enelflex

Operatividad del mecanismo



Programa de flexibilidad de la red - Enelflex

Clientes (Proveedores de Flexibilidad): ¿Cómo participan y qué beneficios obtienen?



Con relación al proyecto piloto ENELFLEX, el operador de red indicó que será aplicado en la sabana norte de Bogotá. Al respecto, el CNO pregunta sobre el cronograma de implementación y sus habilitadores regulatorios. ENEL responde indicando que, si bien el programa de respuesta de la demanda podría iniciar lo más pronto posible desde el punto de vista técnico, desde la arista regulatoria no hay nada definido en la reglamentación actual, motivo por el cual, se acordó llevar a cabo una mesa de trabajo CNOe-CND-CREG para presentar una propuesta normativa de ENEL.

Situación con demanda supeditada

2024 - 2027



216 Factibilidades
187 mil Usuarios
343 MVA
2024-2027



Se ha evidenciado que dentro de la demanda supeditada se encuentran proyectos residenciales que han venido construyendo y vendiendo sus unidades.

2024 - 2025



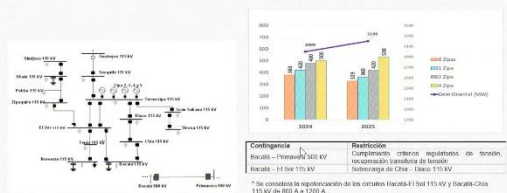
60 Factibilidades
37 mil usuarios
27 MVA demandados



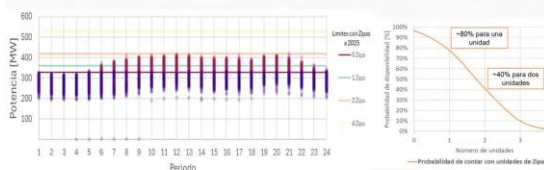
Con relación al monitoreo de los permisos de conexión, ENEL indica que son 27 MVA los que se vienen desarrollando, a pesar de que las cargas están supeditadas al desarrollo de los proyectos de expansión del STN y STR. Comenta que es socialmente complejo, por que llegará el momento en donde estas unidades residenciales estarán terminadas, pero sin servicio de energía eléctrica.

3. Presentación CND sobre el estado del área Oriental

Demanda atendible en la sabana norte de Bogotá ante la no entrada de proyectos



Demanda atendible en la sabana norte de Bogotá ante la no entrada de proyectos



El CND indica que la demanda del área Oriental, específicamente en la zona norte de la sabana de Bogotá, sigue creciendo. Asimismo, advierte que los requerimientos de TERMOZIPA actualmente son de una unidad física, pero el año entrante (2025), independientemente del ESPS referenciado, se necesitarán dos (2) unidades, cuya probabilidad de no contar con ellas es del 60 %. En este sentido, el CNO y CND solicitan a ENEL y la UPME definir urgentemente medidas de mitigación adicionales.

4. Avance proyectos de expansión

Virginia Nueva-Esperanza 500 kV:

ALUPAR indicó que la ANLA emitió concepto positivo sobre la variante que faltaba. Las actividades de obras están en preparación y la Fecha de Puesta en Operación-FPO sería el tercer trimestre del año 2025.

Chivor-Chivor II-Norte-Bacatá 230 kV:

ENLAZA indica que el proyecto está en un 70 % de avance. Esta pendiente una sustracción relevante, motivo por el cual la modificación de la licencia por la nueva ubicación de la subestación Norte es incierta. A pesar de lo anterior, la FPO sigue siendo noviembre del año 2026, si y solo si se responde positivamente la modificación de licencia antes de julio del 2025.

Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV:

ENLAZA comenta que constructivamente se analizan soluciones para el tendido de nueve torres de transmisión, sin requerir modificación de licencia ambiental. Están pendientes las decisiones finales sobre algunas sustracciones y solicitudes de modificación de licencia para el patio de 500 kV de la subestación Norte. Si todo se resuelve antes de mayo del 2025, la FPO de este proyecto sería diciembre del 2026.

Conexión Santa Helena 115 kV:

EMSA comenta que ya hay acuerdo con DELSUR, y bajo este panorama, se espera que el proyecto entre en servicio el 30 de enero del año 2025.

Catama 115 kV:

Se requirió a EMSA por parte de algunos dueños de predio el diseño de una nueva torre, la cual sería objeto de negociación. La FPO se mantiene para noviembre del año 2026.

Reconfiguración subestación Santa Helena:

EMSA indicó que no hay pronunciamiento de la autoridad ambiental sobre una modificación de licencia, motivo por el cual la FPO es incierta.

Violetas 115 kV:

EMSA informó que hay resistencia de la comunidad al proyecto, y los contratistas de las obras se han visto afectados. La FPO sería para diciembre del 2027 o 2028.

Memoria de reunión subárea DISPAC

Fecha: 21/10/2024

Participantes:

- CNO.
- SSPD.
- CND-XM.
- DISPAC.
- EPM.
- UPME.
- MINENERGÍA.

A continuación, se presenta el estado de los proyectos de expansión del Operador de Red-OR DISPAC y las medidas de mitigación.

SITUACION FINANCIERA DE DISPAC -2024

Los años 2023 y 2024, la situación financiera de DISPAC S. A. ESP ha estado afectada por los fenómenos de El Niño y La Niña y las bajas reservas hídricas, que afectó los precios de la bolsa de energía, por lo que la empresa se ha acogido a las medidas de la CREG:

- Contratos de compras directas de energía de la resolución CREG 101 036 de febrero 7 de 2024, (36,1 GWH con un costo de \$14.987 millones).
- Diferir facturas de pago al LAC y el ASIC, resolución CREG 101 048 del 14 de agosto de 2024 (Facturas de Bolsa de energía y STN, 20% de las facturas).
- Aún falta por recuperar \$2.387 millones de la opción tarifaria.
- Hasta marzo de 2024, se incrementaron las compras en contratos, lo que disminuyó la exposición en bolsa del 45% enero al 10% en septiembre de 2024. (Pb 631 \$/kwh)
- No obstante en julio el gestor pagó facturas de compra de energía por cerca de \$ 5.000 millones

EL RETRASO DEL PAGO DE LOS SUBSIDIOS AFECTÓ CRITICAMENTE EL FLUJO DE CAJA DE DISPAC. SE HAN TOMADO CREDITOS DE TESORERÍA PARA APALANCAR LA SITUACIÓN FINANCIERA DE LA EMPRESA.

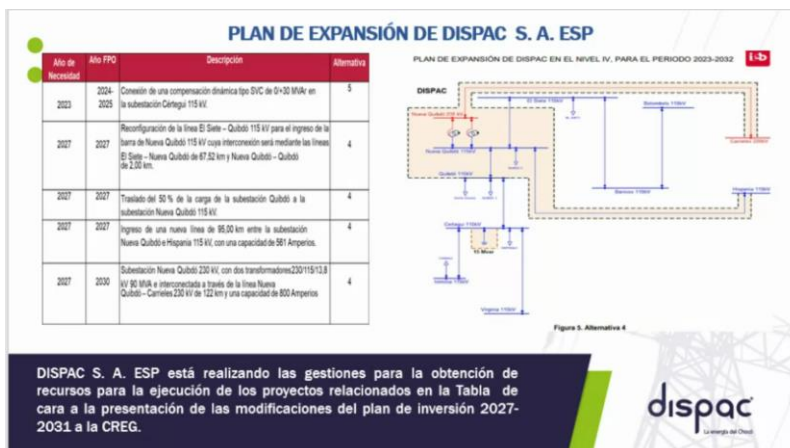


MODERNIZACION DEL SISTEMA DE PROTECCIONES (RELES 3 ETAPA)

Después de efectuado en estudio de coordinación de protecciones para el sistema de transmisión regional STR de DISPAC, el mismo arrojó que se deben instalar sistemas de teleprotección en todas las líneas de 115kV para poder efectuar el sistema de comparación direccional y aceleración de zonas que mejora la eficiencia del disparo de la falla y permite establecer y habilitar recierres mejorando así el tiempo de indisponibilidad de las líneas. Este sistema ya fue instalado entre las subestaciones El Siete - Huapango, Huapango - Certegui y Certegui - Istmina con excelentes resultados falta instalar el enlace por tanto entre Certegui - Virginia.

Todavía tenemos equipos con una vida útil agotada y un bajo nivel de memoria en los equipos actuales de protección que no han sido renovados, que aún persisten con más de 15 años de uso, se hace necesario el cambio de tecnología en los dichos relés de las subestaciones pendientes por renovar. A continuación, se hace un resumen de estos equipos:

ID	Subestación	Equipo	Tensión	Tipo	Protecciones	LAF	U
1	El Siete	Línea Huapango PL2	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
2	El Siete	Línea Huapango PL1	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
3	El Siete	Línea Certegui PL1	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
4	El Siete	Línea Certegui PL2	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
5	El Siete	Tramo T1 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
6	El Siete	Tramo T1 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
7	El Siete	Tramo T1 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
8	El Siete	Tramo T1 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
9	El Siete	Tramo T1 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
10	El Siete	Tramo T1 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
11	Huapango	Tramo T2 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
12	Huapango	Tramo T2 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
13	Certegui	Tramo T3 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
14	Certegui	Tramo T3 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
15	Certegui	Tramo T3 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
16	Certegui	Tramo T3 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
17	Virginia	Tramo T4 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
18	Virginia	Tramo T4 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
19	Virginia	Tramo T4 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
20	Virginia	Tramo T4 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
21	Virginia	Tramo T4 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
22	Virginia	Tramo T4 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
23	Virginia	Tramo T4 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
24	Virginia	Tramo T4 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
25	Virginia	Tramo T4 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
26	Virginia	Tramo T4 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
27	Virginia	Tramo T4 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
28	Virginia	Tramo T4 100	115 kV	Obsolescencia	AL, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100	140	1
No hay información de los equipos de protección de las subestaciones de Certegui y Virginia.							



Se aclaró por la UPME que el Compensador SVC se ejecutará bajo el mecanismo de convocatoria. Respecto a la futura subestación Nuevo Quibdó 230/115 kV, el OR indicó que están analizando con la UPME la ubicación de la futura subestación.

Recuperación de los bancos de condensadores de MT en las subestaciones de Quibdó, Certequí e Istima:

Los trabajos iniciaron en la subestación Istmina con la firma TRES INGENIERIA SAS, con el cambio del cable monopolar, mantenimiento de la celda, interruptor y los bancos de condensadores, esta subestación tiene un avance del 30%, se espera que este banco de condenadores entre en operación para el próximo lunes 28 de octubre de este año.

DISPAC INVERTIRA EN ESTE PROYECTO \$ 900 Millones.
la fecha estimada de finalización: 15 -12-2024

dispac
La energía del Chocó

Con relación a los bancos de compensación a nivel del SDL, DISPAC aclaró que los dispositivos asociados a las subestaciones Quibdó y Certegui estarán en servicio el 15 de diciembre del año 2024.

ASPECTOS QUE AFECTAN EL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS EN EL DEPARTAMENTO DEL CHOCHÓ

#AEstaHora | **lunes 30 de septiembre**

Apreciado usuario DISPAC S.A. E.S.P. se permite informar que

Dispac comunica a todos usuarios de la zona de influencia, que seguimos radiando, todavía en la tarde de este lunes 30 de septiembre del 2024.

No hemos podido ingresar a la zona donde está el daño en la línea de transmisión el 1- Quibdó, a la altura del sector conocido como el 13 en la vía que comunica a Medellín.

Situación que nos pone en una condición de riesgo, es que si falla la línea de transmisión que viene de Risaralda, nos veremos sometidos a un apagón general en toda la zona de influencia del departamento del Chocó por la negativa de la comunidad indígena del 13 que no permite el acceso de los funcionarios a reparar el daño.

Un nuevo ataque del ELN en la vía Panamericana entre Risaralda y Chocó desata preocupación entre los transportadores

En la semana previa, ubicada en el municipio de Tadó, varios vehículos de carga fueron interceptados mientras circulaban por esta importante ruta.

FOTO: CNO

Los transportadores que transitaban por la zona fueron obligados a detenerse en un puesto de control ilegal instalado por el grupo guerrillero.

DADO A LA SITUACIÓN SOCIECONÓMICA DEL PAÍS Y DE SEGURIDAD SEGUIMOS TENIENDO PROBLEMAS CON EL ACCESO A LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, CONSTANTEMENTE LA EMPRESA DEBE RESOLVER ESTAS SITUACIONES, QUE IMPIDEN EL RESTABLECIMIENTO DE LAS FALLAS EN EL STR Y EL AVANCE DE LOS DISTINTOS TRABAJOS.

dispac
La energía del Chocó

DISPAC mencionó que las situaciones descritas en la gráfica anterior implicaron ante la falla de la línea a CERTEGUI y la indisponibilidad del otro punto de conexión con la subárea CQR, el apagón de todo el departamento del Chocó. Asimismo, comentó que los tiempos de restablecimiento se han incrementan debido a los bloqueos de las comunidades indígenas.

Finalmente, todavía no hay claridad si el OR esta interesado en las obras del STR asociadas a Nueva Quibdó. Al respecto, la SSPD dice que, por normatividad, DISPAC tiene hasta el 2027, tres años antes de la FPO, para declarar su interés. Por lo anterior, se sugerirá por parte del CNO a la CREG disminuir los tiempos para manifestación de interés.