

Memoria de reunión área Caribe

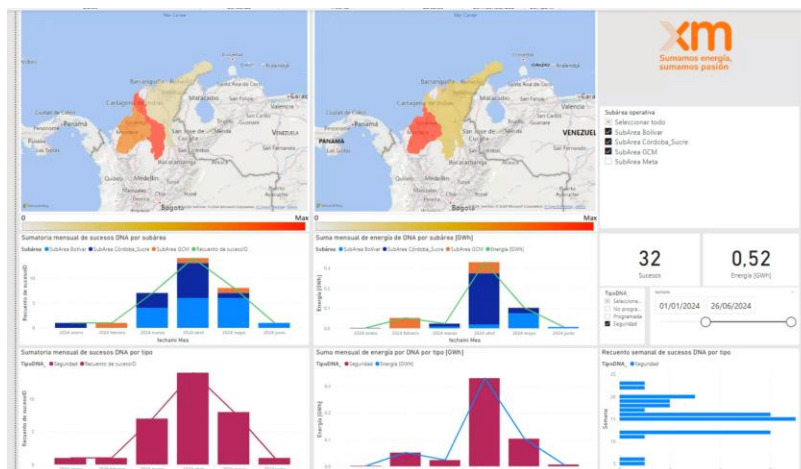
Fecha: 28/06/2024

Participantes:

- SSPD.
- PROELÉCTRICA.
- UPME.
- AIR-E.
- CND-XM.
- TERMONORTE.
- GECELCA.
- TEBSA.
- ENLAZA.
- PRIME.
- AFINIA.
- CNO.
- TRANSELCA.
- ISA-INTERCOLOMBIA.
- TERMOCARIBE.
- MINENERGÍA.

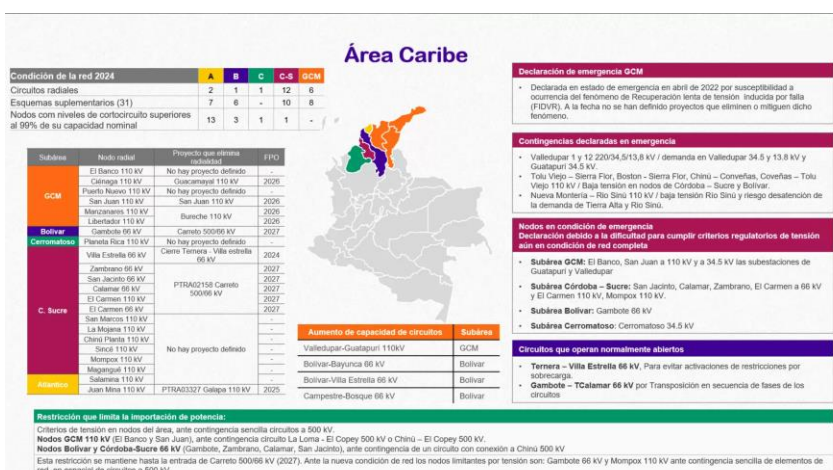
1. Situación eléctrica área Caribe

El CND presentó la actualización de la situación eléctrica del área, haciendo especial énfasis en las subáreas que presentan agotamiento de red y eventos de Demanda No Atendida-DNA (instrucciones de racionamiento por incumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad). Asimismo, se referenciaron las restricciones que sólo serían gestionables a través de la demanda. En la siguiente gráfica se presenta el número de eventos de DNA por subárea operativa:



La gráfica anterior muestra las instrucciones de racionamiento que se han dado en GCM, Córdoba-Sucre y Bolívar, apalancadas principalmente por las altas temperaturas que se experimentaron durante el verano 2023 y 2024. Se comenta por el CNC que la situación es compleja en la subestación El Carmen 66 kV, el enlace Tierra Alta-Río Sinú 110 kV y la transformación STN/STR de Valledupar.

Se resaltó por el operador del Sistema el elevado número de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS, que se han instalado para evitar, por ejemplo, apagones totales o parciales que afecten ciudades capitales. La siguiente gráfica y tabla resume la condición actual del área Caribe:



Restricciones dependientes de demanda						
Subestación	Restricción	ESPS	Proyecto	FPO	Estado	
Atlántico	El Río 110/34.5 kV / Unión-Magdalena 34.5 kV + Unión - El Río 1 34.5 kV	No	Sin Proyecto asignado		Emergencia	
	Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV	No	Sin Proyecto asignado		Emergencia	
	Las Flores 2 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV	No	Sin Proyecto asignado		Emergencia	
	Silencio 3A 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV + Las Flores 2 110/34.5 kV	No	Sin Proyecto asignado		Emergencia	
	Silencio 4N 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV + Las Flores 2 110/34.5 kV	No	Sin Proyecto asignado		Emergencia	
Bolívar	Tetosa - Cordillal / Caracolí - Cordillal	No	Nueva subestación Galapa 110 kV	2025	Emergencia	
	Tenera 3 66/13.8/6.9 kV / Tenera 5 66/13.8/6.9 kV	Si	Sin Proyecto asignado		Alerta	
	Sobrecarga en red completa de Tenera - Gambote 66 kV	No	Carretero 500 kV, Carretero 66 kV	2027	Emergencia	
	La Marina - Chambiaco - 1 66 kV / Boquer - Chambiaco - 1 66 kV	Si	Sin Proyecto asignado		Alerta	
	Boquer - Chambiaco - 1 66 kV / La Marina - Chambiaco - 1 66 kV	Si	Sin Proyecto asignado		Alerta	
Córdoba-Sucre	Tenera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Si	Sin Proyecto asignado		Alerta	
	Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Tenera - Zaragocilla 66 kV	Si	Sin Proyecto asignado		Alerta	
	Sobrecarga en red completa de Bolívar - Villa Estrella 66 kV	No	Proyecto AFIMA: aumentar capacidad de corriente	Sin definir	Emergencia	
	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		Emergencia	
GCM	Chinu - Boston 1 110 kV / Chinú - Boston 2 110 kV	Si	Nueva Tolu Viejo 220/110 kV	2025	Alerta	
	Chinu 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		Alerta	
	Sobrecarga en red completa de Chinú - Siret 110 kV	No	Propuesta ITR - Magangué 500/110 kV		Emergencia	
	Chinu - Coveñas 110 kV / Boston - Sierraflores 110 kV	Si	Nueva Tolu Viejo 220/110 kV	2025	Alerta	
	Chinu - Coveñas 110 kV / Chinú - Boston 1 110 kV	Si	Nueva Tolu Viejo 220/110 kV	2025	Alerta	
GCM	Sobrecarga en red completa de Chinú - San Marcos 110 kV	No	Propuesta ITR - Sahagún 500/110 kV		Emergencia	
	Interrupción 7020 S/E Chinú 110 kV / Chinú 1 500/110 kV	Si	Nueva Tolu Viejo 220/110 kV	2025	Alerta	
	Urrá - Urrabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV	Si	Propuesta ITR - Refuerzo Montería		Alerta	
	Valledupar 12 220/34.5/13.8 kV / Valledupar 1 220/34.5/13.8 kV	Si	Nueva San Juan 110 kV	2026	Emergencia	
	Valledupar 1 220/34.5/13.8 kV / Valledupar 12 220/34.5/13.8 kV	Si	Nueva San Juan 110 kV	2026	Emergencia	
GCM	Valledupar - Guatapuri 34.5 kV/LN599 / Valledupar - Guatapuri 34.5 kV/LN 513	Si	Guatapuri 110 kV y Nueva San Juan 110 kV	2026	Alerta	
	Sobrecarga en red completa de El Banco - El Paso 110 kV	No	Propuesta ITR - Magangué 500/110 kV		Emergencia	
	Sobrecarga en red completa de Valledupar 9 220/110 kV	No	Sin Proyecto asignado		Emergencia	
GCM	Santa Marta 1 220/110/34.5 kV / Santa Marta 9 220/110/34.5 kV	Si	Bunche 110 kV	2026	Alerta	

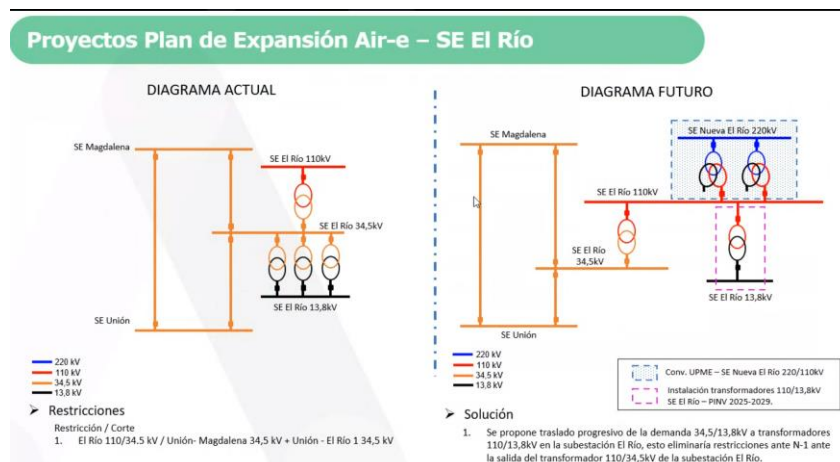
Identificar y adjudicar proyectos que brinden soluciones estructurales a las restricciones sin proyecto asignado, y o con retrasos en el desarrollo, priorizando aquellas restricciones que por agotamiento de red han dificultado el cumplimiento de los criterios regulatorios de operación.

Vale la pena mencionar que varias de las restricciones que solo podrían ser controladas a partir de la gestión de la demanda, no tienen proyectos de expansión definidos.

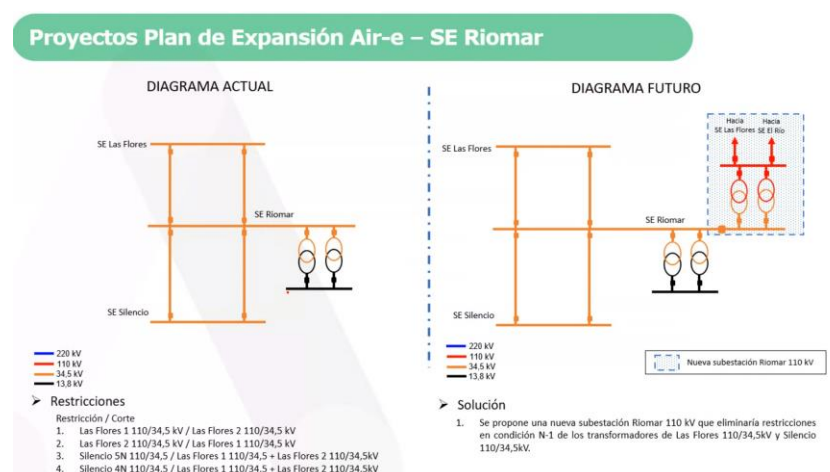
En este punto el CNO resaltó el agotamiento de red generalizado de la subárea Bolívar.

2. Medias de mitigación y proyectos de expansión de AIR-E

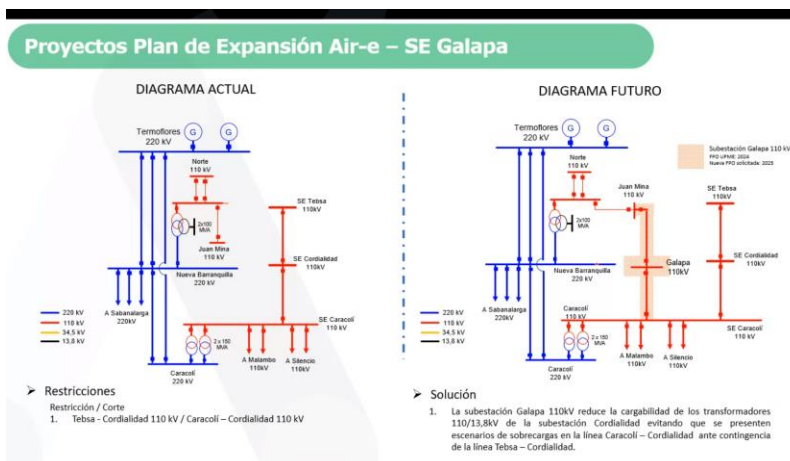
En función del listado de restricciones del numeral anterior, el Operador de Red-OR presentó los proyectos y acciones remediales que ha formulado para mitigarlas:



- Con relación a la subestación El Río, el OR no tiene claridad sobre la fecha de entrada en servicio de las obras 110/13.8 kV (transformador) que le corresponden. Respecto a las medidas de mitigación, indica que estos corresponden a traslados de carga a nivel del SDL. En este punto el CNO pregunta a AIR-E hasta cuando serían efectivos dichos traslados de carga, sin embargo, el OR comenta que no tiene claridad al respecto. La SSPD manifiesta su preocupación por la falta de claridad de las obras de expansión y las medidas de mitigación.



- Con relación a la subestación Riomar, este proyecto aún no se ha presentado a la UPME, motivo por el cual su fecha de entrada en operación también es incierta; nuevamente, las medidas de mitigación serían traslados de carga a nivel del SDL, pero no hay claridad sobre los mismos.



- Se comenta por el Operador de Red que la subestación Galapa ya fue conceptuada y su fecha de entrada en operación sería el año 2025; las medidas de mitigación serían, principalmente, traslados de carga a subestaciones cercanas. En este punto la SSPD manifiesta que es probable que el proyecto no entre en la fecha informada, debido a que el mismo no ha iniciado ejecución. Al respecto, AIR-E dice que la viabilidad financiera de los activos de la obra no es buena.
- El CNO recomendó a AIR-E y la UPME establecer la mejor alternativa de ejecución del proyecto dada su urgente necesidad. También sugirió a la Unidad estudiar técnica y normativamente, si definiendo nuevas lógicas en los SAEB de Atlántico, se podrían eliminar las restricciones identificadas en el numeral 1 de este resumen.
- Respecto a la futura subestación Sanjuan, la SSPD manifiesta su preocupación por el mismo, ya que no hay claridad sobre las obras que debe ejecutar AIR-E y su fecha de entrada en operación.

Finalmente, la SSPD, el CND, el CNO y la UPME resaltan que no se tienen definidas las fechas de entrada en servicio de las obras estructurales y las medidas de mitigación que implican traslados de carga.

3. Medias de mitigación y proyectos de expansión de AFINIA

- En las siguientes gráficas se muestran las obras que AFINIA ha estructurado para mitigar/resolver las restricciones identificadas por el CND:

PROYECTO	FPO	CONCEPTO UPME STR	CONCEPTO UPME STN
Normalización 2do TR SE El Copey de 100MVA	2024	Si	
Subestación Nueva Toluvié 220/110 kV 2 x 150 MVA	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	2031*	Si	Si
Nueva Magangué 500/110 kV	2031*	Pendiente	Pendiente

* FPO de Proyecto en definición con la UPME - AFINIA

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 VIE – BOL y BOL – BYC 66 kV *	2024	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 Afina con FPO 2021 – 2022

** FPO de proyecto en definición con la UPME - AFINIA

- Respecto a las medidas de mitigación, en la siguiente tabla se muestran las acciones implementadas:

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 Toluvié 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. Se prevé poder maniobrar las tensiones una vez se normalice la conexión de dicho equipo por todos sus niveles de tensión (FPO 2024).
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. ☐ Se ha solicitado a Transica a nivel operativo la operación del transformador T03 Valledupar con una capacidad superior, 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.

Sobre las restricciones de la tabla del numeral 1 de este resumen, se indicó por AFINIA que se trasladaron circuitos a la subestación Campestre, lo cual reduciría el nivel de carga de los transformadores STN/STR de Ternera. Asimismo, se mencionó que se están estudiando repotenciaciones adicionales y construyendo nuevas líneas en el SDL. Con relación a las restricciones en los enlaces La Marina-Chambacú y y Bosque-Cahmabacú, el Operador de Red dice que estas se mitigan con traslados de carga.

En este punto el CND dice que es importante tener claridad sobre cuánto y cuando son los traslados de carga.

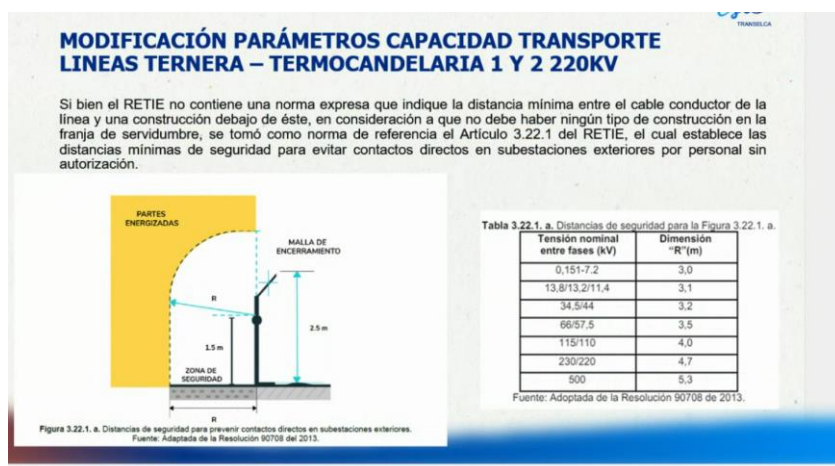
Sobre la red a 66 kV, AFINIA expresó que están revisando posibles cambios de transformadores de Corriente-CT para tener mayor capacidad de transporte.

El CNO preguntó sobre la efectividad de Campestre para resolver estructuralmente los problemas de agotamiento de la red a 66 kV. AFINIA dice que Campestre tiene una efectividad para controlar las restricciones hasta el 2031, motivo por el cual se necesitaría de un nuevo punto de inyección desde el STN.

Sobre Valledupar 220/110 kV, AFINIA está analizando la medida de mitigación y la solución estructural.

4. Presentación TRANSELCA

El transportador presentó los soportes para modificar la capacidad de transporte de corriente de los enlaces Ternera-Termocandelaria 1 y 2 a 220 kV. En las siguientes gráficas se muestran las dificultades:



**MODIFICACIÓN PARÁMETROS CAPACIDAD TRANSPORTE
LINEAS TERNERA – TERCOCANDELARIA 1 Y 2 220KV**

CONDICIÓN	TEMPERATURA AMBIENTE (°C)	TEMPERATURA CONDUCTOR (°C)	VELOCIDAD VIENTO (m/s)	AMPERIOS	DISTANCIA SEGURIDAD RETIE (m)	DISTANCIA CONDUCTOR A PUNTO MÁS CERCANO (m)	LIMITANTE
Diseño línea año 1976 (Sin invasión de servidumbres)	26,00	75,00	0,610	787,00	N.A.	7,00	Terreno
Sobrevuelo con LIDAR - 16/02/2024 13:30 horas	32,00	45,03	0,000	310,50		3,70	Tanque elevado T8-T9
Cargabilidad declarada y temperatura máxima promedio*	35,17	80,00	0,000	787,00**	4,70	1,37	Tanque elevado T8-T9
Máxima cargabilidad cable con temperatura máxima promedio desmontando tanques elevados T7-T8	35,17	45,20	0,000	160,00		4,70	Techos de viviendas T7-T8

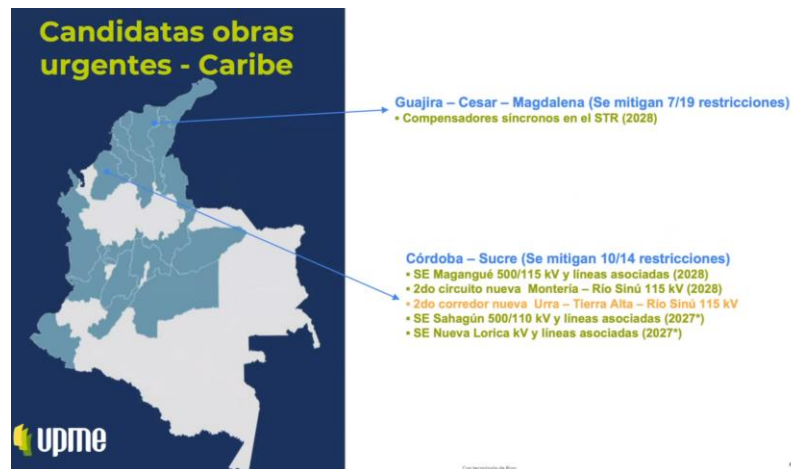
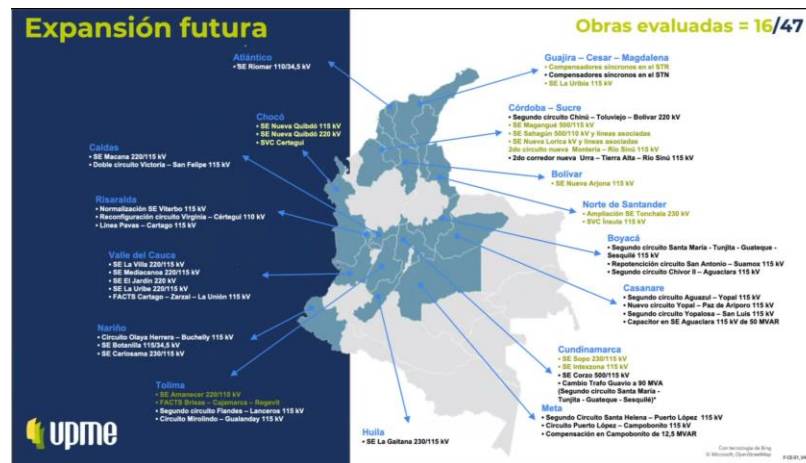
* Temperatura máxima promedio; promedio de temperaturas máximas anuales históricas en 50 años
** Capacidad transporte declarada ante CND (amperios)

Considerando el riesgo de accidente detectado con la tecnología LIDAR, toda vez que el acercamiento puede ocasionar arco eléctrico y afectación a las personas e inmuebles que invaden la zona de servidumbre y a que la autoridad competente no ha realizado acciones para retirar o frenar estas invasiones, TRANSELCA se ve obligada a solicitar la limitación de la capacidad de transporte de estas líneas a 160Amp en aras de preservar la vida humana.

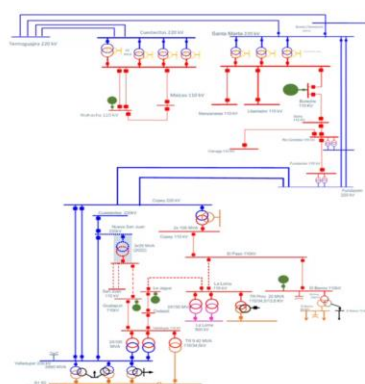
La SSPD solicitó a TRANSELCA informar oficialmente esta situación.

5. Presentación de proyectos Urgentes por parte de la UPME

En las siguientes gráficas se muestran las obras futuras y paquetes de obras que la Unidad próximamente definirá:



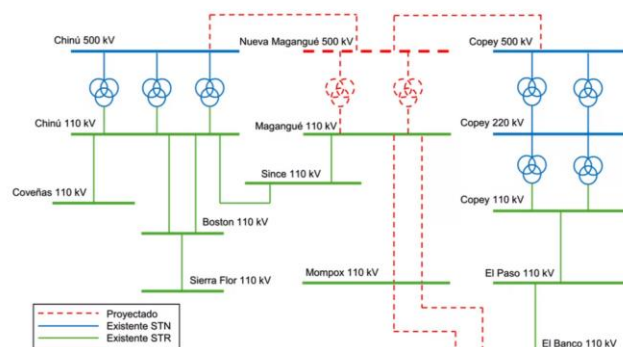
Compensadores sincronicos



Subestaciones	Valor MVAR
El Banco 110 kV	50
La Jagua 110 kV	50
Guatapurí 110 kV	50
Maicao 110 kV	50
Bureche 110 kV	50

F-01

Subestación Magangué 500/110 kV y líneas asociadas



Subest.	Restricción	OTM	Obra OTM	PRD	Primer paso de obra siguiente
Atlixco	El Río 110kV/50kV / Línea Magangué 500kV / Línea 110kV / 50kV	No			
Atlixco	Las Flores 110kV/50kV / Las Flores 110kV/50kV	No			
Atlixco	Las Flores 110kV/50kV / Las Flores 110kV/50kV	No			
Atlixco	Atlixco 110kV/50kV / Las Flores 110kV/50kV / Las Flores 110kV/50kV	No			
Atlixco	Atlixco 110kV/50kV / Las Flores 110kV/50kV / Las Flores 110kV/50kV	No			
Atlixco	Taraco 110kV/50kV / Taraco 110kV/50kV	No			
Bureche	Subestación en red completa de Taraco - Copey 110 kV	No			
Bureche	La Mota - Chetumal - 110 kV / Bureche - Chetumal - 110 kV	SI	Segunda línea Bureche - Chetumal, Tercera - Chetumal - Chetumal	En estudio	
Bureche	Bureche - Chetumal - 110 kV / La Mota - Chetumal - 110 kV	SI	Segunda línea Bureche - Chetumal, Tercera - Chetumal - Chetumal	En estudio	
Bureche	Taraco - Chetumal 110 kV / Chetumal - Chetumal 110 kV	SI	Segunda línea Bureche - Chetumal, Tercera - Chetumal - Chetumal	En estudio	
Bureche	Chetumal - Chetumal 110 kV / Taraco - Chetumal 110 kV	SI	Segunda línea Bureche - Chetumal, Tercera - Chetumal - Chetumal	En estudio	
Copey	Subestación en red completa de Bureche - Río San Juan 110 kV	No			
Copey	Nueva Mota - Río San Juan 110 kV / Río San Juan 110 kV	SI	Segunda línea Nueva Mota - Río San Juan	2027	SI
Copey	Nueva Mota - Río San Juan 110 kV / Río San Juan 110 kV	SI	Segunda línea Nueva Mota - Río San Juan	2027	SI
Copey	Chetumal - Bureche 110 kV / Chetumal - Bureche 110 kV	SI	Nueva Taraco 220/110 kV	2028	
Copey	Chetumal 110 kV / Chetumal 110 kV / Chetumal 110 kV	SI	SI Magangué 500/110 kV y líneas asociadas, SI Bureche 500/110 kV y líneas asociadas	2028, 2029	SI
Copey	Subestación en red completa de Chetumal - Bureche 110 kV	No	SI Magangué 500/110 kV y líneas asociadas	2028	SI
Copey	Chetumal 110 kV / Chetumal - Bureche 110 kV	SI	Nueva Taraco 220/110 kV	2028	
Copey	Chetumal 110 kV / Chetumal - Bureche 110 kV	SI	Nueva Taraco 220/110 kV	2028	
Copey	Subestación en red completa de Chetumal - San Juan 110 kV	No	Chetumal del OT y una expansión de 500 kV, SI Bureche 500/110 kV y líneas asociadas	2028, 2029	
Copey	Interceptor 110 kV / Chetumal 110 kV / Chetumal 110 kV	SI	Nueva Taraco 220/110 kV	2028	
Copey	Chetumal 110 kV / Chetumal - Río San Juan 110 kV	SI	Nueva Mota - Río San Juan 110 kV / Río San Juan 110 kV	En estudio	
CCM	Valledupar 12/220kV/110kV/50kV / Valledupar 12/220kV/110kV/50kV	SI	Nueva San Juan 110 kV	2028	
CCM	Valledupar 12/220kV/110kV/50kV / Valledupar 12/220kV/110kV/50kV	SI	Nueva San Juan 110 kV	2028	
CCM	Valledupar 12/220kV/110kV/50kV / Valledupar 12/220kV/110kV/50kV	SI	Guatapurí 110 kV / Nueva San Juan 110 kV	2028	
CCM	Subestación en red completa de El Banco - Río San Juan 110 kV	No	SI Magangué 500/110 kV y líneas asociadas	2028	SI
CCM	Subestación en red completa de Valledupar 12/220kV/110kV/50kV	No			
CCM	Santa Marta 12/220kV/110kV/50kV / Santa Marta 12/220kV/110kV/50kV	SI	Bureche 110 kV	2028	

Restricciones con obras definidas y evaluadas: 16

Restricciones con obras en evaluación: 7

Restricciones sin obras definidas: 6

F-02-01-04

- El CND preguntó a la Unidad sobre las fechas de entrada en servicio de los compensadores sincronicos en el STR, que están propuestas para el año 2028; específicamente el Operador del Sistema sugiere adelantar las obras.

- El CNO recomendó a la UPME para el segundo paquete de obras urgentes, interactuar con CREG y MINENERGIA para ejecutar lo más pronto posible dichos proyectos, ajustando la reglamentación actual.

6. Compromisos

- AIR-E y AFINIA en función de las 32 restricciones identificadas por el CND que serían gestionadas a través de la demanda, indicarán claramente las medidas de mitigación que se implementarán, definiendo su alcance, “vida útil”, fecha de implementación y trámites pendientes. Adicionalmente, para los traslados de carga, reportará los porcentajes de traslado, origen y destino de los movimientos de demanda.
- CNO solicitará a MINENERGIA programar reunión CACSSE, para establecer los planes de choque que deberían ser consecuentes con el paquete de obras que defina la UPME.
- Socializar con CACSSE la problemática de invasiones de servidumbres.

Memoria de reunión área Oriental

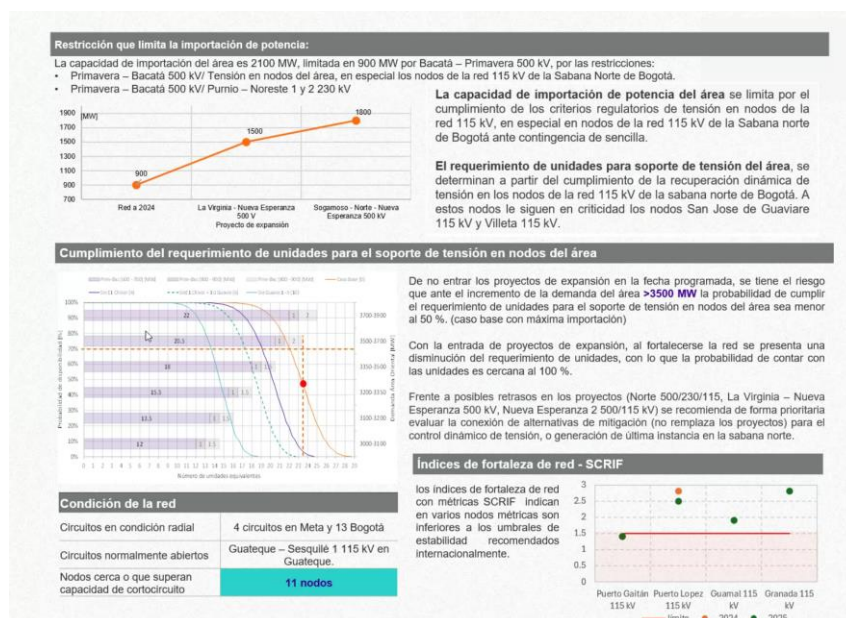
Fecha: 02/07/2024

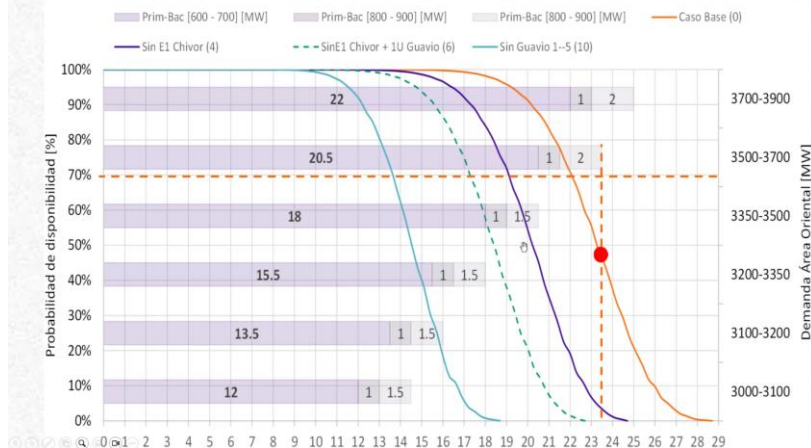
Participantes:

- CNO.
- CND-XM.
- ENEL.
- ISA-INTERCOLOMBIA.
- ECOPETROL.
- EBSA.
- SSPD.
- UPME.
- ENLAZA.
- AES.
- MINENERGÍA.
- DELSUR.
- PEL.
- MINTRANSPORTE (GERARDO BAQUERO ORTEGA).

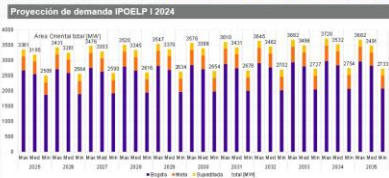
1. Actualización Situación eléctrica área Oriental

El CND presentó la actualización de la situación eléctrica de esta fracción del SIN. En las siguientes gráficas se presenta el resumen del análisis del Operador del Sistema:





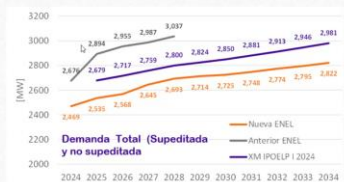
Situación área Oriental: Proyecciones de Demanda



En las proyecciones de demanda del área, se identifican más de 200 MW de cargas nuevas a conectar que se encuentran sujetas a proyectos de transmisión identificados con riesgos de retraso en sus obras:

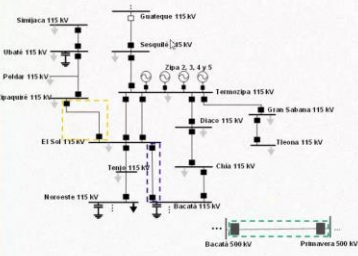
- UPMF 07 - 2016 Línea Virginia - Nueva Esperanza 500 kV. FPO: 09/04/2025.
- UPMF 01 - 2013 Subestación Norte 500 kV y línea de transmisión Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV. FPO: 15/09/2026.
- Subestación Norte 115 kV y transformación y líneas asociadas. FPO: 02/06/2026.
- UPMF 03-2023 Bahía Nueva Esperanza 500 kV y Segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV. FPO: 30/09/2026.
- UPMF 03 - 2010 Subestaciones Chivir II y Norte a 230 kV. FPO: 08/11/2026.

Proyecciones Demanda de Bogotá



A medida que crece la demanda y se presentan retrasos en la entrada en operación de los proyectos de transmisión aumenta la necesidad de programar generación al interior del área para mantener perfiles de tensión adecuados en estado normal de operación y ante contingencia.

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



Contingencia	Restricción
Bacatá – Primavera 500 kV	Cumplimiento criterios regulatorios de tensión, recuperación transitoria de tensión
Bacatá – El Sol 115 kV	Sobrecarga de Chia – Diaco 115 kV
Red completa	Sobrecarga de El Sol - Zipaquirá

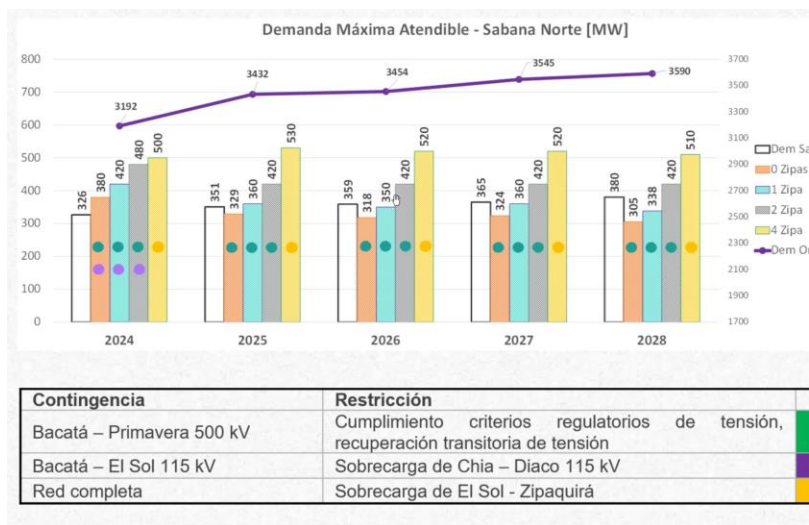
Dada la condición de red (topología) actual, de no entrar los proyectos de expansión del área, la magnitud de demanda atendible en la sabana norte de Bogotá dependerá de la programación de unidades en Termo Zipa.

- Para el año 2024 para atender de forma segura 420 MW en la sabana norte se requiere el despacho de una unidad de Zipa.
- Para el año 2025 con una unidad de Zipa la demanda segura a atender baja a 329 MW.
- Desde el año 2026, dada la demanda esperada se requeriría programar dos unidades de Zipa para la atención de la demanda.

A medida que la demanda incrementa en Sabana Norte, se acentúa más la dependencia de estas cargas a la generación de las unidades de Zipa

De presentarse retraso en los proyectos de expansión de la zona y de no contar con la disponibilidad de las unidades de Zipa, será necesario implementar acciones remediales sobre la demanda de la zona como esquemas suplementarios para mitigar el impacto ante materialización de contingencias.

Actualmente, se encuentran en ejecución trabajos de repotenciación en circuitos de la zona y, el desarrollo e implementación de un esquema suplementario por bajas tensiones para atender condiciones de alta demanda y riesgos de no contar con la generación suficiente. Es prioritario identificar en caso de no entrar los proyectos de expansión al área Oriental, identificar alternativas que brinden la confiabilidad y seguridad requerida en los nodos de la Sabana Norte de Bogotá y disminuir la dependencia eléctrica de las unidades de Termo Zipa.



Demanda área Oriental y restricciones dependientes de demanda



Restricción	Horizonte	Proyecto	Observación
Primavera - Bacatá 1 500 kV / Baja tensión en nodos del área*	MP/LP	Virginia - Nva Esperanza 500 kV y Norte 500 kV	Se gestiona con generación mínima según demanda
Ocoa - Santa Helena 115 kV	MP	Trafos Santa Helena	Sobre carga en red completa
Reforma 3 230/115 kV / Reforma 2 230/115 kV	MP	Transformadores de Santa Helena 220 / 115 kV	Dependen de demanda, pero con las proyecciones observadas no están cerca del límite
Reforma 3 230/115 kV / Reforma 1 230/115 kV	MP	Transformadores de Santa Helena 220 / 115 kV	Dependen de demanda, pero con las proyecciones observadas no están cerca del límite
Reforma - Barzal 115 kV / Reforma - Ocoa 1 115 kV	MP	Transformadores de Santa Helena 220 / 115 kV	Dependen de demanda, pero con las proyecciones observadas no están cerca del límite
Reforma - Barzal 115 kV / Reforma - Ocoa 2 115 kV	MP	Transformadores de Santa Helena 220 / 115 kV	Dependen de demanda, pero con las proyecciones observadas no están cerca del límite
Reforma - Ocoa 2 115 kV / Reforma - Ocoa 1 115 kV	MP	Transformadores de Santa Helena 220 / 115 kV	Dependen de demanda, pero con las proyecciones observadas no están cerca del límite
Reforma - Ocoa 1 115 kV / Reforma - Ocoa 2 115 kV	MP	Transformadores de Santa Helena 220 / 115 kV	Dependen de demanda, pero con las proyecciones observadas no están cerca del límite
Santa Helena - Suria 115 kV	MP	Transformadores de Santa Helena 220 / 115 kV	Sobre carga en red completa
Balsillas 1 230/115 kV / Balsillas 3 230/115 kV	LP	No tiene	Se requiere de transformador adicional
Salitre - Chicalá 115 kV / Baja tensión en Salitre y Porvenir	LP	No tiene	Se presenta considerando permiso máximo de conexión de carga del metro
Balsillas - Moequera 115 kV / Tren Occidente - Balsillas 115 kV	LP	No tiene	--
Ocoa - Guamal (violetas) 115 kV / baja tensión San José del Guaviare y Granada 115kV	LP	No tiene	--

- En este punto MINTRANSPORTE pregunta por el contexto de la reunión, debido a que inicialmente no entienden por qué fueron invitados. El CNO interviene y aclara el motivo de la invitación. Una vez comprendido el tema, el Ministerio de Transporte sugiere invitar a la próxima reunión de seguimiento a la ANI y los concesionarios de las vías.

En este punto ENEL explica porque el trabajo de MINENERGIA y MINTRANSPORTE, articulado, es fundamental para optimizar el uso de servidumbres para el desarrollo de los proyectos de transmisión y subtransmisión.

MINTRANSPORTE se ofrece para ser facilitador para interactuar con ANI y otras entidades adscritas, además de sugerir una comunicación muy precisa en cuanto a la necesidad manifestada por ENEL en cuanto a la coordinación MINTRANSPORTE-MINENERGÍA.

- CNO preguntó a ENEL sobre la diferencia entre las dos proyecciones de demanda de potencia, casi de 100 MW menos respecto a la primera revisión. Al respecto, el OR comenta que efectivamente, dicha disminución se debe a que varias conexiones de carga están supeditadas a la puesta en servicio de los proyectos de expansión del STN y STR.

CND menciona que, con la nueva información de demanda de ENEL, y garantizando que no se conecten las cargas supeditadas, los 3500 MW de potencia del área Oriental, valor que activaría todos los riesgos para el SIN, se alcanzarían alrededor del año 2027.

- ENEL indica que la planta de generación TERMOZIPA será fundamental para atender la demanda de la sabana norte de Bogotá, al igual que las repotenciaciones de los circuitos de la sabana norte.
- Respecto a las restricciones que solo serían gestionables a través de la demanda (potenciales racionamientos de carga), la SSPD manifiesta su preocupación por varios proyectos que están a cargo de EMSA y, según esta entidad, no avanzan. En este sentido, el CNO sugiere para la próxima reunión de seguimiento agendar un punto específico con el operador de red EMSA.

2. Medidas de expansión y mitigación por parte de ENEL

En las siguientes gráficas se presenta el estado de los proyectos de expansión y medidas de mitigación a cargo del Operador de Red:

Proyecto Norte



Subestación Norte 230/115 kV

FPO: Noviembre 2026

Proceso Licencia Ambiental:

1. Estudios de Impacto Ambiental integral del proyecto con la nueva ubicación de la subestación Norte. (70%) – Radicación esperada EIA: **tercer trimestre 2024**.
2. Lineamientos de participación con grupos de interés 75%. Se resalta la oposición al proyecto de comunidades en Gachancipá, Nemón y Suecia.
4. 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.
5. Proceso sustracción temporal para accesos a sitios de torre dentro de la reserva forestal de la cuenca alta del río Bogotá. 78%
6. Plan preventivo arqueología, registrado ante el ICANH.

Hitos de Avance:

1. Adquisición del predio por parte de GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ 100%. Promesa de compra venta ENEL – GEB, 80%
2. Rutas seleccionadas en el STR (100%)
3. Ingeniería básica (100%)
4. Ejecución de actividades de campo, replanteo, estudios de suelos y medidas de resistividad. 100%
5. Ingeniería detalle de las líneas (99%) – de un total de 60km de líneas.

Puntos de Atención:

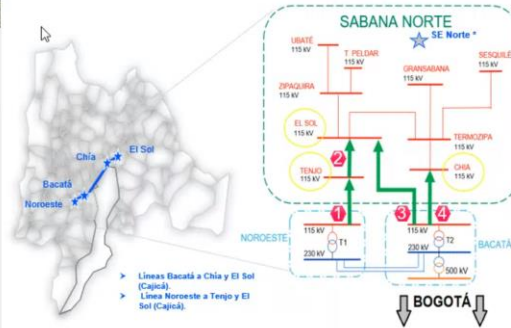
1. Permiso para instalación de infraestructura del STR en la Vía Briceño - Tunja – Sogamoso a otorgar por Agencia Nacional de Infraestructura (ANI). Pendiente mesa de trabajo con ANI para presentar primer plantillado de la línea Norte – Gran sabana. Pendiente confirmar agenda por parte de ANI.
2. Pronunciamento de la Corporación Autónoma Regional (CAR), obtención de Licencia Ambiental al proyecto actual 1er trimestre de 2025 (límite máximo).
3. 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.



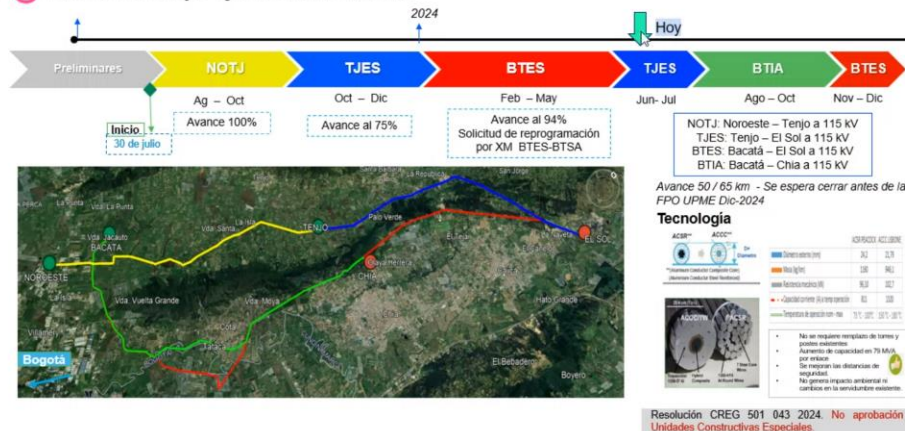

1

Contexto

-

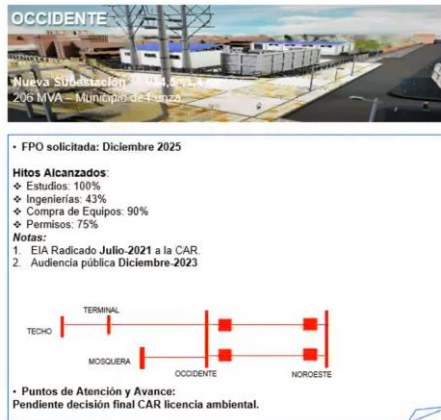


 Línea de tiempo ejecución de la obra



- Respecto a estas repotenciaciones, ENEL comentó que la CREG no aprobó las Unidades Constructivas-UC especiales solicitadas, ello a pesar del soporte técnico asociado a la capacidad de transporte del conductor.

Proyectos STR Enel Colombia



- En la subestación Occidente, ENEL comenta que aún no hay respuesta de la CAR Cundinamarca sobre el Estudio de Impacto Ambiental-EIA radicado en el año 2021.

Proyectos STR Enel Colombia



Proyecto Sopo



Principales Riesgos Detectados

Permisos:

- Oposición de la comunidad a la ubicación de la subestación y trazados de las líneas.
- Demoras en el proceso de selección y adjudicación STN.
- Demoras en la obtención de la licencia ambiental.
- Oposición de la ANI a la ubicación de líneas en cercanías de la BTS
- Precios de las servidumbres en zonas categorizadas como urbanas.

Regulatorios

- Aprobación Unidades Especiales para las Líneas de 1200 A. (Incertidumbre por la no aprobación de las UC Especiales - Resolución CREG 501 043 2024.)

Consecuencias:

- Freno al desarrollo social y económico de la región. Hemos condicionado ~102 MW en proyectos industriales y residenciales.
- Alta probabilidad de desatención de la demanda conectada actualmente. DNA: [1, 83, 85, 87, 89] MW para 2026-2030 con costos de racionamiento [177, 166, 763, 170, 987, 175, 241, 179, 525] M\$ en caso de que el proyecto Norte no logre concretar la opción actual del lote o logre obtener permisos ambientales por índole social. Altos costos para industriales.
- Los costos por DNA no reflejan los impactos económicos para la región al ser muy industrial (1 hora de apagón le puede costar a la industria pérdidas por alrededor de \$400 mil millones de pesos).

Proyectos STR Enel Colombia

LINEA NUEVA ESPERANZA - INDUMIL

5 km de Línea 115 kV

• FPO: Diciembre 2023

Hitos Alcanzados:

- ◆ Estudios: 100%
- ◆ Ingenierías SE: 100%
- ◆ Ingenierías LT: 100%
- ◆ Compra de Equipos: 100%
- ◆ Permisos: 100%
- ◆ Avance consolidado: 100%

Proyecto Energizado 22 de Diciembre 2023

LINEA COLEGIO – LA GUACA II

• 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 trámite 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.)



Linea Colegio – La Guaca I y 2

Linea NE – Indumil

Proyectos STR Enel Colombia

LINEA TECHO VERAGUAS

(Bogotá D.C.)

0,2 km de Línea Urbana 115kV

• FPO: Diciembre 2024

Hitos Alcanzados:

- ◆ Ingenierías: 100%
- ◆ Compra de Equipos: 100%
- ◆ Permisos: 93%

Notas:

- Inicio Obras extremos y tramos viables, retraso significativo en tramos con permisos Pendientes SDA.

Puntos de Atención:

- EIA Tramo Nuevo SDA radicado 26-may-2023, Sin respuesta a la fecha
- Solicitud POC Permiso Ocupación Cauce Calle 3ra SDA (radicación primera quincena Oct/2023) Sin respuesta a la fecha
- Solicitud Aprovechamiento Forestal Calle 3era. Sin respuesta a la fecha
- RETRASO POR PERMISOS SDA Alta probabilidad de afectación FPO.
- Fecha límite para para obtener licenciamientos es 31/07/24

BOCHICA

Nueva Subestación (Municipio de Gachancipá)

115/34,5 KV

80MVA

0,9 km de línea doble circuito 115kV

• FPO: Diciembre 2025

Hitos Alcanzados:

- ◆ Estudios: 100%
- ◆ Ingenierías: 75%
- ◆ Compra de Equipos: 50%
- ◆ Permisos: 50%

Notas:

1. Estudio de Impacto Ambiental Radicado en Diciembre de 2023.
2. Licencia Ambiental Estimado Diciembre de 2024.
3. Inicio de construcción Diciembre 2024 dependiente de licencia ambiental
4. Contrato EPC Adjudicado en Junio 2024.

Puntos de Atención:

- Demora en la emisión auto de inicio Licencia Ambiental Auto de Inicio:
 - Normatividad: 12-12-2023
 - Real: 02-05-2024
 - Desfase 5 meses.
- Visita de terreno estudio de Impacto Ambiental 23-07-2024 (Desfase 6 meses)
- Rescate Arqueológico predio SE (A realizar en Julio 2024)



Bochica

Linea Techo – Veraguas

INTERNAL

Proyectos STR Enel Colombia

SE MONTEVIDEO

REGIOTRAM OCCIDENTE



• FPO: Octubre 2025

No. Radicado 20211520122261

• Alcance: subestación Montevideo en Bogotá interceptando la línea Salitre – La Paz 115 kV.

• Avance:

- Ingeniería básica SE: 100%
- En desarrollo Ing. Detalle SE: 12%
- Ingeniería detalle LT: 100%
- En proceso negociación servidumbre lote con INVIAS
- EIA radicado abril 2023
- No. Radicado 2023ER77207.

• Riesgos:

- Audiencia pública asociada al componente socioeconómico del proyecto.



SE TREN OCC

REGIOTRAM OCCIDENTE



• FPO: Diciembre 2024 (Fase 1 EA-RE-FA)

No. Radicado 20211520122271

• Alcance: subestación Tren de Occidente en Facatativá.

• Avance:

- Ingeniería básica SE: 100%
- En desarrollo Ing. Detalle SE: 100%
- Ingeniería detalle FA-BA: 100%
- Ingeniería Fase 2: 2%
- Construcción: 20%

• Riesgos:

- Demoras en la llegada de los módulos híbridos.
- Demoras en la constitución de servidumbre loteante LT FA-BA.
- Permisos INVIAS para fase 2 – Tren Occidente – Mosquera.



SE PORVENIR

Metro de Bogotá



• FPO: Septiembre 2025

No. Radicado 20211520124031

• Alcance: subestación Porvenir en Bogotá, interceptando la línea Colegio – Chicalá 115 kV.

• Avance:

- Estudios: 100%
- Ingeniería básica SE: 100%
- Ingeniería detallada LT AT: 100%
- Suscrita promesa de servidumbre SE con la EMB.
- EIA radicado Marzo 2024.
- En desarrollo proceso licitatorio Contrato EPC.

• Riesgos:

- Demoras en la llegada de la GIS.

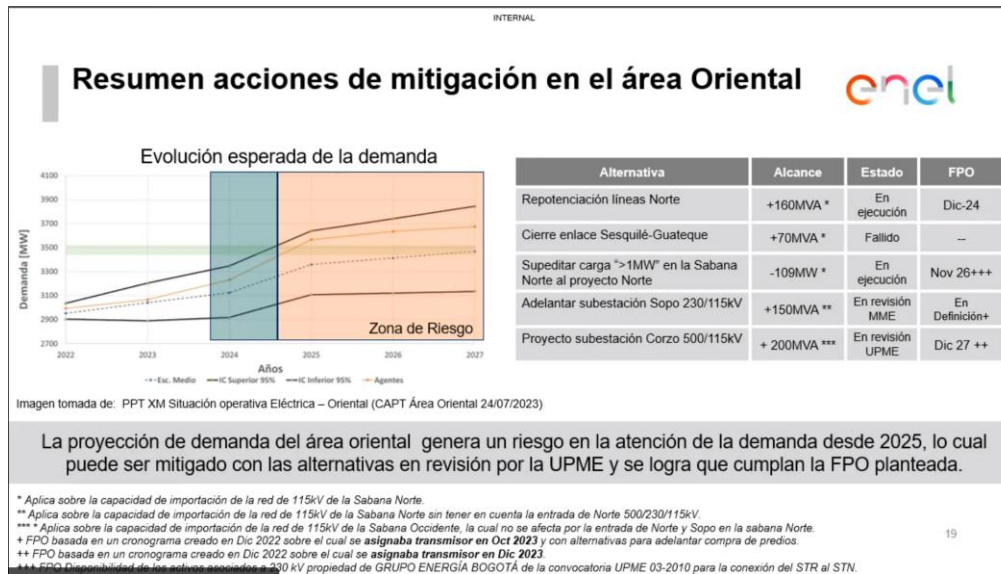


Tren Occidente

Montevideo

Porvenir

Sobre las medidas de mitigación, las siguientes gráficas muestran el estado de implementación:



Esquemas Suplementario Zona Sabana Norte Cundinamarca

Cronograma



- ENEL aclara que el actual enlace Guateque-Sesquilé es fundamental para la repotenciación de los circuitos de la sabana norte de Bogotá (toma carga momentánea de guateque, incluyendo las demandas eléctricas del embalse Tominé).

3. Presentación de EBSA sobre la decisión de no operar y representar el circuito Guateque – Sesquilé 115 kV

En la siguiente gráfica se muestra el contexto operativo de la línea Guateque-Sesquilé 115 kV, referenciado por EBSA.

Contexto Operación Línea Santa María – Sesquilé 115 kV

- A la fecha EBSA ha asegurado la prestación del servicio de manera segura y confiable al SIN de este activo bajo criterios de disponibilidad, calidad y confiabilidad.
- La línea Sesquilé 115 kV es un activo de un tercero (ISA Intercolombia) y EBSA como operador de red lo incluyó en su base regulatoria de activos, a través de un Contrato entre EBSA e ISA fue celebrado desde diciembre de 2009 y terminado el 29 de diciembre de 2023 como un activo de tercero. Este contrato se encuentra en negociación hasta que se reconozcan las pérdidas adicionales respectivas. Cabe resaltar que este activo fue construido hace más de 50 años por lo tanto sus características técnicas no están totalmente alineadas para su uso actual.
- Dada la condición técnica requerida por el sistema de pasar el enlace de la Línea Santa María - Sesquilé a normalmente cerrado, se materializaron altas pérdidas no reconocidas generadas en este circuito debido al flujo de las energías en tránsito hacia el mercado de ENEL en Cundinamarca.
- A la fecha el valor de las pérdidas adicionales ocasionadas y no reconocidas ascienden en 2023 a Col. \$6,801 millones (4.29%) y a mayo de 2024 Col. \$ 3,537 millones (3.7 %), altamente superior al reconocido por la regulación en el STR.
- EBSA ha buscado todos los mecanismos regulatorios para el reconocimiento de las pérdidas indicadas, para lo cual y según lo previsto en la Res CREG 024/95 “*Si para atender la demanda de un comercializador se pasa por las fronteras comerciales de otro comercializador, las pérdidas ocasionadas por este intercambio en las redes de transporte en que se encuentra el comercializador exportador deben ser asumidas por el comercializador importador en cada frontera.*”, solicito a la CREG concepto para la aplicación del reconocimiento y asignación de pérdidas comerciales ocasionadas por una exportación. EBSA recibió respuesta de la CREG pero la actual regulación no incluye este reconocimiento.
- Dentro de los análisis realizados por parte de EBSA, se identificó la necesidad de incluir en su Plan de Expansión de Referencia 2023 – 2033 el Segundo Circuito Santa María – Guateque – Sesquilé 115 kV; dado los tiempos de ejecución del proyecto, en los diferentes comités del SAPE y en reuniones sostenidas con la UPME se identificó que esta solución es a largo plazo y el sistema requiere una solución a corto plazo, adicional con la entrada del Proyecto Norte 220 kV (en ejecución) esta obra quedaría subutilizada.
- Dada la situación anterior, y con base en lo establecido en la Res CREG 015/18, EBSA decide poner fuera de operación la unidad constructiva N4L37 - IUL 0089, el cual corresponde al circuito Guateque – Sesquilé 115 kV, de 42.4 km. Por lo cual EBSA el 5 de junio informó al CND que, a partir del 24 de junio de 2024, este activo, el cual corresponde al circuito Guateque – Sesquilé 115 kV, de 42.4 km, que parte desde la Subestación Guateque 115 kV ubicada en el municipio de Guateque (Boyacá) hasta la Subestación Sesquilé 115 kV ubicado en municipio de Sesquilé, saldrá de operación comercial.
- Esta solicitud se realiza con el fin de que ENEL como OR beneficiado de esta condición del Sistema incluya en su base de activos el tramo en mención y así poder mover la frontera de Sesquilé a Guateque, esto debido al desequilibrio financiero ocasionado por el aumento de pérdidas, de esta manera, asegurando que el activo se encuentre en operación y el Sistema pueda contar con este para satisfacer la demanda en la Sabana Norte de Bogotá.

EBSA recalca el nivel de pérdidas y la cantidad de energía en tránsito por este enlace. Comenta inicialmente que, dado el no reconocimiento de dichas pérdidas y la demora de una potencial solución regulatoria por parte de la CREG, tomaron la decisión de no operar más este activo.

El Operador de Red indica que está buscando mover la frontera de Guateque a Sesquilé, sin abrir el circuito, y que el activo sea operado y representado por ENEL. En este punto la SSPD pregunta a ENEL que opina sobre la solución planteada por EBSA. ENEL aclara que la línea en cuestión no es sólo de utilidad para el área Oriental, pero que están analizando alternativas para aportar a la solución.

Posteriormente, la SSPD manifiesta su preocupación por la manifestación de EBSA respecto a no operar más la línea Guateque-Sesquilé 115 kV, que, según concepto de la CREG, es responsabilidad de EBSA. Al respecto. EBSA dice que ellos son conscientes de sus responsabilidades, y dicen que no dejarán de operar la línea hasta que esta salga de su base de activos. En este punto el Consejo pregunta si el circuito va a estar operativo según los requerimientos del CND, ya que en comunicación oficial dirigida al CND EBSA ha planteado otra cosa. Ante la pregunta del Consejo la SSPD solicita le sea enviada la carta indicada.

El CND comenta que respondió a EBSA la carta, diciendo que el OR no tienen la potestad de decir sobre si opera o no el enlace. Finalmente, EBSA dice que hasta que no se encuentre una solución administrativa, ellos seguirán operando la línea Guateque-Sesquilé 115 kV.

4. Presentación AES sobre el estado de la central Chivor por los eventos de crecientes.

El generador indicó que los daños que se presentaron producto de las crecientes ya se están subsanando, la limpieza ha sido efectiva, y el cambio de equipos (agujas y válvulas) sigue sin mayor novedad. Se espera que el próximo jueves 11 de julio del año 2024 se haga llenado del túnel número 2 que alimenta las unidades 5, 6, 7 y 8, es decir, entrarían en servicio desde 12 julio del 2024 (la unidad 8 estaría en operación comercial el 20 de julio). Las otras cuatro (4) unidades de la central Chivor estarían en servicio el 16 de agosto del 2024.

5. Presentación de proyectos urgentes por parte de la UPME

La Unidad referencia lo que está trabajando como medidas de mitigación para el área. Comenta que aprobó Sopo, y junto con el CND y CNO, están retomando medidas de mitigación previamente descartadas, como los compensadores sincrónicos, SVC o dispositivos SAEB, todo en un horizonte de corto plazo.

La Unidad indica que está revisando los intercambios entre las áreas Oriental y Nordeste, dado que los mismos se están dando desde el STR, no desde el STN. Comenta que este punto lo llevará a las mesas técnicas UPME-CND-CNO.

La SSPD pregunta sobre la fecha de entrada en operación (fpo) de la subestación Sopó. La UPME dice que, si bien la fpo es para el mes de diciembre del año 2027, ENEL está requiriendo cambio de fecha (diciembre del año 2028).

6. Compromisos

- CNO circulará la memoria de la reunión del grupo.
- El CND compartirá todas las cartas enviadas y de respuesta a EBSA, sobre su decisión de no operar el enlace Guateque-Sesquilé 115 kV.
- Se agendará en las próximas reuniones de seguimiento el estado de las expansiones, particularmente las de EMSA.

Memoria de reunión subárea DISPAC

Fecha: 02/07/2024

Participantes:

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

1. Presentación DISPAC sobre las medidas de mitigación y proyectos de expansión

En las siguientes gráficas se presenta el estado de los proyectos de expansión y medidas de mitigación por parte de DISPAC:

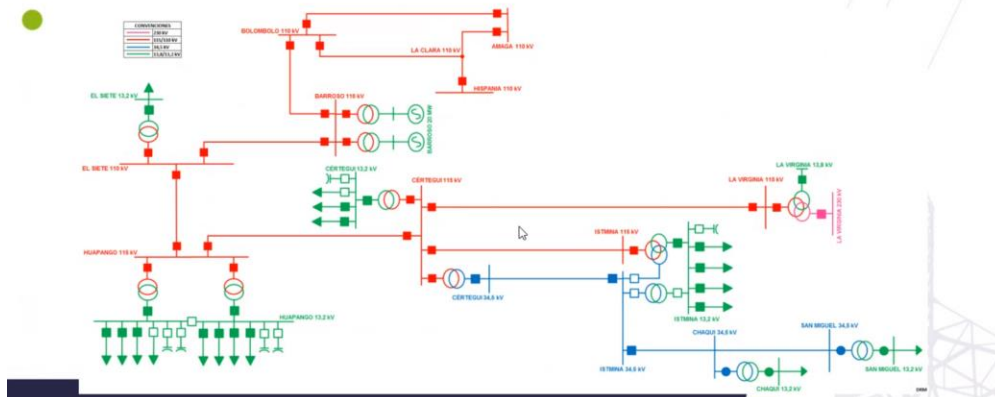
Plan de Expansión de Dispac S. A. ESP

En reunión del 21 de febrero de 2023, se presentó la situación de DISPAC S. A. ESP, como producto de los informes operativos de XM, Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo Trimestre 1 de 2022", por las contingencias que se presentan en la operación se registran caídas de niveles de tensión por debajo de los límites permitidos, por lo que es necesario deslastrar carga.

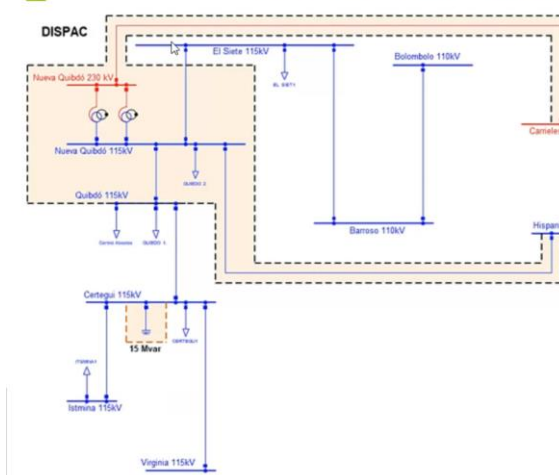
En febrero de 2023 se recibió comunicación de XM declarando en alerta el sistema eléctrico de DISPAC S. A. ESP.

Con apoyo de XM , y la UPME y la contratación de la firma IEB, se evaluó el Plan de Expansión de DISPAC S. A. ESP para el período 2023 -2032, a nivel de tensión IV

DIAGRAMA UNIFILAR DE DISPAC



Plan de Expansión de Dispac S. A. ESP

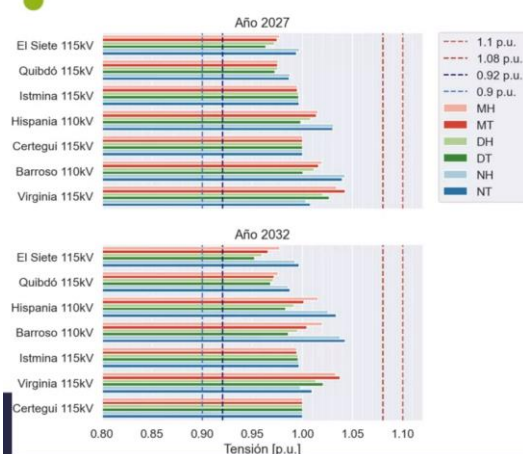


La subestación Nueva Quibdó 230 kV, con dos transformadores 230/115/13,8 kV 90 MVA e interconectada a través de la línea Nueva Quibdó - Carreles 230 kV de 122 km y una capacidad de 800 Amperios; a nivel de 115 kV, reconfiguración de la línea El Siete - Quibdó para el ingreso de la barra de Nueva Quibdó 115 kV cuya interconexión será mediante las líneas El Siete - Nueva Quibdó de 67,52 km y Nueva Quibdó - Quibdó de 2,00 km. La obra también considera el ingreso de una nueva línea de 95,00 km entre la subestación Nueva Quibdó e Hispania, a nivel de 115 kV, con una capacidad de 561 Amperios. Finalmente, la obra se complementa con el traslado del 50 % de la carga de la subestación Quibdó a la subestación Nueva Quibdó 115 kV.

Figura 5. Alternativa 4

dispac
La energía del Chocó

Plan de Expansión de Dispac S. A. ESP



Por otro lado, al evaluar cada uno de los eventos de contingencia indicados en la [Tabla 11](#), para la Alternativa 5, se observan bajas tensiones de hasta 0,855 p.u., en la subestación Quibdó 115 kV, ante la posible salida de la línea Cártegui - Huapango 115 kV, durante los escenarios de demanda máxima y media, para los dos años de análisis; esto como característica propia de la red, debido a la radialidad que se produce en la subestación Quibdó 115 kV al quedar conectada únicamente desde la red de EPM y en donde la compensación dinámica instalada en Cártegui 115 kV no tiene ningún efecto. Para las demás contingencias, se observa que las tensiones de las subestaciones en la red de DISPAC permanecen dentro de los límites establecidos en la regulación.

Alternativa 5

Plan de Expansión de Dispac S. A. ESP

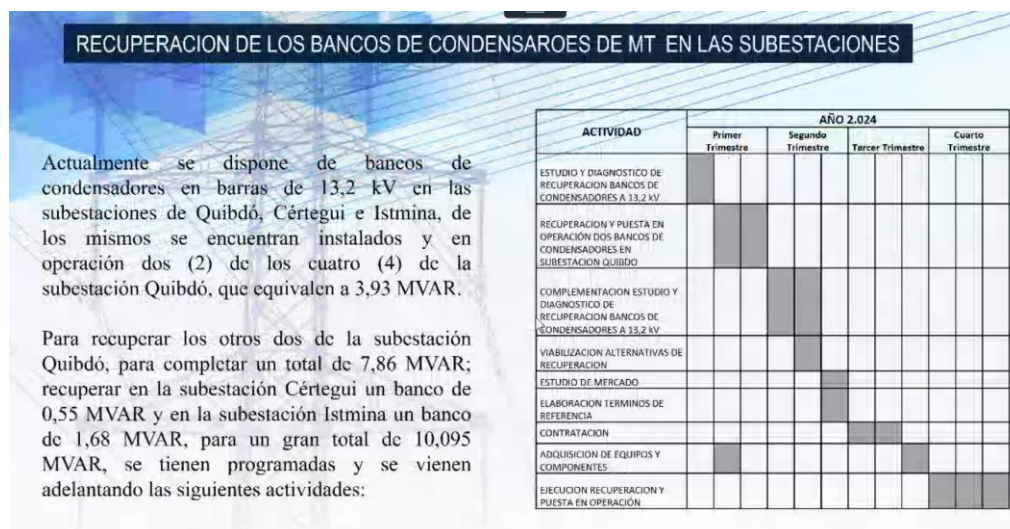
Año de Necesidad	Año FPO	Descripción	Alternativa
2027	2027	Reconfiguración de la línea El Siete - Quibdó 115 kV para el ingreso de la barra de Nueva Quibdó 115 kV cuya interconexión será mediante las líneas El Siete - Nueva Quibdó de 67,52 km y Nueva Quibdó - Quibdó de 2,00 km.	4
2027	2027	Traslado del 50 % de la carga de la subestación Quibdó a la subestación Nueva Quibdó 115 kV.	4

DISPAC S. A. ESP está realizando las gestiones para la obtención de recursos para la ejecución de los proyectos relacionados en la Tabla de cara a la presentación de las modificaciones del plan de inversión 2027-2031 a la CREG,

Año de Necesidad	Año FPO	Descripción	Alternativa
2023	2024-2025	Conexión de una compensación dinámica tipo SVC de 0/+30 MVAR en la subestación Cértegui 115 kV.	5
2027	2027	Reconfiguración de la línea El Siete – Quibdó 115 kV para el ingreso de la barra de Nueva Quibdó 115 kV cuya interconexión será mediante las líneas El Siete – Nueva Quibdó de 67,52 km y Nueva Quibdó – Quibdó de 2,00 km.	4
2027	2027	Traslado del 50 % de la carga de la subestación Quibdó a la subestación Nueva Quibdó 115 kV.	4
2027	2027	Ingreso de una nueva línea de 95,00 km entre la subestación Nueva Quibdó e Hispania 115 kV, con una capacidad de 561 Amperios.	4
2027	2030	Subestación Nueva Quibdó 230 kV, con dos transformadores 230/115/13,8 kV 90 MVA e interconectada a través de la línea Nueva Quibdó – Carreles 230 kV de 122 km y una capacidad de 800 Amperios	4

- Se aclara por el Operador de Red-OR que el SVC en Cértegui 110 kV, la línea Nueva Quibdó-Hispania 110 kV y la conexión al STN del OR en Nueva Quibdó, no las haría DISPAC. En este punto la SSPD pregunta al OR por que no ejecutarían dichas obras, que son de su incumbencia; DISPAC alude temas presupuestales.

Respecto a las medidas de mitigación, la siguiente gráfica muestre el cronograma de recuperación de 10.09 MVAR de compensación capacitiva en el SDL (originalmente eran 12.2 MVAR):



- La SSPD manifiesta su preocupación por el cronograma. Indica que hizo solicitud de este y a la fecha no se ha dado respuesta oficial por parte de DISPAC. Recalca que, a pesar del estudio de mercado, los Términos de Referencia-TDR de los pliegos de obra no se han formulado. DISPAC comenta que los TDR están en revisión por parte de su área jurídica y próximamente

habilitará los mismos en el SICOP. La SSPD recalca que necesita fechas concretas. DISPAC se compromete a enviar el cronograma desagregado y detallado a la Superintendencia.

- Finalmente, el CNO pregunta si los recursos financieros están disponibles para la recuperación de los bancos de compensación capacitiva en el SDL. DISPAC indica que parcialmente, ya que se presentan retrasos en los giros de los subsidios por parte de MINENERGÍA. Al respecto, el Ministerio aclara que no se ha enviado el dinero por mal llenado de los formatos correspondientes, responsabilidad del Operador de Red.

2. Presentación DISPAC estado de gestión de eventos e implementación estudio de coordinación de protecciones

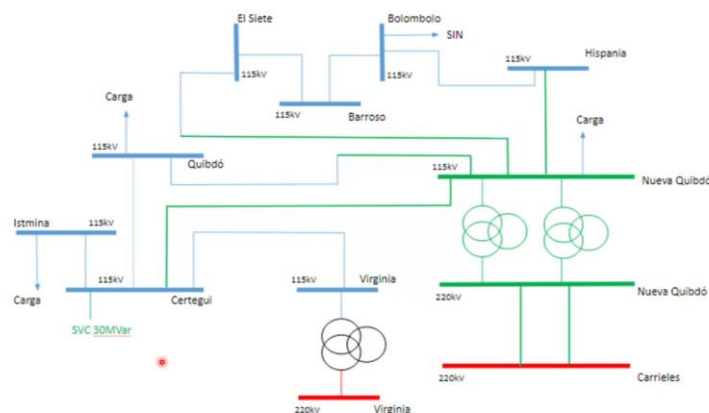
- DISPAC agradece la ayuda recibida por el CND y comenta que ya están cumpliendo el Acuerdo 1617.
- Respecto a las pruebas y ajuste a la mala implementación del estudio de coordinación de protecciones, que han generado eventos de Demanda No Atendida-DNA, el Operador de Red indicó que el martes 11 de junio del año en curso se llevaron a cabo las consignaciones para hacer pruebas físicas y de cableado, encontrando hallazgos que ameritan de nuevas correcciones y consignaciones. En general, comentan que los problemas se han venido solucionando.
- El CND menciona que el OR si ha entregado la información, pero tarde. La SSPD indica que solicitarán al CND información sobre todos los inconvenientes que han tenido en la interacción con DISPAC.

3. Presentación de proyectos Urgentes por parte de la UPME

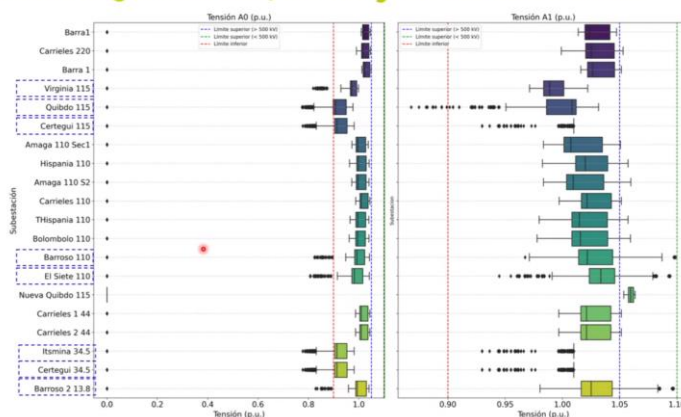
En las siguientes gráficas se presentan los candidatos a obras urgentes en el departamento del Chocó:



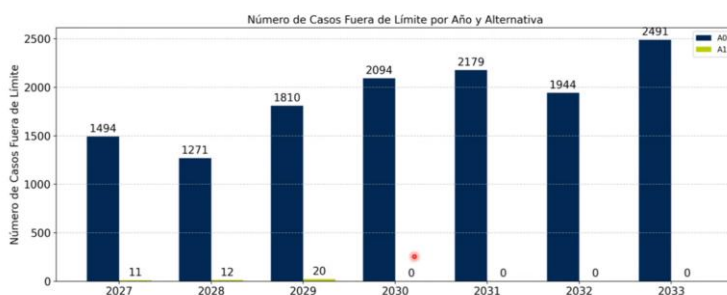
Nueva Quibdó 220/110 kV y líneas asociadas



Nueva Quibdó 220/110 kV y líneas asociadas



Nueva Quibdó 220/110 kV y líneas asociadas



Caso de evaluación = Escenario de generación + Escenario de demanda + Año de evaluación + Contingencia + Elemento

(8448 / año) (2) (3) (7) (44) (74)

En este punto el Consejo reitera la necesidad de hacer ajustes normativos para que los proyectos urgentes entren en servicio lo más pronto posible, DISPAC apoya la solicitud.

4. Compromisos

- La SSPD solicitará cronograma detallado del estado de los proyectos de expansión y las medidas de mitigación.
- La SSPD solicitará al CND información sobre todos los problemas que ha experimentado con DISPAC respecto al reporte de información de acciones y eventos.
- Se acordará entre la SSPD y DISPAC reunión específica para tratar los temas asociados a las inversiones requeridas por parte del Operador de Red.
- DISPAC se comprometió a cerrar todas las acciones pendientes asociadas a la mala implementación de los estudios de protecciones.