





Unidad de Planeación **Minero Energética**

CAPT No. 206

Julio 2024



AGENDA

AGENDA

1. Verificación del quórum
 2. Presentación de nuevos miembros del CAPT y votación por el Presidente.
 3. Informe Mesa Ambiental:
 4. Informe convocatorias:
 - Informe General.
 - Aclaración de dudas y posterior votación de cambios de FPO en posibles proyectos por ampliación.
 5. Aclaración de dudas y votación obras de expansión:
 - Compensadores síncronos.
 - S/E Nueva Quibdó 220/115 kV y líneas asociadas + SVC de certegui.
 - S/E Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.
 - S/E Tonchalá 220 kV + SVC en ínsula 115 kV.
- Aclaraciones y dudas.
- S/E Amanecer.
6. Propuesta de Obras en Caribe (ISA TRANSELCA)
 7. Varios.

1. Verificación del quórum

Transmisor	ISA INTERCOLOMBIA	
	EPM	
	GEB	
Gran Consumidor	La Loma - Drummond	
	SierraCol Energy	
	Cerro Matoso	
Comercializador	Enel	
	Celsia	
	Air-e	
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	
Distribuidor	EBSA	

2. Presentación de nuevos miembros del CAPT

Transmisor	ISA INTERCOLOMBIA	Cesar Augusto Cuta Durán
	EPM	Jhon David Giraldo
	GEB	Juan Jacobo Rodríguez
Gran Consumidor	La Loma - Drummond	Manuel Hernando Naranjo
	SierraCol Energy	Olga Lucía Vergara
	Cerro Matoso	Johan Urrea
Comercializador	Enel	Juan Carlos Pardo
	Celsia	Wilton Ariel Reyes Rueda
	Air-e	Henry Andrade López
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	Gilberto Marengo
Distribuidor	EBSA	Hugo Emiro Vega Angulo

2. Votación por el Presidente.

La Presidencia del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión será ejercida por uno de los miembros del Comité y se elegirá por votación, con la mitad más uno de los votos de los miembros presentes.

El período del Presidente será de un año y no podrá ser reelegido en el período inmediatamente siguiente.

Las funciones del Presidente serán las siguientes:

- Coordinar con el Secretario del Comité las reuniones y la agenda de las mismas.
- Velar por el cumplimiento de las funciones por parte del Comité y por la coordinación y cumplimiento del programa de trabajo que se establezca.
- Presidir y moderar las reuniones.
- Representar al Comité cuando se requiera.
- Suscribir las actas del Comité y las comunicaciones que el Comité emita.

En el evento que el Presidente no asista a una reunión, el Comité elegirá un Presidente ad-hoc.

3. Informe Mesa Ambiental

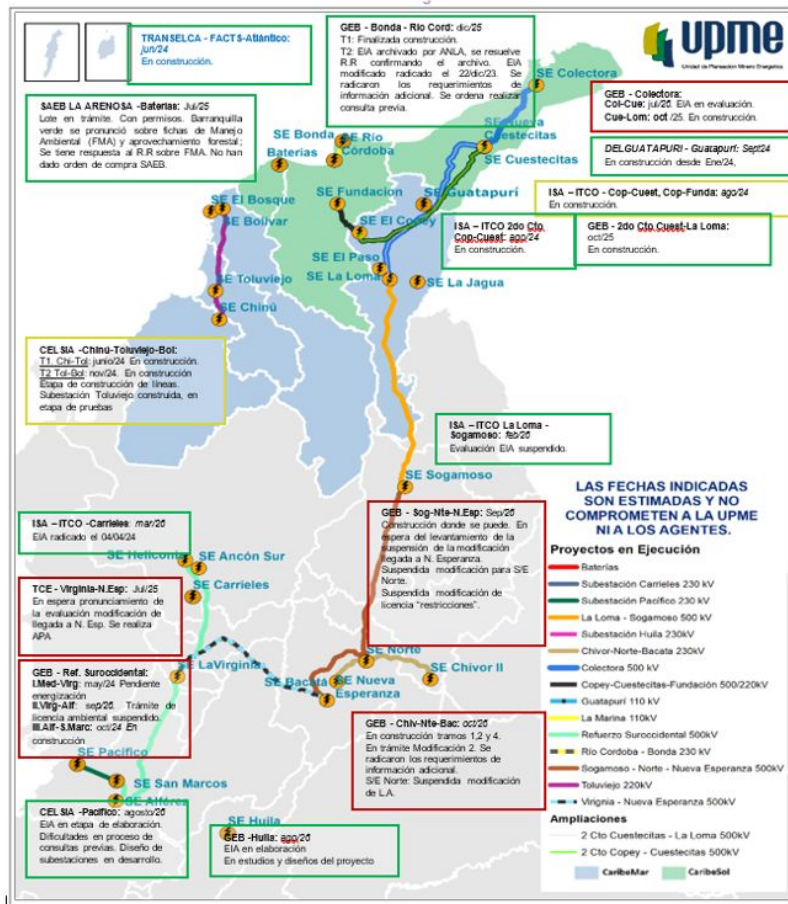
AVANCES MESA AMBIENTAL

- Se presentó el cronograma propuesto para las actividades del segundo semestre del año
- Se socializaron los polígonos de localización de subestaciones para Sopó y Cabrera y se espera retroalimentación de las empresas
- Se espera iniciar el trabajo de identificación de impactos ambientales que aplican al sector para posteriormente socializarlo con ANLA para la actualización de la guía de jerarquización de impactos

4. Informe Convocatorias

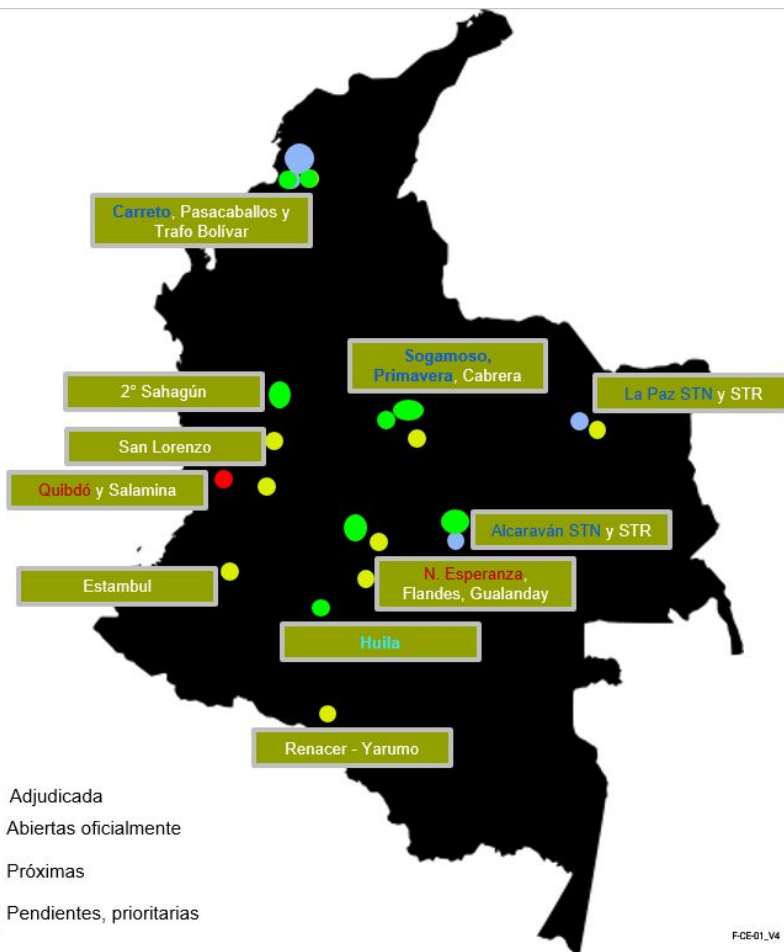
Expansión en ejecución

STN: 13
STR: 2
Ampliación: 3



Próxima expansión

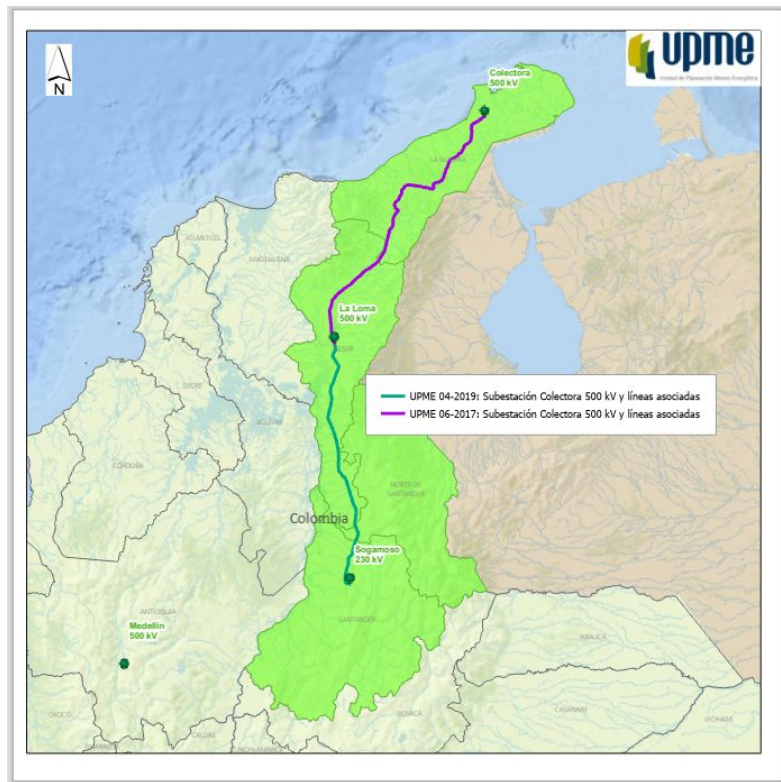
Área	OBRA	FPO	Estado
Huila	Subestación Huila 230 kV y dos líneas de transmisión a interceptar línea Mirolindo – Betania	2026	Adjudicada
Santander	4 transformador Sogamoso 500/230 kV	2024	Adjudicada
Santander	2 transformador Primavera 500/230 kV	2024	Adjudicada
Casanare	Subestación Alcaraván y línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 kV	2027	Adjudicada
Arauca	Subestación La Paz y línea de transmisión Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV	2028	Desierta
Bolívar	Subestación Carreto 500 kV y línea de transmisión a interceptar Bolívar – Sabanalarga	2027	Adjudicada
Casanare	Alcaraván STR 115 kV	2027	Estructurada
Arauca	La Paz 115 kV	2028	Estructurada
Bolívar	Pasacaballos 230 kV	2027	Publicada
Santander	Cabrera 230 kV	2027	Prepublicada
Antioquia	San Lorenzo 230 kV	2027	Prepublicada
Caldas	Salamina 230 kV	2027	Estructurada
Valle del C	Estambul 230 kV	2026	Estructurada
Putumayo	Renacer - Yarumo 115 kV	2027	Estructurada
Tolima	Mirolindo - Gualanday 115 kV	2027	Estructurada
Tolima	Flandes - Lanceros 115 kV	2027	Estructurada
Cundinamarca	Bahía trafo Nueva Esperanza 500 kV	2026	Adjudicada
Chocó	Compensación capacitiva	2025	Estructurada
Córdoba	2 Cto Sahagún 500 kV	2026	Adjudicada
Bolívar	3 trafo Bolívar	2026	Adjudicada



Próxima expansión

Área	OBRA	FPO	Estado
Huila	Subestación Huila 230 kV y dos líneas de transmisión a interceptar línea <u>Mirolindo – Betania</u>	2026	En ejecución
Santander	4 transformador Sogamoso 500/230 kV	2024	Adjudicada
Santander	2 transformador Primavera 500/230 kV	2024	Adjudicada
Casanare	Subestación Alcaraván y línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 kV	2027	Adjudicada
Arauca	Subestación La Paz y línea de transmisión Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV	2028	Declarada desierta
Bolívar	Subestación Carreto 500 kV y línea de transmisión a interceptar Bolívar – Sabanalarga	2027	Adjudicada
Casanare	Alcaraván STR 115 kV	2027	Estructurada
Arauca	La Paz 115 kV	2028	Estructurada
Bolívar	<u>Pasacaballos 230 kV</u>	2027	Adjudicada
Santander	Cabrera 230 kV	2027	Prepublicada
Antioquia	<u>San Lorenzo 230 kV</u>	2027	Prepublicada
Putumayo	<u>Renacer - Yarumo 115 kV</u>	2027	Estructurada
Tolima	<u>Mirolindo - Gualanday 115 kV</u>	2027	Estructurada
Tolima	<u>Flandes - Lanceros 115 kV</u>	2027	Estructurada
Cundinamarca	Bahía trafo Nueva Esperanza 500 kV	2026	Adjudicada
Chocó	Compensación capacitiva	2025	Estructurada
Cundinamarca	Subestación Sopó 230 kV	2027	En proceso de estructuración
Córdoba	2 Cto Sahagún 500 kV	2026	Adjudicada
Bolívar	3 Trafo Bolívar	2026	Adjudicada

INFORME ESPECIAL PROYECTOS ÁREA CARIBE



UPME 06-2017 Colectora

- **Colectora -Cuestecitas:** jul/26. Licencia ambiental otorgada. El inversionista presentó recurso de reposición el 26 junio 2024.
- **Cuestecitas- La Loma:** oct/25. En construcción.

UPME 04-2019 La Loma-Sogamoso

- **La Loma-Sogamoso:** mar/26. Evaluación del EIA Suspendido. Otorgada Sustracción de reserva forestal de la Sierra Nevada de Santa Marta.

UPME 06-2017 COLECTORA

FPO prevista: Julio 2026

- Se obtuvo licencia ambiental para el tramo **Colectora-Cuestecitas** mediante Resolución No 001060 del 7 de junio de 2024, notificada el 12 de junio de 2024. Se interpuso recurso de reposición el 16 de junio de 2024. Se iniciará construcción una vez se cuente con la licencia ambiental en firme.
- Avance construcción tramo **Cuestecitas- La Loma**, de 512 torres propuestas para el tramo se tiene un avance del 31,25% torres en construcción.

Ampliación Segundo circuito Cuestecitas / La Loma 500 kV

- Se firmó el acta de inicio de construcción el 29 de junio de 2023, Avance ejecutado reportado por el inversionista del 56,5%.

UPME 04-2019 LA LOMA - SOGAMOSO

FPO prevista: Marzo 2026

- En la **Subestación La Loma y Sogamoso** se finalizó construcción de obra civil en el mes de mayo de 2024.
- Para la **línea La Loma-Sogamoso** se obtuvo la Resolución 0690 del 11 de junio de 2024, mediante la cual el MADS se pronuncia sobre el trámite de sustracción de reserva forestal de la Sierra Nevada de Santa Marta. Este trámite condicionó la continuidad de la evaluación del trámite de licencia ambiental. Con este pronunciamiento se espera que ANLA pueda levantar la suspensión de la evaluación y continuar con el análisis del trámite. Se iniciará construcción una vez se cuente con la licencia ambiental en firme.

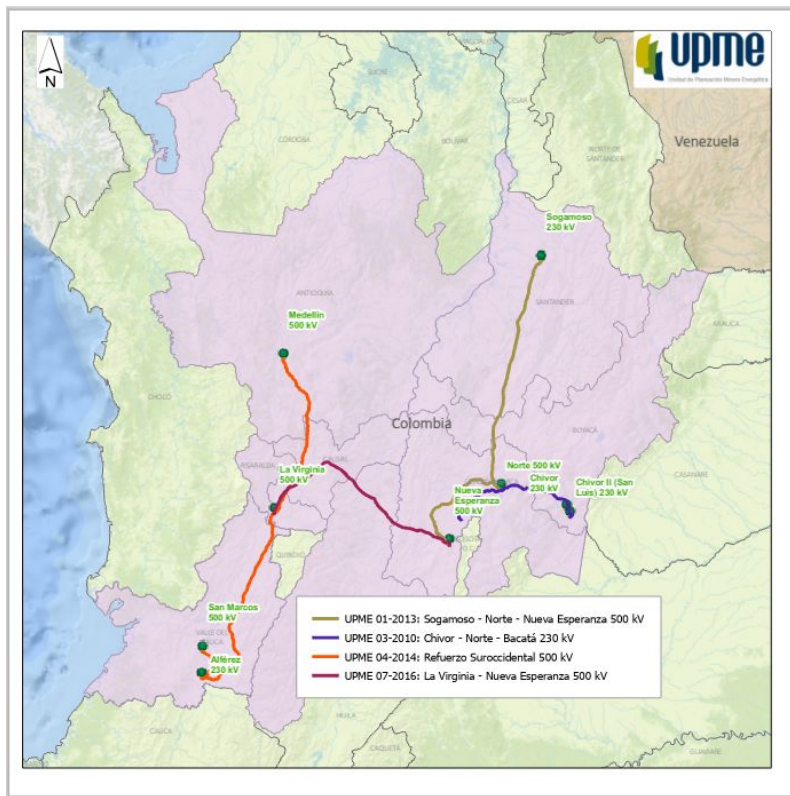
INFORME ESPECIAL PROYECTOS ÁREA ORIENTAL Y OCCIDENTAL

UPME 07 -2016 Virgina -Nva Esperanza

- Jul/25. Se niega 1 sitio de torre en la modificación de licencia de la subestación Nueva Esperanza. Presentaron recurso de reposición el inversionista y dos terceros intervinientes.

UPME 04 -2014 Refuerzo Suroccidental

- **Medellín- La Virginia:** may/24 Pendiente energización.
- **Virginia-Alfárez:** Sept/26. Trámite de L.A. Suspendido
- **Alfárez-San Marcos:** Oct/24. En construcción.



UPME 01-2013 Sog-Nort-Nva Esperanza

- Oct/26. Construcción donde se puede. Se levanta la suspensión de la modificación llegada a N. Esperanza.
- Suspendida modificación para S/E Norte.
- Suspendida modificación de licencia "restricciones".

UPME 03-2010 Chi-Nort-Bctá

- Dic/26. En construcción tramos 1,2 y 4.
- Suspendida Modificación de L.A. 2.
- S/E Norte: Suspendida modificación de L.A.

UPME 03-2010 CHIVOR-NORTE-BACATÁ

FPO prevista: Diciembre 2026

- Se tramitan dos solicitudes de modificación de licencia ambiental (llegada a la subestación Norte 230/500 Kv y restricciones a lo largo de la línea), las cuales se encuentran suspendidas en espera de pronunciamiento del MADS sobre solicitudes de sustracción de reserva.
- La **Subestación Norte** 230/500 kV debió ser reubicada por orden judicial de la Magistrada del Tribunal Superior de Cundinamarca, lo que implicó un atraso al proyecto dada la necesidad de surtir un nuevo trámite de licenciamiento ambiental.
- De 364 torres que conforman el proyecto se tiene un avance en construcción del 51%.

UPME 07-2016 VIRGINIA-NUEVA ESPERANZA

FPO prevista: Julio 2025

- Se tramitó una modificación de licencia para la llegada a la subestación Nueva Esperanza por restricciones en la licencia ambiental inicial. ANLA se pronunció en junio de 2024 negando un sitio de torre. Se está en espera de que ANLA resuelva los Recursos de Reposición interpuestos por el inversionista y dos terceros intervinientes
- Se tramitaron solicitudes de sustracción de reserva, las cuales se respondieron en tiempos adicionales establecidos por la norma.
- De 364 torres que conforman el proyecto se tiene un avance en construcción del 96,10%.

UPME 01-2013 SOGAMOSO-NORTE-NUEVA ESPERANZA

FPO prevista: Octubre 2026

- Se tramita una modificación de licencia ambiental (llegada a la subestación Norte 230/500 Kv), la cual se encuentra suspendida en espera de pronunciamiento del MADS sobre una solicitud de sustracción de reserva. Se tiene una tercera modificación de licencia “restricciones” a lo largo de la línea, la cual se encuentra suspendida en espera del pronunciamiento de la CAS sobre la vigencia de la sustracción del DRMI Serranía de los Yarigués; ya se cuenta con la respuesta del MADS frente a la solicitud de sustracción de la Reserva Forestal de Ley 2da Río Magdalena.
- ANLA se pronuncia frente al trámite de una modificación de licencia asociada a la llegada a la subestación Nueva Esperanza. Se está revisando si se interpone Recurso de Reposición.
- La **subestación Norte 230/500 kV** debió ser reubicada por orden judicial de la Magistrada del Tribunal Superior de Cundinamarca, lo que implicó un atraso al proyecto dada la necesidad de surtir un nuevo trámite de licenciamiento ambiental. El avance de este proyecto depende del licenciamiento ambiental para la ubicación de la subestación Norte 230/500 kV que surte el proyecto UPME 03-2010.
 - De 854 torres que conforman el proyecto se tiene un avance de torres construidas del 24%.

UPME 04-2014 REFUERZO SUROCCIDENTAL




FPO prevista: Septiembre 2026



- Los tramos I finalizó construcción y tramo III se espera para octubre de 2024.
- Tramo I. De 329 torres que conforman el proyecto se tiene un avance en construcción del 100%.
- Tramo II. De 99 torres que conforman el proyecto se tiene un avance en construcción del 71%.
- Sin embargo, el tramo II , presenta oposición social por parte de las comunidades del municipio de Ginebra, quienes no están de acuerdo con el trazado del proyecto. Este tramo no cuenta con Licencia Ambiental y el proceso de audiencia pública ambiental del mismo se encuentra suspendido, hasta tanto no se de un pronunciamiento por parte de DANCP, frente a 24 comunidades de FRENACOL, que no fueron visitadas, por no allegar documentación completa.





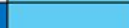
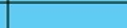















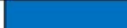



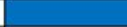












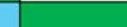




















CAMBIO DE FPO DE POSIBLES PROYECTOS POR AMPLIACIONES

Proyecto	Transmisor posible interesado	FPO de acuerdo al plan de Expansión 2022-2036. Resolución 40477 del 24 de julio de 2023	Tiempo de ejecución del proyecto propone transmisor	Observación
Instalación del corte central del diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 KV.	ISA INTERCOLOMBIA S.A E.S.P	nov-24	17 meses	17 meses el tiempo mínimo para el desarrollo del proyecto, una vez confirmada la ejecución por parte de la UPME.
Ampliación en la S-E Sa	ISA INTERCOLOMBIA	dic -24	26 meses	26 meses, una vez confirmada la ejecución por parte de la UPME.

CRONOGRAMA PREVISTO NUEVAS CONVOCATORIAS

Apertura 
 Proceso de Selección 
 Adjudicación 

Proyectos por resolución de urgencia 
 Proyectos anexos al último plan de expansión 2022 

PROYECTO		2024						2025			
		JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO
STN	UPME 01-2024 - Subestación Sopó 230/115 kV										
STN	UPME 09-2021 - Subestación "Cabrera" 230/115 kV										
STN	UPME 10-2021 - San Lorenzo 230 kV										
STR	UPME STR - SVC CHOCÓ (RESOL. URGENCIA)										
STR	UPME STR - SVC ÍNSULA (RESOL. URGENCIA)										
STN	UPME - Subestación Magangué 500 kV (RESOL. URGENCIA)										
STR	UPME - Subestación Magangué 115 kV										
STR	UPME STR 11-2021 - Alcaraván 115 kV										
STR	Rio Sinú - Nueva Montería 115 kV										
STN	UPME - Subestación Tonchalá 230 kV										
STR	UPME - Subestación Tonchalá 115 kV										
STN	UPME - Compensadores Síncronos										
STN	UPME - Subestación Nueva Chocó 230 kV										
STR	UPME - Subestación Nueva Chocó 115 kV										

5. Aclaración de dudas y votación obras de expansión:

Obra de expansión:

1. Compensadores síncronos

PROBLEMA ACTUAL

Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones – ITR Trimestre 1-2022.

Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones – ITR Trimestre 4-2022.

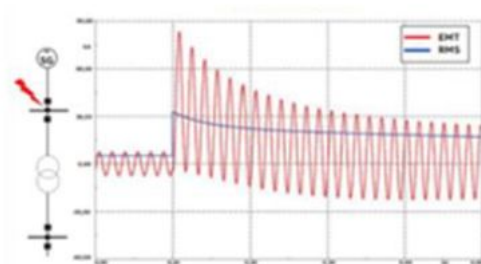
- “Análisis de alternativas para Compensación GCM para la mitigación del fenómeno de FIDVR en la carga”, cuyo objetivo es Evaluar alternativas de compensación dinámica que permita mitigar o eliminar la evolución de eventos que ocasionan desatención de la demanda y riesgos para la red de transmisión y subtransmisión del área GCM.
- Fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (FIDVR Fault Induced Delayed Voltage Recovery)

ANÁLISIS ITR T1-2022

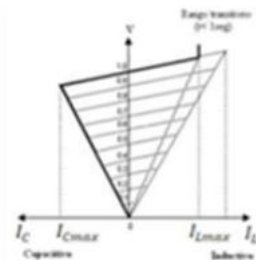
XM presenta las consideraciones generales para elaborar el estudio del FIDVR aplicado al área operativa de GCM, a saber:

- Horizonte de análisis 2024
- Red a modelar incluyendo proyectos en construcción
- Escenarios operativos
- **Modelos de la carga**
- Definición de la falla más crítica en cuanto a la magnitud de los bajos voltajes ocasionados, la cual corresponde a la línea Copey – La Loma 500 kV.

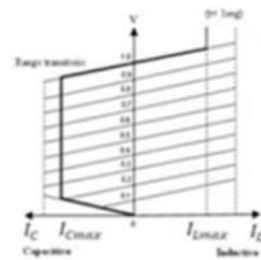
Condensador síncrono



SVC



STATCOM



Control de potencia reactiva	●	●	●
Control dinámico de potencia reactiva	●	●	●
Operación en baja tensión	●	●	●
Aporta corriente de cortocircuito	●	●	●
Capacidad de sobrecarga temporal	●	●	●
Aportan inercia	●	●	●

SOLUCIÓN PLANTEADA ITR T1-2022

Solución distribuida : 180 Mvar de Compensación Síncrona distribuida.

- Cuestecitas 230 kV 40 Mvar Capacitivos / Mínimo 120 MVA de Corto Circuito
- Valledupar 220 kV 40 Mvar Capacitivos / Mínimo 120 MVA de Corto Circuito
- Riohacha 110 kV 20 Mvar Capacitivos / Mínimo 40 MVA de Corto Circuito
- Guatapurí 110 kV 20 Mvar Capacitivos / Mínimo 40 MVA de Corto Circuito
- La Jagua 110 kV 20 Mvar Capacitivos / Mínimo 40 MVA de Corto Circuito
- El Banco 110 kV 20 Mvar Capacitivos / Mínimo 40 MVA de Corto Circuito
- Santa Marta 110 kV 20 Mvar Capacitivos / Mínimo 40 MVA de Corto Circuito

SOLUCIÓN PLANTEADA ITR T4-2022

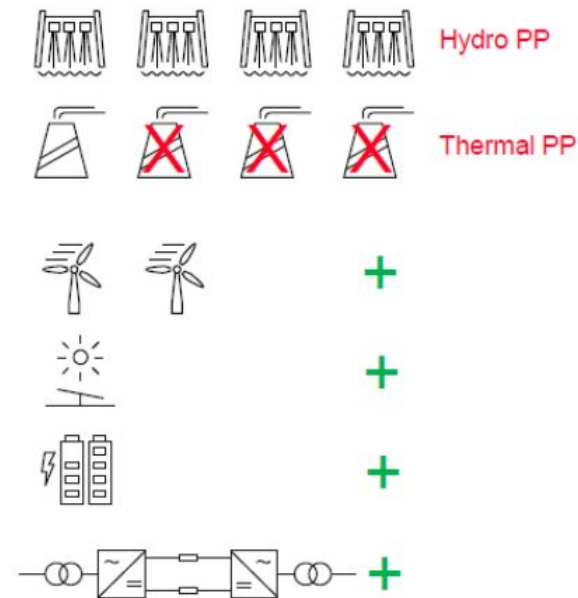
Ubicación Probable	Capacidad de control dinámico de reactivos [MVAR]	Motivo
Cuestecitas 230 kV	60	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Valledupar 230 kV	60	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
El Banco 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
La Jagua 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Guatapurí / San Juan 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Riohacha / Maicao 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Santa Marta / Bureche 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Colectora / Cuestecitas 500 kV	150	Mitigación de sobretensiones en las barras de Cuestecitas y Colectora 500 kV, frente a pérdidas de carga producto del fenómeno de FIDVR.

ANÁLISIS UPME

MEDIANO Y LARGO PLAZO

- Pérdida de Fortaleza de red y/o inercia (Red débil)

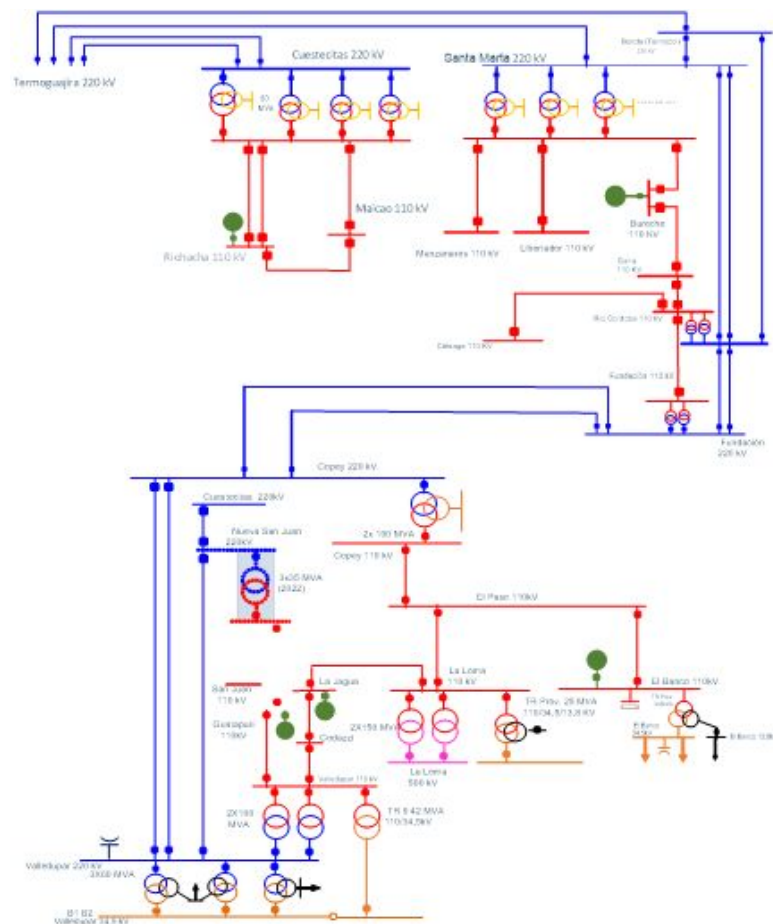
- Transición energética - Descarbonización.
- Salida de operación de plantas tradicionales “sincrónicas” basada en combustibles fósiles
- Alta penetración de generadores basada en inversores.



Localización

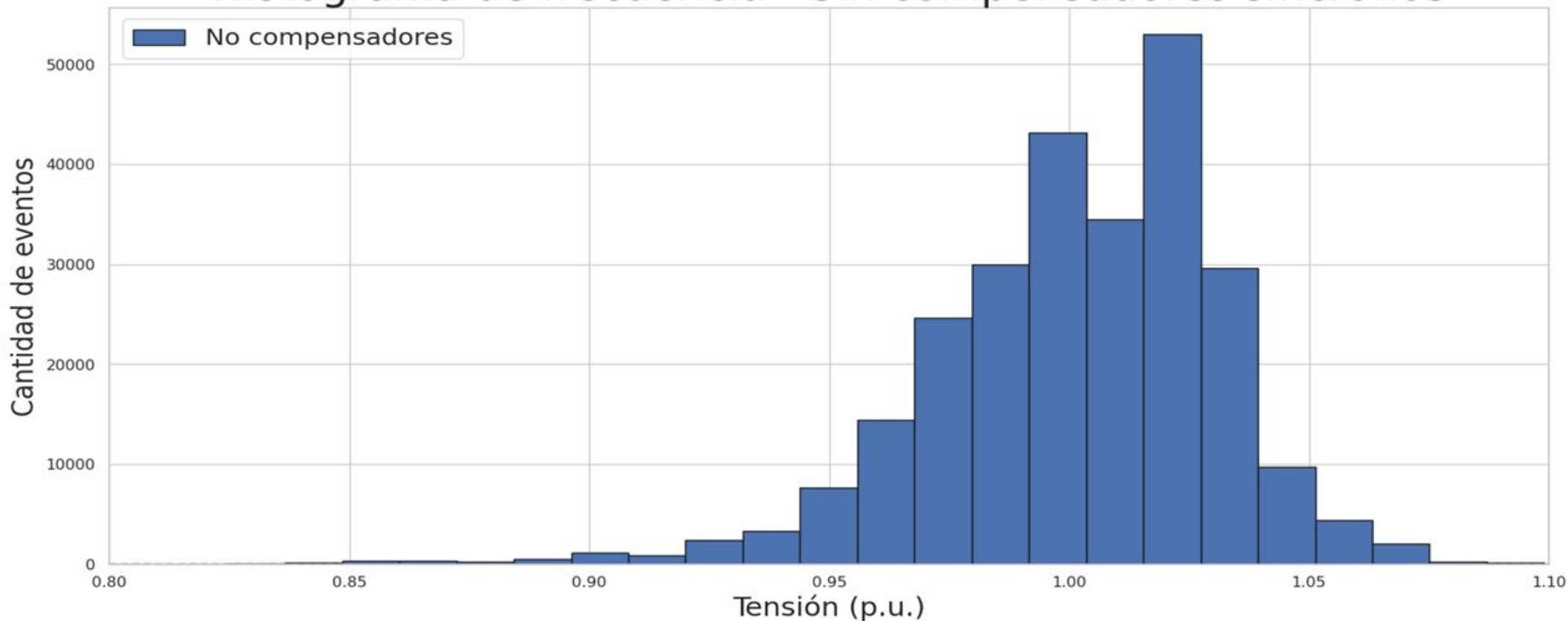
Escenarios de simulación	Años de estudio	Localización compensadores síncronos	Condición especial de operación*	Capacidad de compensación MVAR
0	2028 - 2033	Sin compensación	N/A	N/A
1	2028 - 2033	El Banco 110 kV	N/A	30
2		La Jagua 110 kV		40
3		Guatapuri 110 kV		50
4		Riohacha 110 kV		60
5	2028 - 2033	El Banco 110 kV	Sin Guajiras	30
6		La Jagua 110 kV		40
7		Guatapuri 110 kV		50
8		Riohacha 110 kV		60
9	2028 - 2033	El Banco 110 kV	Sin Guajiras Sin Bureche 110 kV	30
10		La Jagua 110 kV		40
11		Guatapuri 110 kV		50
12		Riohacha 110 kV		60

Subestación Alternativa 1	Propiedad	Subestación Alternativa 2	Propiedad
El Banco 110 kV	Afinia		
La Jagua 110 kV	Afinia		
Guatapuri 110 kV	Afinia	San Juan 110 kV	Air-e
Riohacha 110 kV	Air-e	Maicao 110 kV	Air-e
Bureche 110 kV	Air-e	Santa Marta 110 kV	TRANSELCA

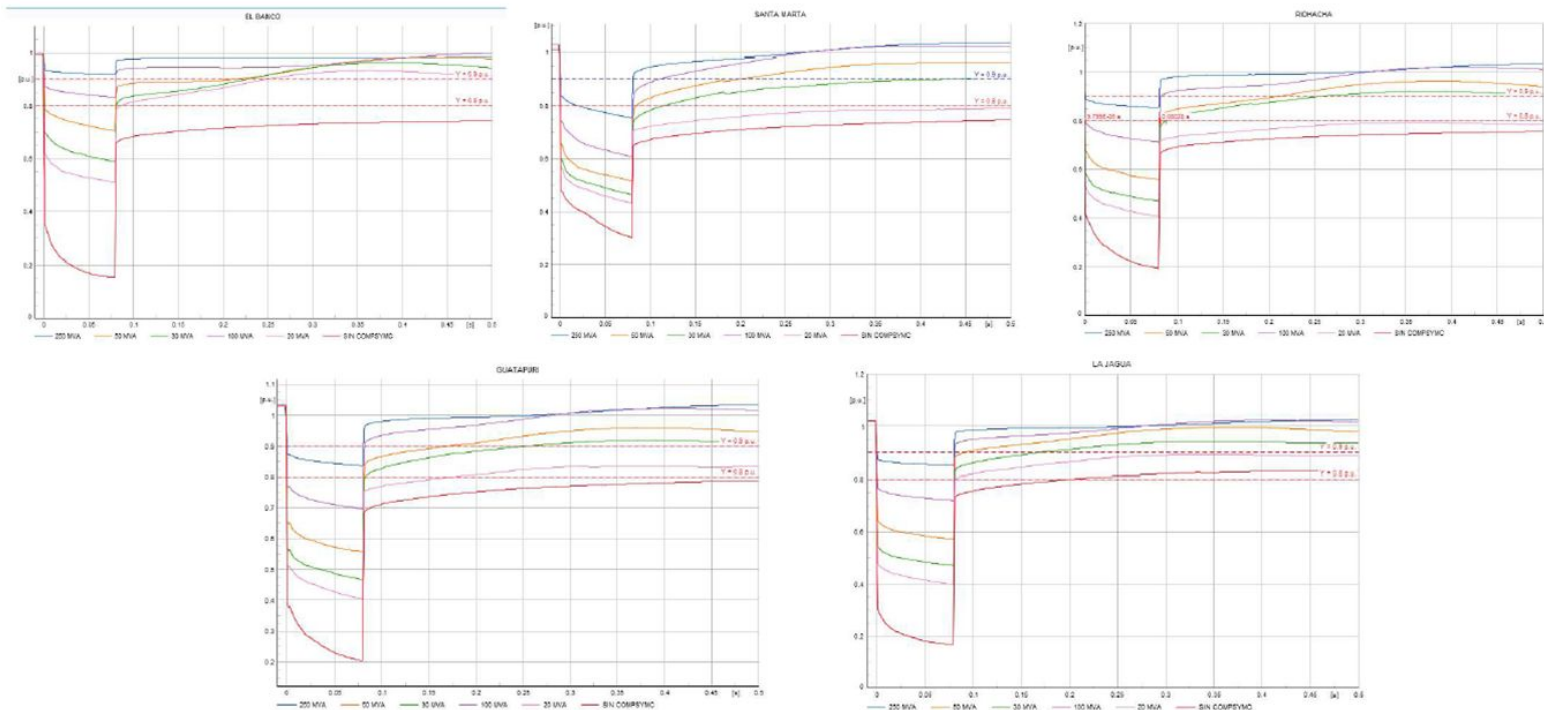


Métrica evaluación técnica – caso base

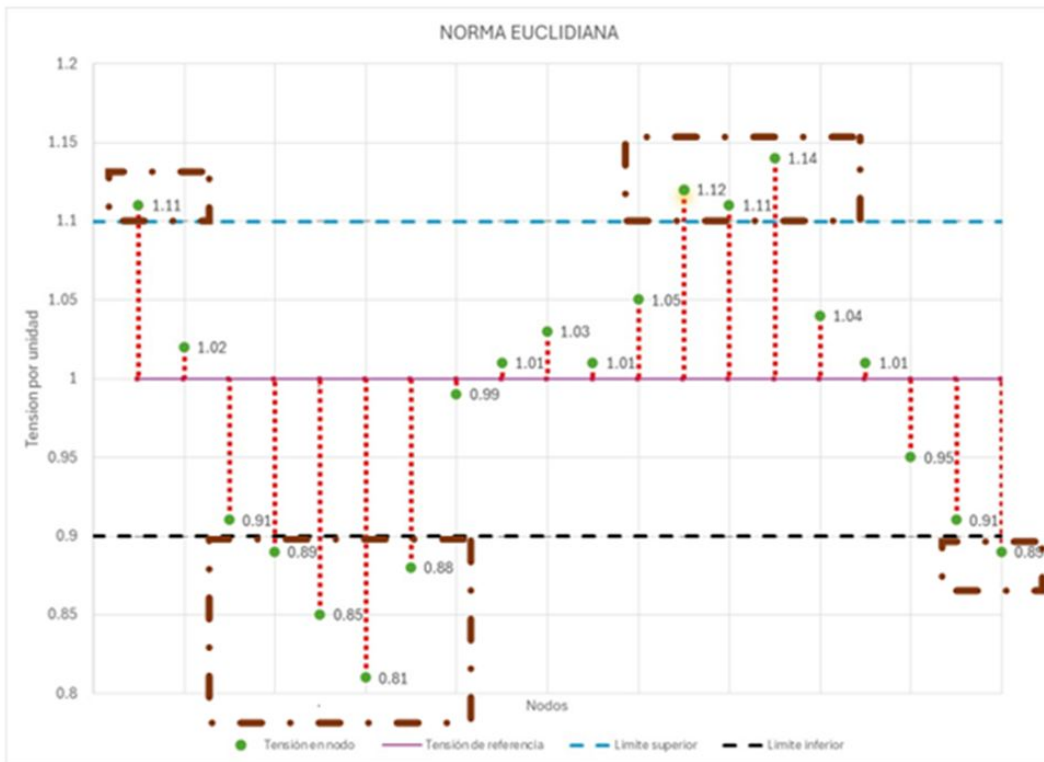
Histograma de frecuencia - Sin compensadores síncronos



Sensibilidad a diferentes valores de compensación



Métrica evaluación técnica



Norma euclidiana

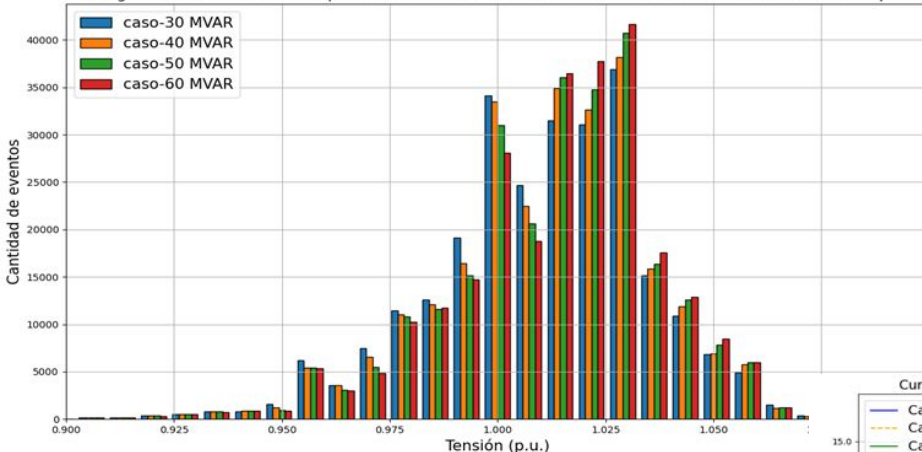
$$\|X_1\| = \sqrt{(V_1 - 1)^2 + \dots + \dots + (V_n - 1)^2}$$

Máxima desviación

$$\|X_2\| = \max [|V_1 - 1|, \dots, \dots, |V_n - 1|]$$

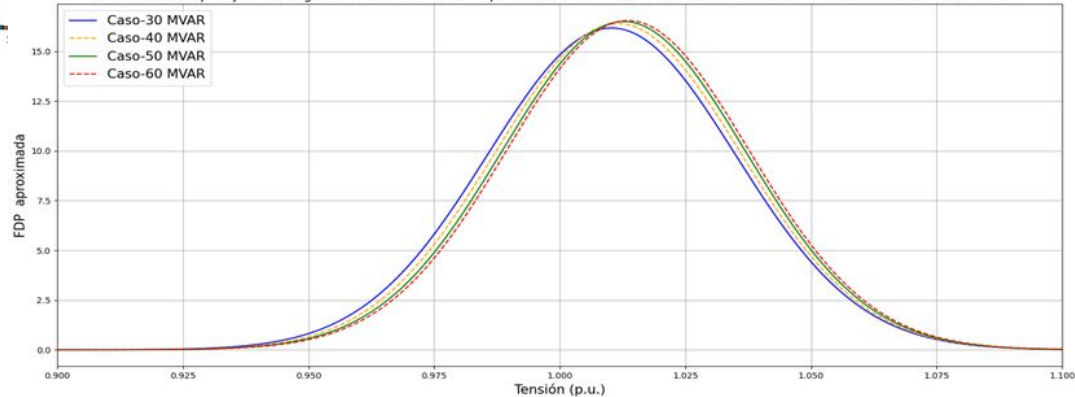
Comparación Gráfica Alternativas

Histograma de frecuencia - Compensadores 30 MVAR VS 40 MVAR VS 50 MVAR VS 60 MVAR - Caso completo



	Evaluación global
Alternativa 1 - 30 MVAR. V_{A1}	0.9178
Alternativa 2 - 40 MVAR V_{A2}	0.9381
Alternativa 3 - 50 MVAR V_{A3}	0.9521
Alternativa 4 - 60 MVAR V_{A4}	0.9533

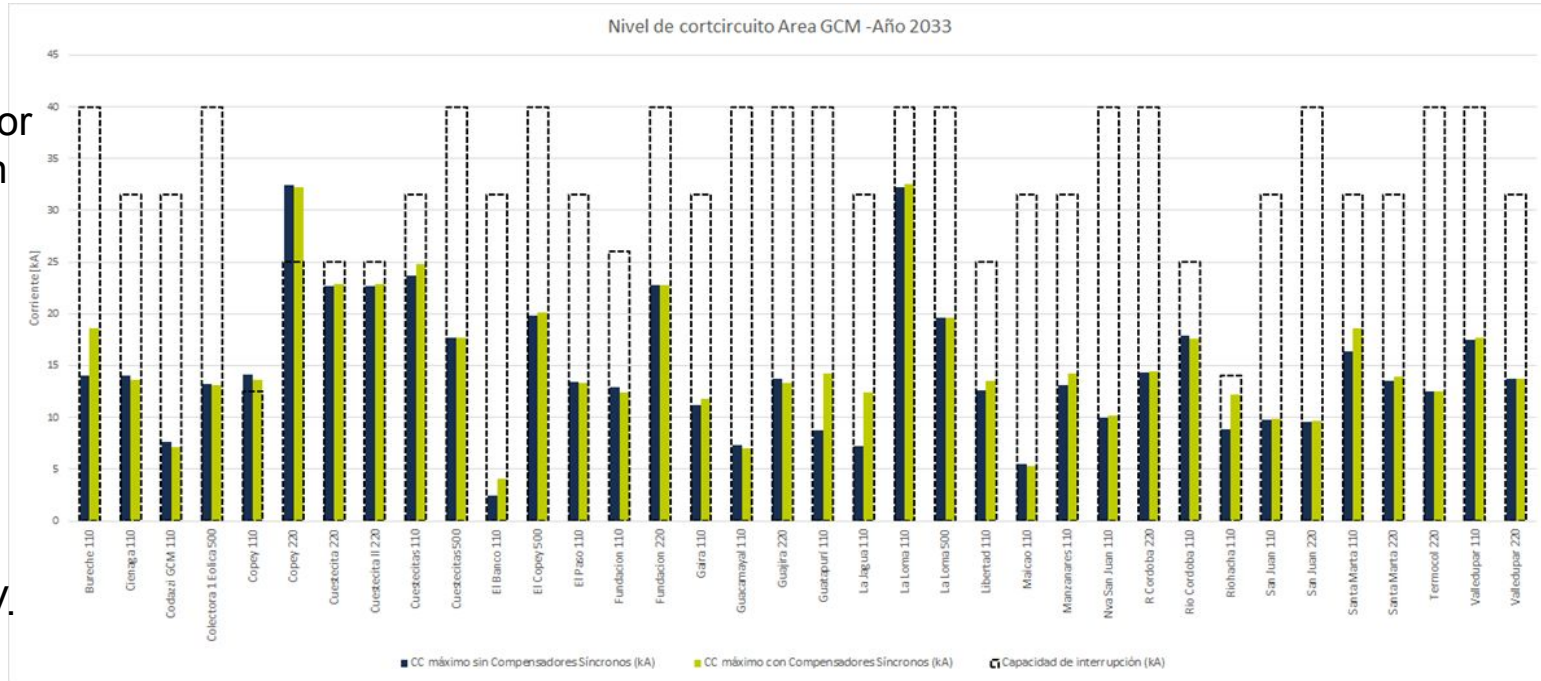
Curva Normal que ajusta histograma de frecuencias - Compensadores 30 MVAR VS 40 MVAR VS 50 MVAR VS 60 MVAR - CASO COMPLETO



Análisis de cortocircuito

Se evidencia aumento en el valor de cortocircuito en las siguientes subestaciones:

Bureche 110kV.
El Banco 110kV.
Guatapuri 110kV.
Jagua 110kV.
Riohacha 110kV.
Santa Marta 110kV.



Costos de la Obra

El proyecto “Compensadores Síncronos STR - Área GCM”, consiste en la ubicación de compensadores síncronos en las subestaciones El Banco, La Jagua, Riohacha, Guatapurí y Bureche, todas en 110 kV, incluidos todos los elementos requeridos para su adecuada conexión al Sistema Interconectado Nacional - SIN

Tabla 1. Resumen de costos de las unidades constructivas del proyecto evaluado + costo estimado de compensador síncrono
CASO 50 MVAR

	Costo en COP - UC	Costo en USD - UC
STR	\$643,599,115,211	\$153,237,884
STN	\$0	\$0
Total	\$643,599,115,211	\$153,237,884

Resumen relación Beneficio/Costo

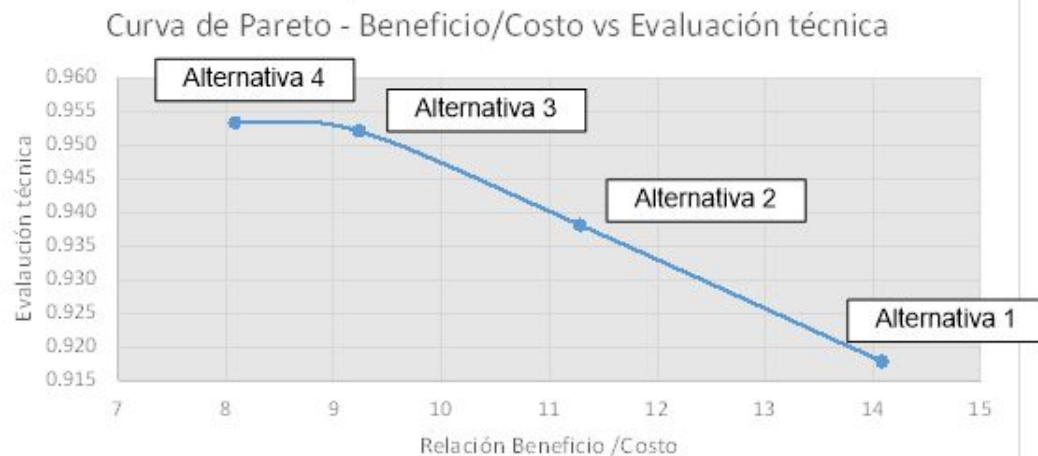
Análisis de las 4 alternativas para la estimación de los Beneficios en el periodo de 25 años

Tabla 2. Horizontes de evaluación e índice de Beneficio/Costo (B/C) calculado.

CARACTERÍSTICAS	B/C
Alternativa 1 - 30 MVAR. V_{A1}	14.085
Alternativa 2 - 40 MVAR V_{A2}	11.282
Alternativa 3 - 50 MVAR V_{A3}	9.234
Alternativa 4 - 60 MVAR V_{A4}	8.083

Curva de Pareto

	Relación B/C	Evaluación técnica
Alternativa 1 - 30 MVAR. V_{A1}	14.085	0.918
Alternativa 2 - 40 MVAR V_{A2}	11.282	0.938
Alternativa 3 - 50 MVAR V_{A3}	9.234	0.952
Alternativa 4 - 60 MVAR V_{A4}	8.083	0.953



Criterio de selección

Tabla 48. Inercia Guajiras

Unidades	Capacidad Nominal (MVA)	Constante de inercia H(s)	MVA-s
GUAJIRA 1	162	3.34	541.08
GUAJIRA 2	162	3.33	544.32
		Total	1085.40

Fuente: PARATEC

Tabla 49. Calculo Inercia de compensadores

	Capacidad Nominal (MVAR)	Constante de inercia H(s)	Cantidad de compensadores	Total por alternativa (MVA-s)
Alternativa 1 - V_{A1}	30	5	5	750
Alternativa 2 - V_{A2}	40	5	5	1000
Alternativa 3 - V_{A3}	50	5	5	1250
Alternativa 4 - V_{A4}	60	5	5	1500

Conclusión

- Al considerar la relación Beneficio/Costo, calculada a partir de la estimación de DNA en condiciones de “red completa” y contingencia sencilla en los escenarios con plazos temporales de 10 años, se obtiene un índice mayor a 1 para todas las alternativas analizadas, concluyendo la viabilidad técnico-económica de la obra evaluada (Compensadores Síncronos STR Área GCM).
- Estas alternativas se evaluaron para diferentes escenarios de operación de manera que se pudiera tener una mejor visión de cómo se comportan los beneficios/costos de la obra a lo largo del tiempo y diferentes condiciones operativas, concluyendo que la alternativa de 50 MVAR es la que cumple con los criterios técnicos y económicos y adicionalmente aporta al sistema la inercia mínima requeridas para reemplazar la salida de la generación térmica de las unidades de Guajira.

Recomendaciones

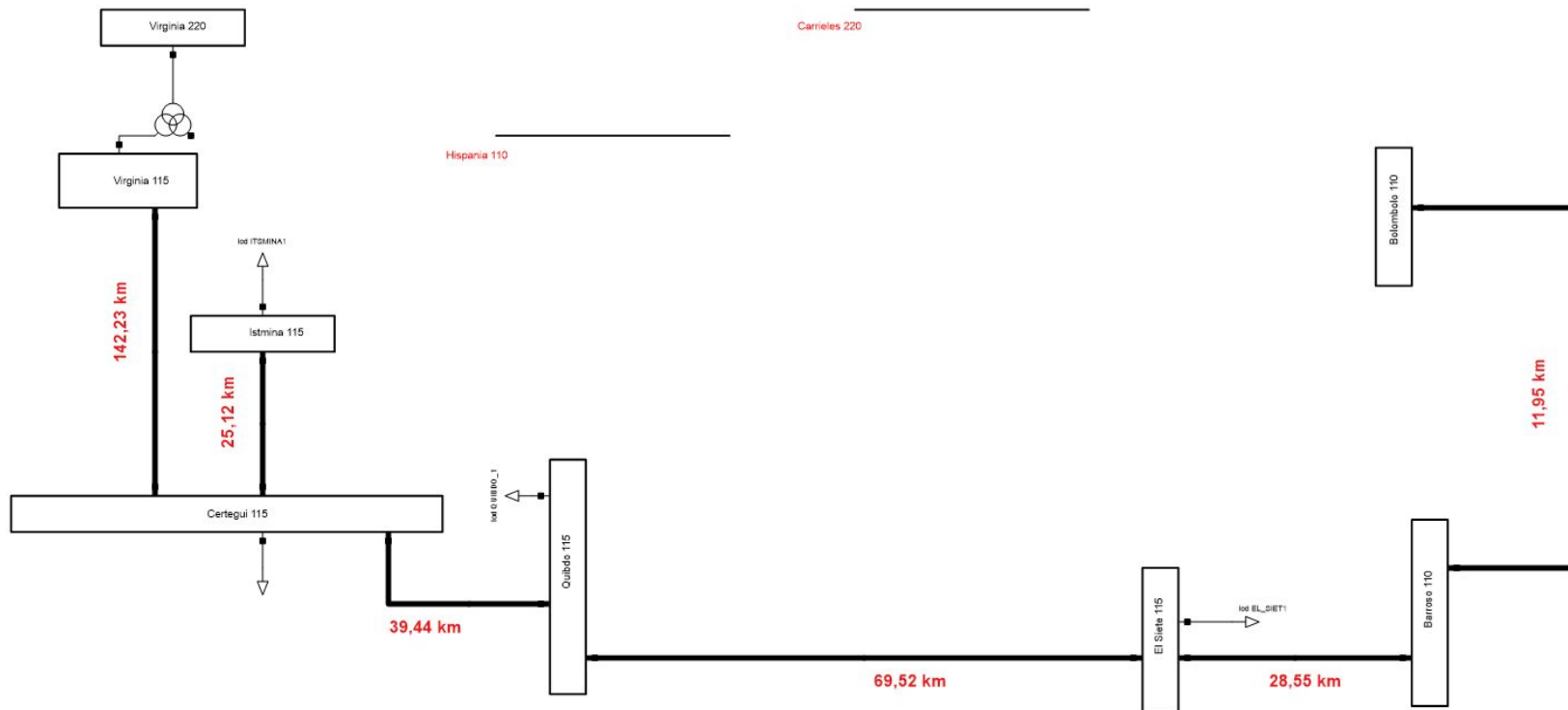
Se recomienda la ejecución de las siguientes obras:

Obras del Sistema de transmisión Regional – STR Sub Área GCM

- El proyecto “Compensadores Síncronos STR - Sub Área GCM”, consiste en la ubicación de compensadores síncronos en las subestaciones El Banco, La Jagua, Maicao, Guatapurí y Bureche, todas en 110 kV, incluidos todos los elementos requeridos para su adecuada conexión al Sistema Interconectado Nacional - SIN

Obra de expansión: 2. S/E Nueva Quibdó 220/115 kV y líneas asociadas + SVC de certegui

Condición actual de la red de DISPAC



Condición actual de la red de DISPAC

Tensiones en barras en red completa - Generación mínima - Sin proyecto						
Subestación	2024			2030		
	DMax	DMed	DMin	DMax	DMed	DMin
Barroso 110	0.999	0.978	1.021	0.984	0.976	1.024
Bolombolo 110	1.002	0.981	1.022	0.988	0.980	1.027
Certegui 115	0.926	0.912	0.960	0.904	0.898	0.954
El Siete 110	0.991	0.971	1.016	0.973	0.965	1.017
Quibdo 115	0.921	0.904	0.956	0.899	0.891	0.951
Virginia 115	0.985	0.979	0.999	0.970	0.966	0.995

Condición actual de la red de DISPAC

Tensiones en barras ante contingencia - Generación mínima - Sin proyecto						
Subestación	2024			2030		
	DMax	DMed	DMin	DMax	DMed	DMin
Barroso 110	No conv	No conv	0.882	No conv	No conv	0.838
Bolombolo 110	0.990	0.955	1.003	0.974	0.965	1.017
Certegui 115	0.701	0.687	0.851	0.796	0.787	0.814
El Siete 110	No conv	No conv	0.866	No conv	No conv	0.820
Quibdo 115	0.661	0.644	0.830	No conv	No conv	0.788
Virginia 115	0.873	0.840	0.935	0.837	0.829	0.934

No conv: Colapso de tensiones

Condición actual de la red de DISPAC

- La Red de DISPAC fue declarada en **estado de alerta** por XM el tres (3) de febrero de 2023
- Bajas tensiones ante la salida de unos de los circuitos del corredor Virginia – Cértegui – Quibdó – El Siete – Barroso – Bolombolo 110 kV
- No se identifican problemas de sobretensiones en el sistema
- **34,6 MW** de demanda máxima
- **32 MW** de Demanda Máxima Atendible – DMA en red completa
- **17,7 MW** de Demanda Máxima Atendible – DMA ante la contingencia más crítica (Cértegui – Virginia 115 kV)

Obra propuesta:

La propuesta de expansión está compuesta de las obras listadas a continuación:

1. Instalación de 30 MVAr de compensación dinámica en la subestación Cértegui 115 kV. **FPO propuesta para el 2027**
2. Nueva subestación 115 kV en la ciudad de Quibdó (Nueva Quibdó 115 kV), mediante el seccionamiento de la línea El Siete - Quibdó 115 kV. **FPO propuesta para el 2030**
3. Barraje de 220 kV en la subestación Nueva Quibdó. **FPO propuesta para el 2030**
4. Doble circuito Carrieles Nueva Quibdó 220 kV. **FPO propuesta para el 2030**
5. Nuevo circuito Certegui - Nueva Quibdó 115 kV. **FPO propuesta para el 2030**
6. Nuevo circuito Hispania - Nueva Quibdó 115 kV. **FPO propuesta para el 2030**
7. Traslado del 50 % de la carga de la subestación Quibdó a la nueva subestación. **FPO propuesta para el 2030**

Resultado obtenidos

Tensiones en barras en red completa - Generación mínima - Con proyecto

Subestación	2027						2030					
	DMax		DMed		DMin		DMax		DMed		DMin	
	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio
Barroso 110	0.992	1.01	0.982	1.00	1.027	1.04	0.992	1.02	0.982	1.01	1.027	1.05
Bolombolo 110	0.995	1.01	0.986	1.00	1.030	1.04	0.995	1.01	0.986	1.01	1.030	1.04
Certegui 115	0.915	1.01	0.906	1.01	0.958	1.01	0.915	1.01	0.906	1.01	0.958	1.01
El Siete 110	0.982	1.02	0.972	1.01	1.021	1.04	0.982	1.03	0.972	1.03	1.021	1.06
Quibdo 115	0.910	0.98	0.900	0.98	0.956	1.00	0.910	1.01	0.900	1.01	0.956	1.02
Virginia 115	0.975	0.99	0.967	0.99	0.994	1.00	0.975	0.98	0.967	0.98	0.994	1.00

Resultado obtenidos

Tensiones en barras ante contingencia - Generación mínima - Con proyecto												
Subestación	2027						2030					
	<u>DMax</u>		<u>DMed</u>		<u>DMin</u>		<u>DMax</u>		<u>DMed</u>		<u>DMin</u>	
	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio
Barroso 110	No conv	0.99	No conv	0.98	0.856	1.02	No conv	1.01	No conv	1.00	0.856	1.04
Bolombolo 110	0.983	0.99	0.971	0.98	1.020	1.03	0.983	1.01	0.971	1.00	1.020	1.04
Certegui 115	0.817	0.96	0.806	0.94	0.829	1.01	0.817	1.01	0.806	1.01	0.829	1.01
El Siete 110	No conv	0.97	No conv	0.96	0.839	1.02	No conv	1.01	No conv	1.00	0.839	1.04
Quibdo 115	0.831	0.889	0.820	0.875	0.805	0.94	No conv	1.00	No conv	1.00	0.805	1.01
Virginia 115	0.858	0.98	0.847	0.97	0.944	1.00	0.858	0.98	0.847	0.97	0.944	1.00

Resultado obtenidos

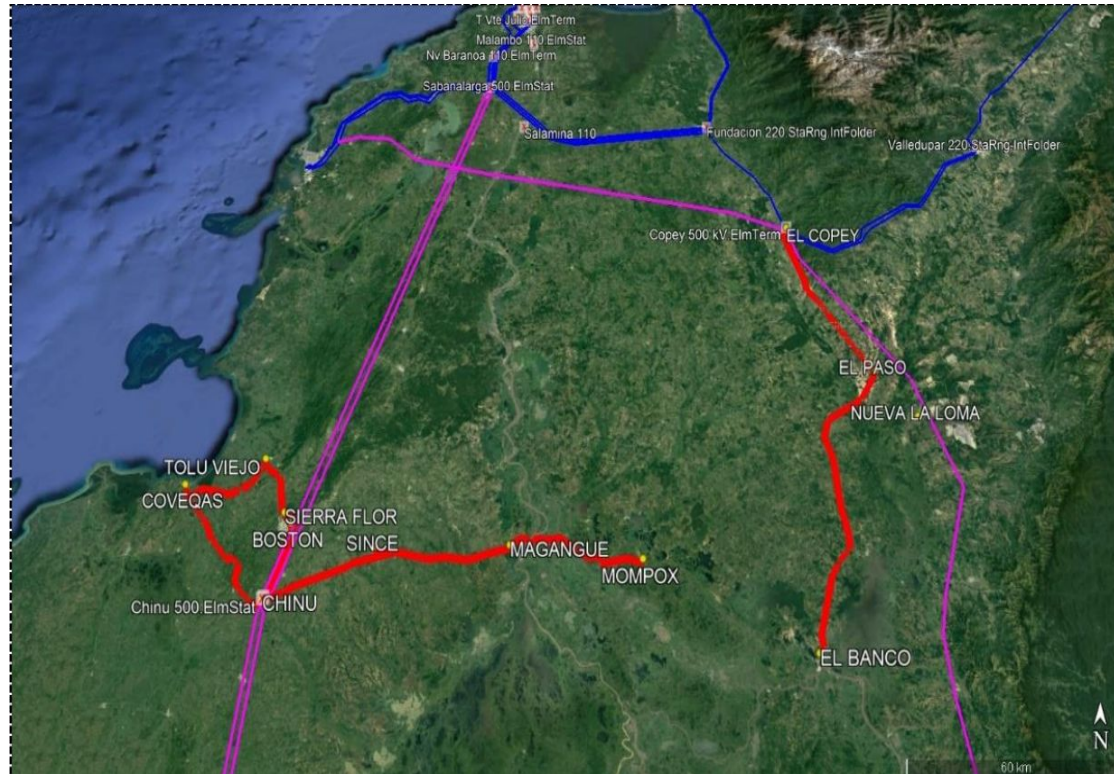
- No se identifican problemas de tensiones con la entrada en operación del proyecto.
- No se identifican problemas de sobretensiones en el sistema.
- **Aumento de la DMA de 32 a 116 MW** en red completa
- **Aumento de la DMA de 17,7 a 97,6 MW**
- Relación **Beneficio/Costo igual a 19.92**

Obra de expansión: 3. S/E Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas

Antecedentes

- 2018 - OR presentó estudio de conexión para interconexión de las zonas: La Loma, El Banco y Mompox, con solución basada en construcción de circuitos sencillos a 110 kV e instalación de bancos de compensación capacitiva en Mompox y Magangué.
- 2020 – UPME aprueba compensación capacitiva 16 MVAR (2 pasos) en Mompox 110 kV, en operación 2023.
- Aumento significativo de la demanda y agotamiento de la red, con restricciones que están generando DNA por sub-tensiones, dada la radialidad del corredor Chinú-Sincé–Magangué-Mompox. Corredor también encuentra inmerso en ESPS asociados a sobrecarga de autotransformadores 3 de Chinú 500/110/34.5 kV. Caso similar, aplica para El Banco 110 kV.
- Los nodos atendidos de manera radial se identifican como los más restrictivos en la determinación de la capacidad de importación de potencia para el área Caribe.
- 2023 – En junio XM considera en condición de emergencia, tanto a Mompox 110 kV, como El Banco 110 kV.
- 2023 - AFINIA presenta una tercera alternativa del proyecto denominada “Subestación Nueva Magangué -500/110 kV”, para eliminar conexiones radiales en el corredor Chinú - Sincé – Magangué – Mompox 110 kV y El Banco 110 kV.

Ubicación



Fuente: Estudio AFINIA

Alcance propuesto

a. Reconfiguración de la línea Chinú – El Copey 500 kV (232 km), en Chinú – Nueva Magangué – El Copey, con aproximadamente 25 km desde la intercepción de la línea a la ubicación actual de la subestación Magangué.

b. Las 2 fases de la 3ra alternativa del Plan de AFINIA "*Interconexión La Loma - El Banco - Mompox*" que tienen los siguientes alcances constructivos:

Fase 1:

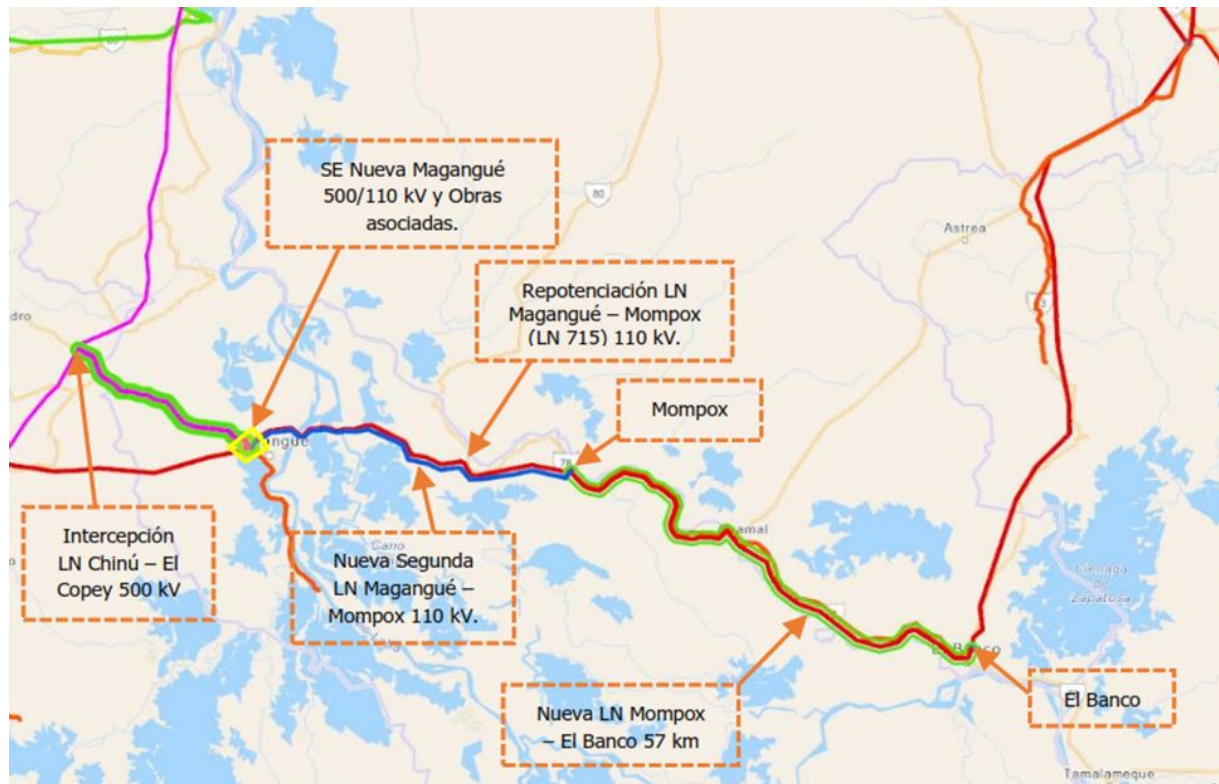
- Construcción nueva S/E Magangué 500/110 kV, alimentada a través de la reconfiguración de la línea Chinú – El Copey 500 kV. (2028)
- Repotenciación de la línea Magangué – Mompox (LN 715) 110 kV. (2028)
- Construcción nueva línea Mompox – El Banco (57 km) 110 kV. (2028)

Fase 2:

- Construcción segunda línea Magangué – Mompox (45 km) 110 kV. (2029)

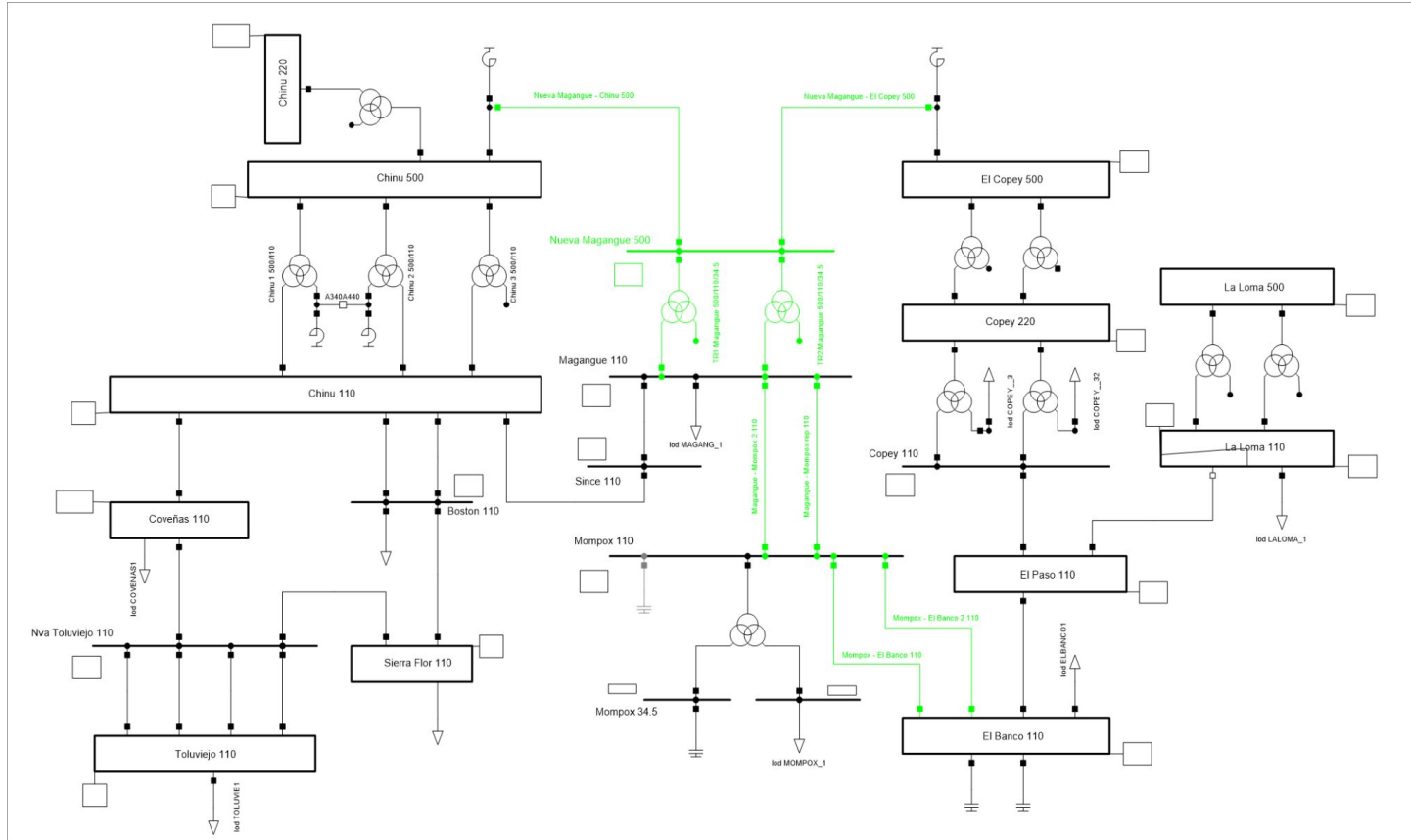
c. Un segundo circuito Mompox - El Banco 110 kV (57 km) (2029)

Alcance del proyecto



Fuente: Estudio AFINIA

Unifilar de obra propuesta



Análisis técnicos - Consideraciones y supuestos

- El horizonte de análisis corresponde con los años límite 2027 y 2033.
- En los análisis se consideraron los siguientes escenarios críticos de generación
 - G1 = Despacho con máxima generación dentro de la sub área Córdoba-Sucre y Cerromatoso
 - G2 = Despacho con mínima generación dentro de la sub área Córdoba-Sucre y Cerromatoso
- No se considera la topología y activos del SDL. Se consideraron los escenarios para demanda máxima, media y mínima.
- Se utilizó software DigSilent para la simulación de flujos de carga y análisis de cortocircuito, donde el modelo de red incluyó las obras de expansión aprobadas en el plan de expansión, junto con los cambios de FPO vigentes.

Análisis técnicos – Resultados (1)

Sin Proyecto (Despachos G1 y G2 - Escenarios de demanda máxima y media) :

Incumplimiento generalizado, en red completa como con contingencias sencillas, respecto de los niveles de tensión en los distintos nodos de la zona de influencia del proyecto. Red no converge para contingencia del transformador Chinú 3 500/110 kV y se observa mayor acentuación de las subtensiones en Mompox y Magangué.

Respecto de cargabilidad, se observan niveles de carga que exceden los valores nominales en líneas y transformadores, siendo relevantes las sobrecargas en los transformadores Chinú 2 500/110 kV y Chinú 3 500/110 kV, así como en las líneas Magangué – Sincé 1 110 kV, Chinú – Sincé 1 110 kV, principalmente.

A nivel de cortocircuito se observan agotamientos de las capacidades de interrupción en Copey 220 kV, Copey 110 kV, Chinú 110 kV y Chinú Planta 110 kV.

Con Proyecto (Despachos G1 y G2 - Escenarios de demanda máxima y media) :

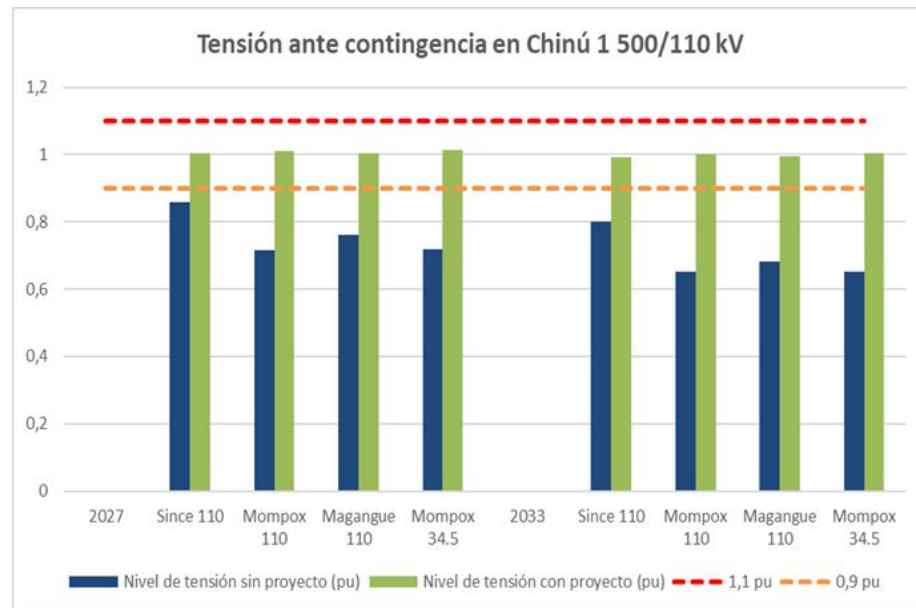
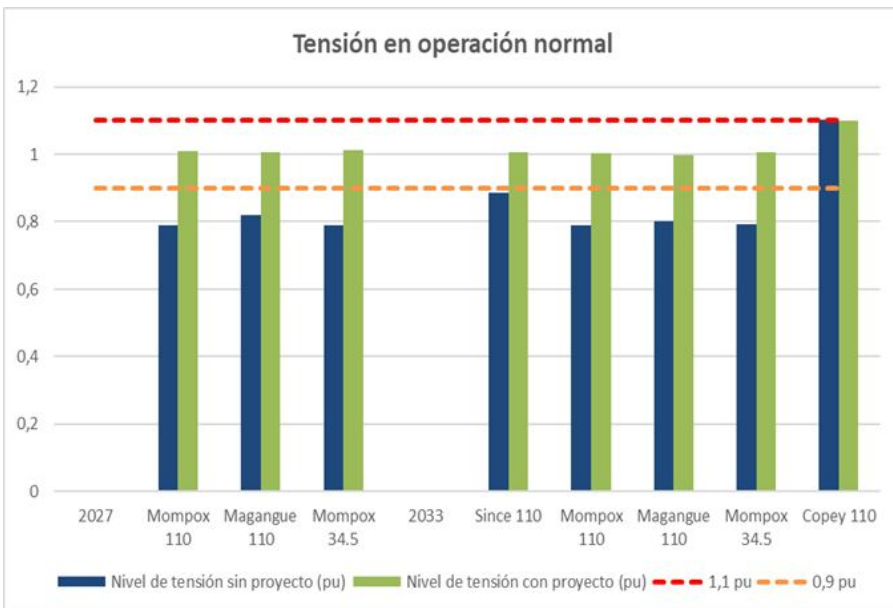
Mejora y mantenimiento de los niveles de tensión en los nodos que se tenían como críticos sin la existencia del proyecto. Ante contingencias en Chinú -Chinú Planta 1 110 kV o Chinú – San Marcos 1 110 kV, se observan subtensiones en Chinú Planta, Nueva Lorica y San Marcos 110 kV donde las obras propuestas impactan levemente, mejorando el perfil de las tensiones, pero manteniéndose en el rango de subtensión. Ante contingencia El Copey – El Paso 1 110 kV se observa sobretensión en Copey 110 kV.

Análisis técnicos – Resultados (2)

Con Proyecto (Despachos G1 y G2 - Escenarios de demanda máxima y media) :

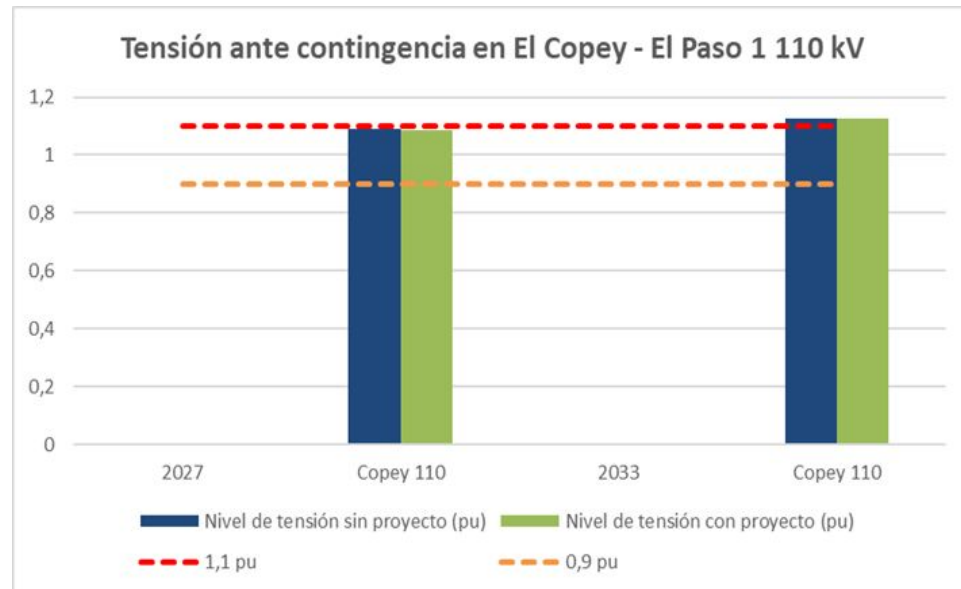
- Se eliminan las sobrecargas en red completa, con excepción del TR Copey 5 220/110 kV, que tiene mayor carga que su TR paralelo. Las obras propuestas no impactan significativamente el nivel de carga de tal elemento.
- Ante la contingencia del TR Valledupar 1 220/34.5/13.8 kV se observa la sobrecarga del TR Valledupar 12 220/334.5/13.8 kV. Las obras propuestas no impactan significativamente el nivel de carga de tal elemento.
- A nivel de cortocircuito no se observan impactos significativos en los niveles de cortocircuito en las subestaciones de la zona de influencia a excepción de la S/E Magangué 110 la cual pasará de 0,093 a 0,95 p.u., con 30 kA.

Análisis técnicos – Resultados en tensión

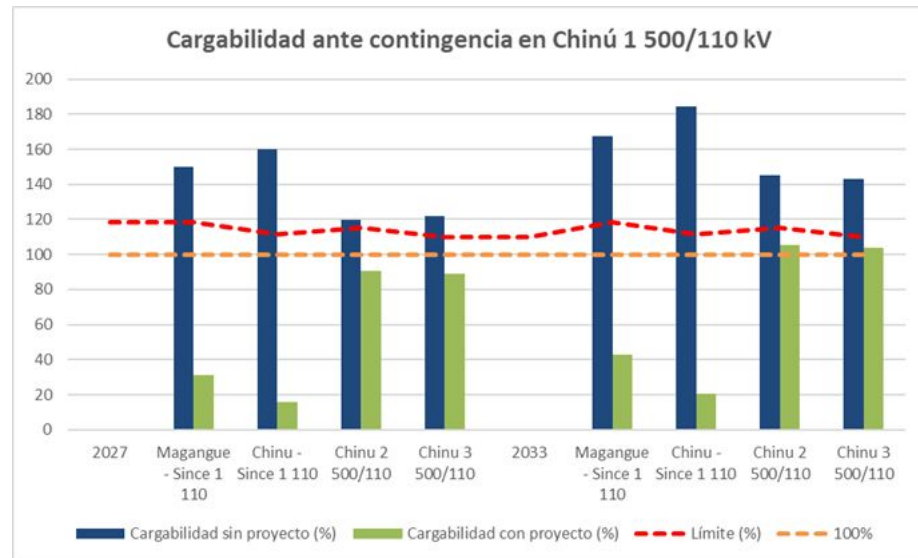
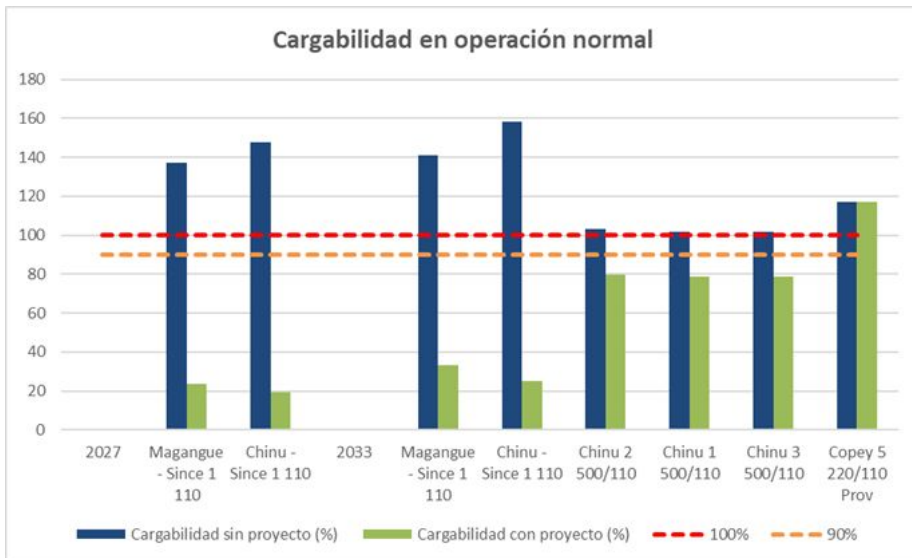


Sin el proyecto, el sistema no converge ante contingencia del transformador Chinú 3 500/110 kV

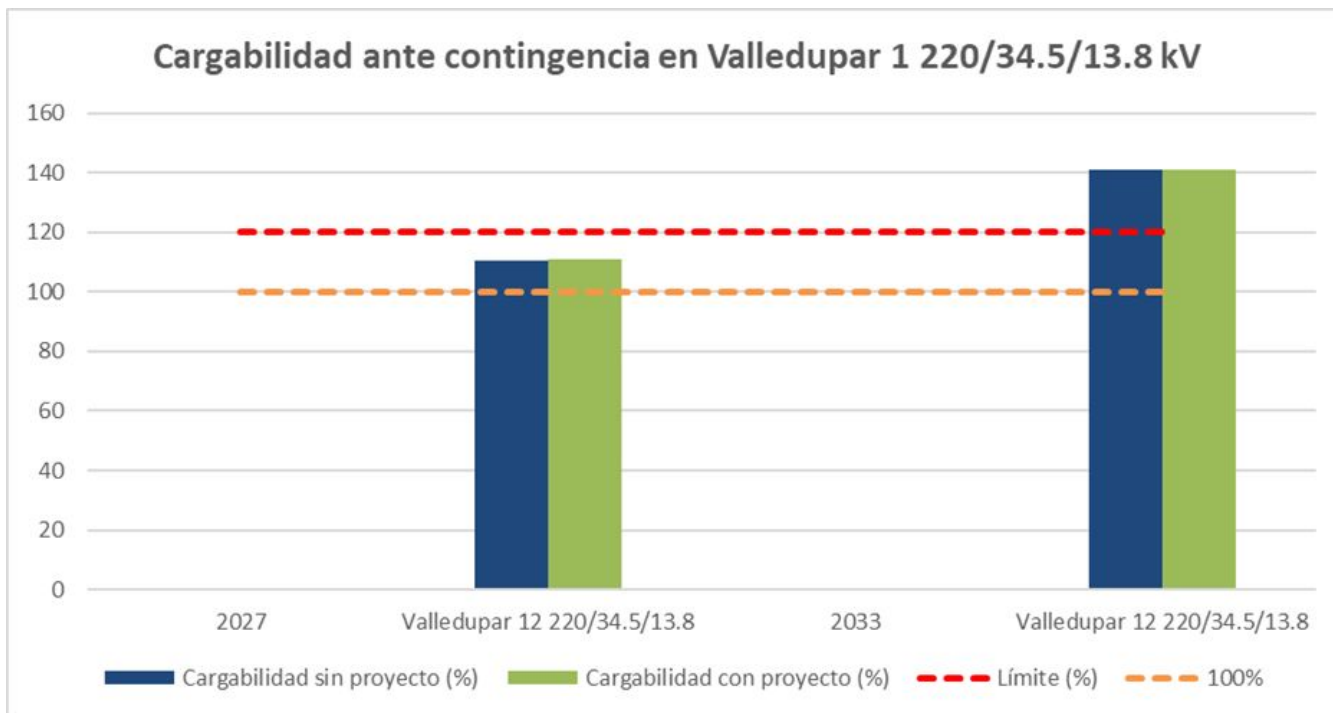
Análisis técnicos – Resultados en tensión



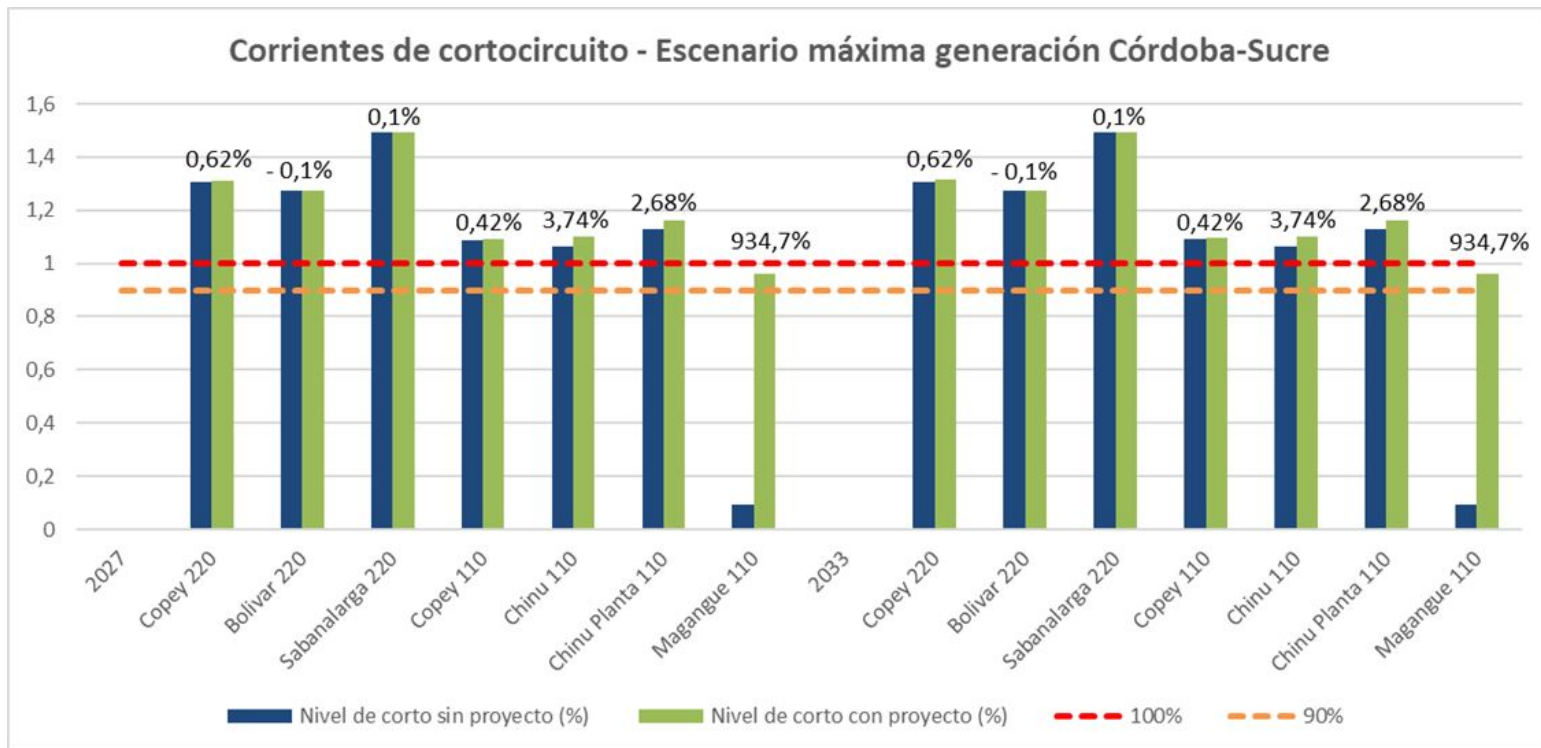
Análisis técnicos – Resultados en cargabilidad



Análisis técnicos – Resultados en cargabilidad



Análisis técnicos – Resultados en cortocircuito



Análisis económicos – Costos

Tabla 1. Costo del proyecto en UC

	Costo en \$ - UC	Costo en USD - UC
Costo en STR	\$ 54.522.766.368,91	\$ 13.996.669,51
Costo en STN	\$ 116.187.791.734,51	\$ 29.826.845,37
Costo total	\$170.710.558.103,41	\$ 43.823.514,88

Fuente: UPME -Se valoración en unidades constructivas según resoluciones CREG 015 de 2017 y CREG 011 de 2009.

Análisis económico – Beneficios

Se efectuó valoración de los impactos del proyecto en la disminución de la demanda no atendida (DNA), bien causada por efectos del agotamiento de la red, así como de la energía no suministrada (ENS) con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del sistema de transmisión regional (STR).

$$B_DNAM_t = \sum_d^D CRO_{d,t} \cdot (DNA_SP_{d,t} - DNA_CP_{d,t}) \cdot h_d \cdot 365$$

$$\forall d \in \{D_{max}, D_{med}, D_{min}\}$$

Donde:

B_DNAM_t: beneficios en año *t* por mitigación de DNA

CRO_{d,t}: Escalón de racionamiento asociado a nivel de DNA

DNA_SP_{d,t}: Demanda no atendida sin proyecto

DNA_CP_{d,t}: Demanda no atendida con proyecto

h_d: horas del periodo de demanda

Análisis económicos – Relación B/C

Tabla 2. Costos y beneficios del proyecto

Total Beneficios	\$USD 221.169.339,00
Total Costos	\$USD 43.823.514,88
Relación B/C	5,0

Fuente: UPME

Obra de expansión:

4. S/E Tonchalá 220 kV + SVC en ínsula 115 kV

Tonchalá 230/115 kV y líneas asociadas

Nombre de la obra	Descripción de la Obra	Objetivo
Tonchalá 230/115 kV y líneas asociadas	Ampliación de la subestación Tonchalá 115 kV (proyectada a entrar en el 2026) con dos bahías de transformación 230/115 kV, dos bancos de tres autotransformadores monofásicos de 50 MVA cada uno, permitiendo la conexión al STN a partir de la apertura de la línea “Tasajero – Cúcuta 230 kV”.	Mitigar condiciones inseguras y fuera de los rangos operativos ante eventos de contingencia simples en los activos de la subárea Norte de Santander desde el año de entrada en operación (2028)

SVC en Ínsula 115 kV

Nombre de la obra	Descripción de la Obra	Objetivo
SVC en Ínsula 115 kV	Conexión de un SVC de 80 MVAR en la subestación Ínsula 115 kV.	Mitigar condiciones inseguras y fuera de los rangos operativos ante eventos de contingencia simples en los activos de la subárea Norte de Santander desde el año de entrada en operación (2028)

Tonchalá 230/115 kV y líneas asociadas y SVC en ínsula

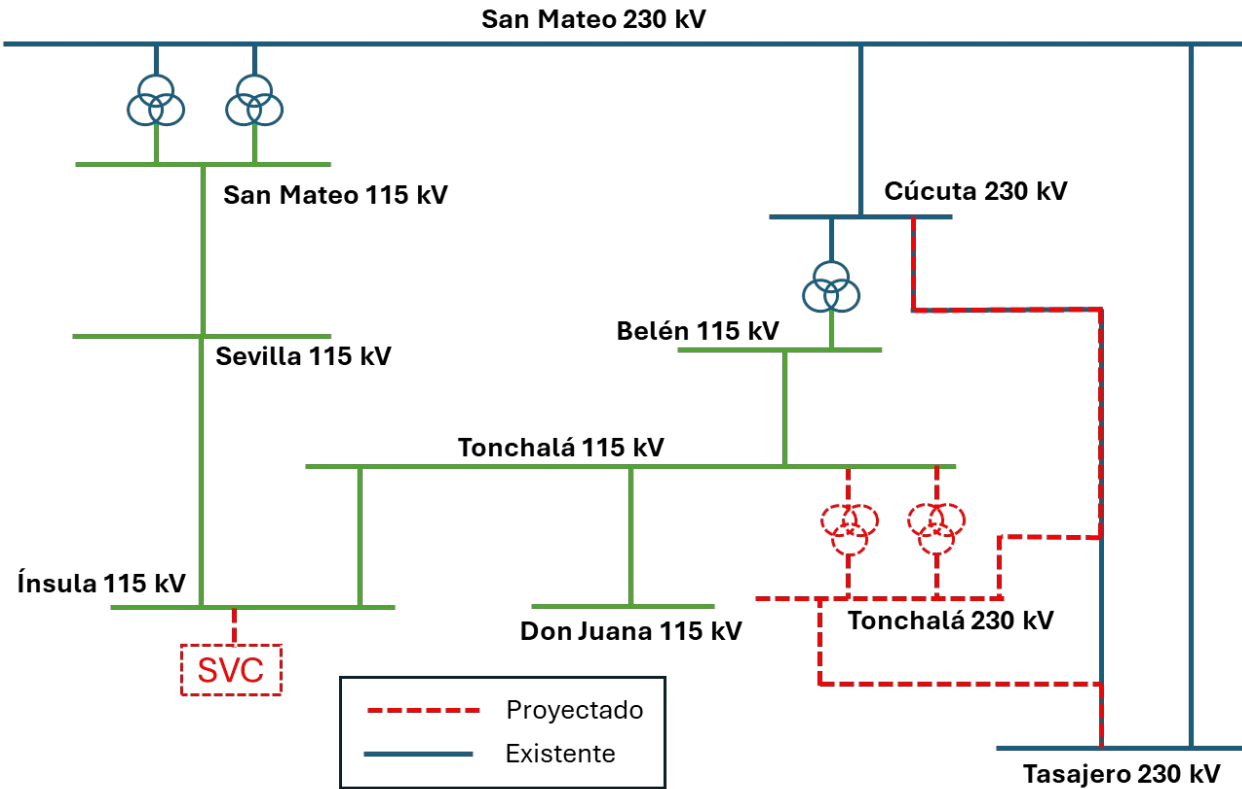


Fig 1. Diagrama de conexión - Tonchalá 230/115 kV y líneas asociadas

Supuestos y consideraciones de evaluación

Consideraciones	2023	2025	2026
Obras de expansión del STR	Compensación Ayacucho 1x5MVAR	<ul style="list-style-type: none"> • Repotenciación línea Tibu – Zulia 115 kV • Reconfiguración S/E Sevilla 115kV 	<ul style="list-style-type: none"> • Repotenciación línea Convención-Tibú 115 kV • Construcción S/E Don Juana 115 kV • Construcción S/E Tonchala 115 kV
Condiciones operativas		<ul style="list-style-type: none"> • Los dos compensadores capacitivos en la subestación Belén 115 kV se activaron para el escenario de demanda máxima. • Para los escenarios de demanda media y mínima, solo uno de estos compensadores capacitivos se activó. • El enlace Guateque – Sesquilé 115 kV se encuentra normalmente abierto • El tap de los transformadores se tomó en su posición neutral 	
Escenarios de evaluación		<ul style="list-style-type: none"> • Escenario 0 - Condiciones de máxima demanda y máxima generación dentro de las subáreas Santander y Norte de Santander • Escenario 1 - Condiciones de máxima demanda y mínima generación dentro de las subáreas Santander y Norte de Santander 	

Tonchalá 230/115 kV - Dos transformadores trifásicos de 150 MVA

Resultados eléctricos - Perfiles de tensión

- En condiciones de “Red Completa” se presentan subtensiones desde el año 2043

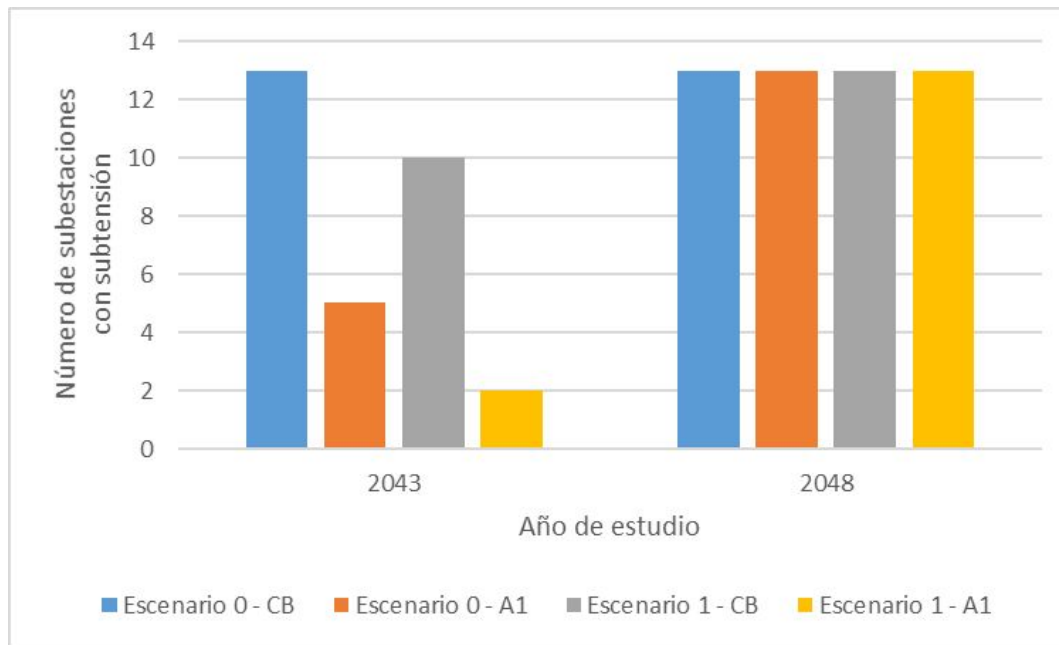


Fig 3. Subestaciones con violación de los perfiles de tensión en condición de “Red Completa”.

Resultados eléctricos - Perfiles de tensión

- En contingencia el proyecto reduce las subestaciones con violación de los perfiles de tensión
- Las principales violaciones se encuentran en las subestaciones “Ayacucho”, “Aguachica” y “Buturama”

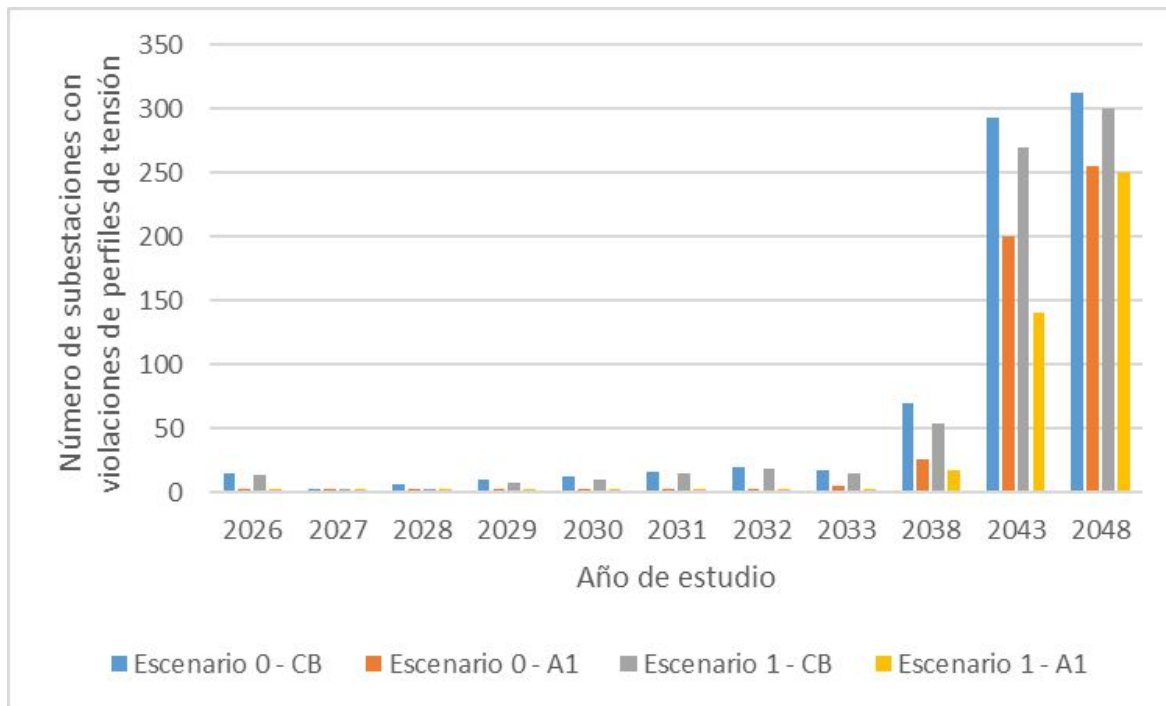


Fig 3. Subestaciones con violaciones de los perfiles de tensión ante contingencias sencillas.

Resultados eléctricos - Sobrecargas

- Al considerar la evolución en las cargabilidades de los activos asociados al proyecto, se evidencia la idoneidad de potencia definida para los transformadores de Tonchalá 230/115

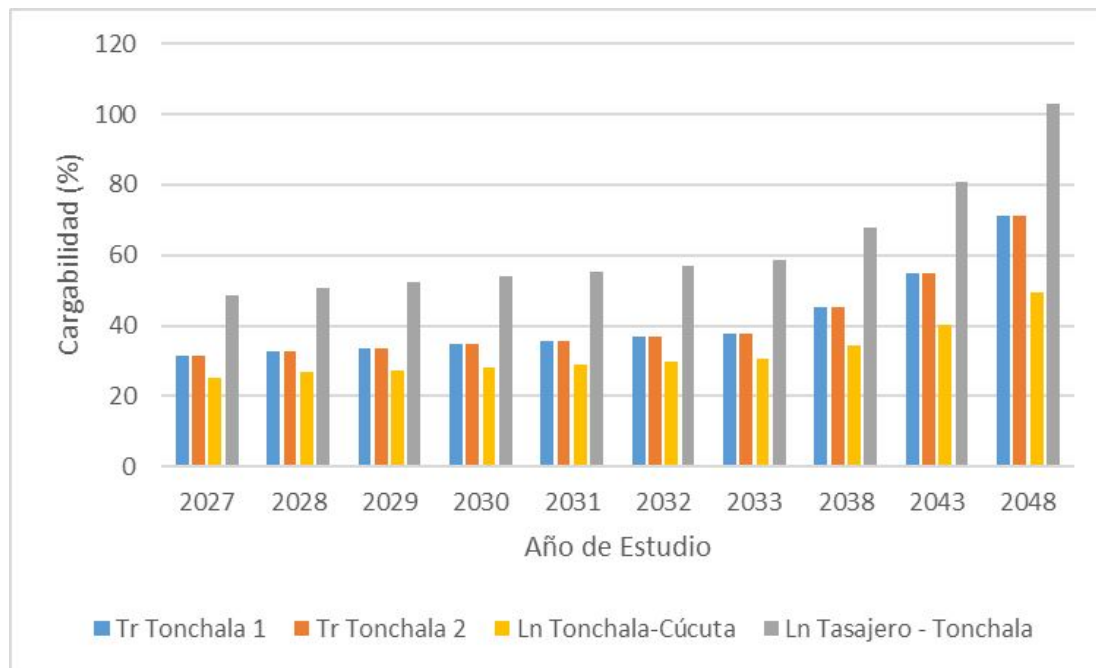


Fig 4. Elementos con sobrecarga en condición de “Red Completa” para el año 2048.

Resultados eléctricos - Sobrecargas

- En condiciones de “Red Completa” se presentan sobrecargas de activos de uso desde el año 2038 - Son mitigadas por el proyecto en Evaluación hasta el año 2048
- La línea “Tasajero - Tonchala” proyectada a entrar presenta sobrecarga en el horizonte de evaluación estudiado

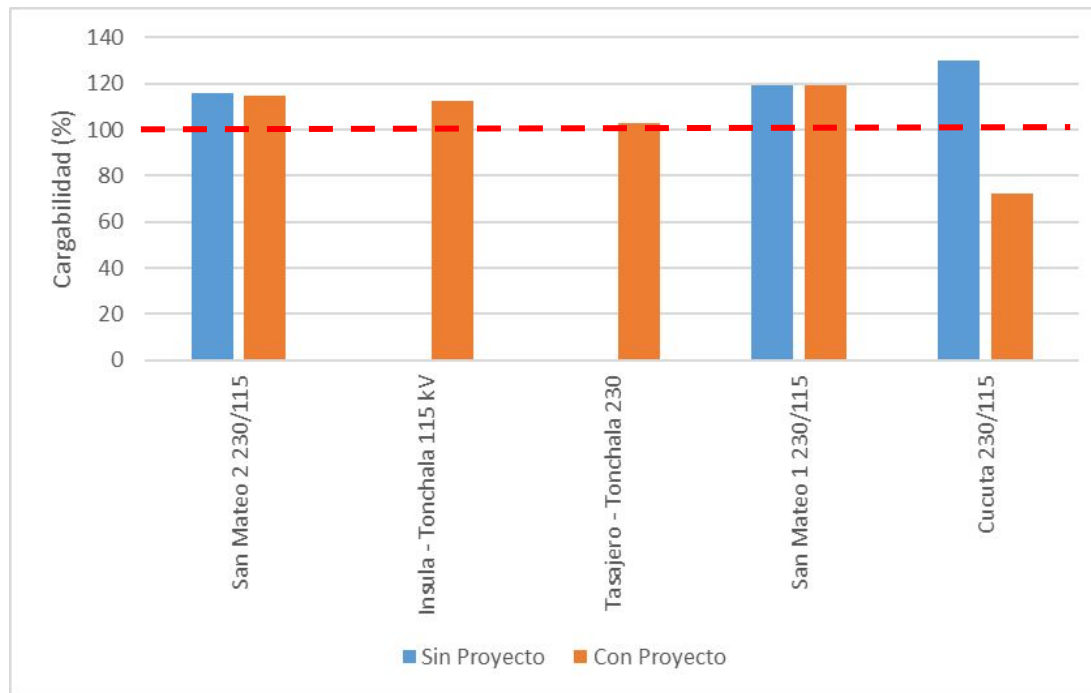


Fig 4. Elementos con sobrecarga en condición de “Red Completa” para el año 2048.

Resultados eléctricos - Sobrecargas

- Ante eventos de contingencia sencilla se presentan múltiples elementos con sobrecargas, mitigados en gran medida por el proyecto

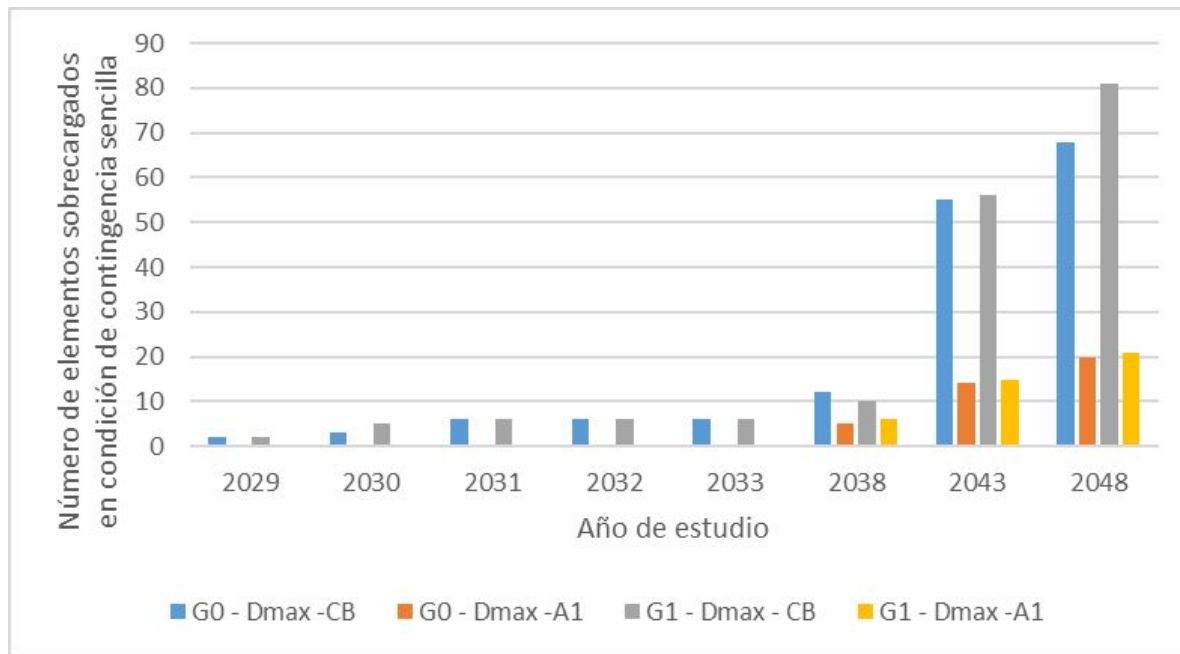


Fig 5. Elementos con sobrecarga ante escenarios de contingencias sencillas.

Resultados eléctricos - Corto-circuito

- Al considerar la capacidad de interrupción por subestaciones en la siguiente figura se presentan las corrientes de falla máxima esperadas por subestación para el 2027, comparadas contra la corriente de interrupción reportada por los operadores de red.

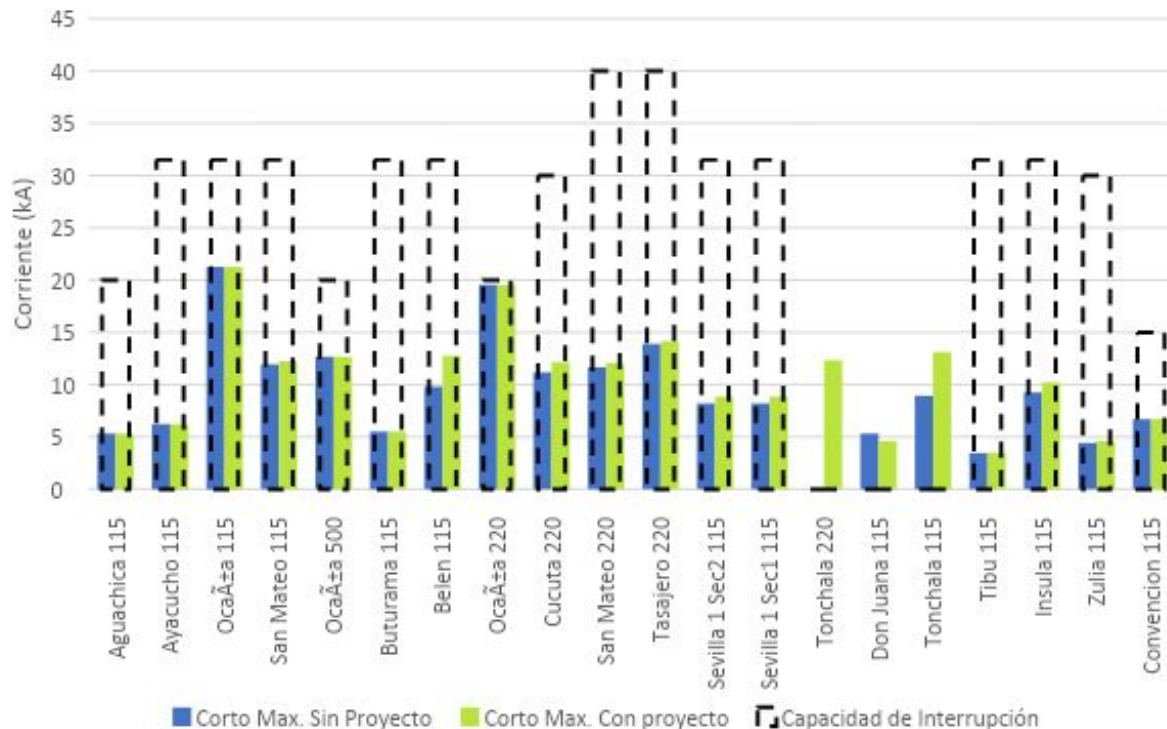


Fig 6. Corrientes de cortocircuito máximas y capacidades de interrupción por barra (Año 2027).

SVC de 80 MVAR en la subestación Ínsula 115 kV

Supuestos y consideraciones de evaluación

Condiciones operativas

- Se consideran las mismas condiciones operativas presentadas para el proyecto Tonchalá 230/155 kV
- El SVC es configurado para garantizar una tensión de 1 pu en la SE Ínsula 115 kV.
- El SVC es configurado con un deadband definido entre 0.9 y 1.1 pu de la tensión en la SE Ínsula 115 kV.

:

Escenarios de evaluación

- Escenario 0 - Condiciones de máxima demanda y máxima generación dentro de las subáreas Santander y Norte de Santander
- Escenario 1 - Condiciones de máxima demanda y mínima generación dentro de las subáreas Santander y Norte de Santander
- Caso Base - Red con conexión del proyecto Tonchalá 230/115 kV

FPO

- Se propone como FPO inicial el año 2028

Resultados eléctricos - Perfiles de tensión

- En condiciones de “Red Completa” se presentan subtensiones desde el año 2043 y las cuales se ven reducidas por el SVC
- Las principales subestaciones con subtensiones corresponden a Ayacucho, Aguachica y Buturama, fuera del alcance de la zona de influencia de los proyectos Tonchalá 230 kV y SVC en Ínsula 115 kV

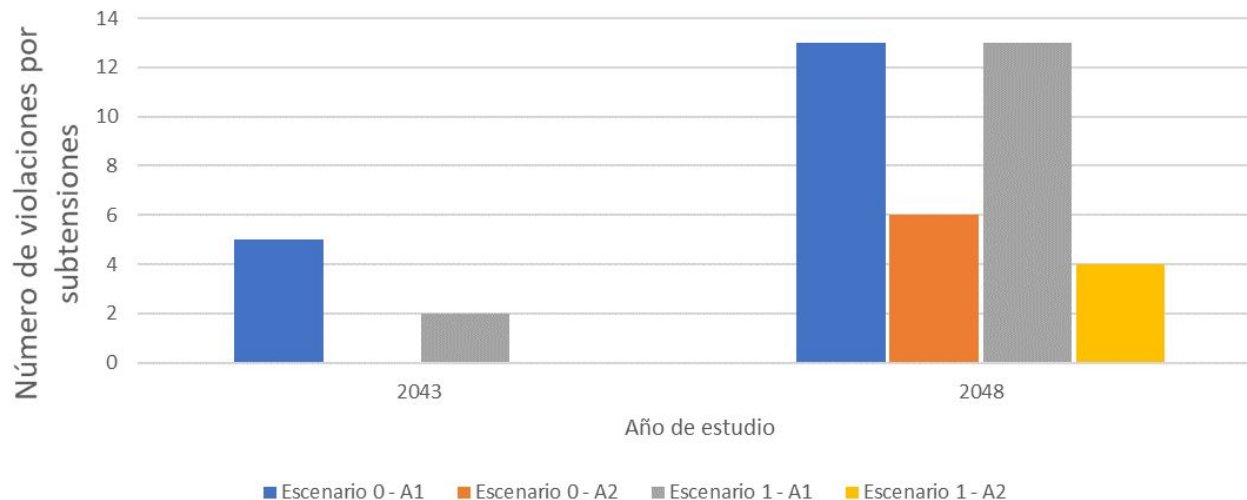


Fig 7. Número de violaciones por subtensiones en condición de “Red Completa”.

Resultados eléctricos - Perfiles de tensión

- Ante contingencias sencillas se presentan violaciones por subtensiones desde el año 2027, las cuales van aumentando con el paso del tiempo y las cuales el SVC mitiga desde el año 2033

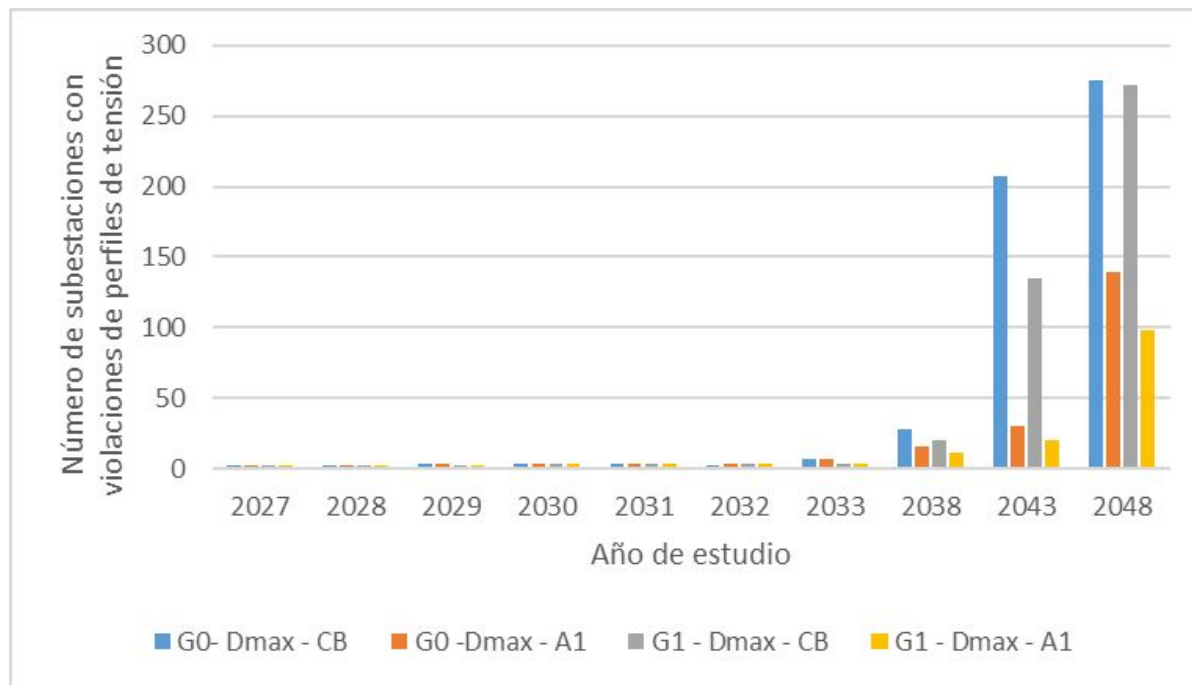


Fig 8. Número de violaciones por subtensiones ante contingencias

Resultados eléctricos - Cargabilidades

- En condiciones de “Red Completa” se presentan sobrecargas desde el año 2048 y las cuales se ven reducidas por el SVC

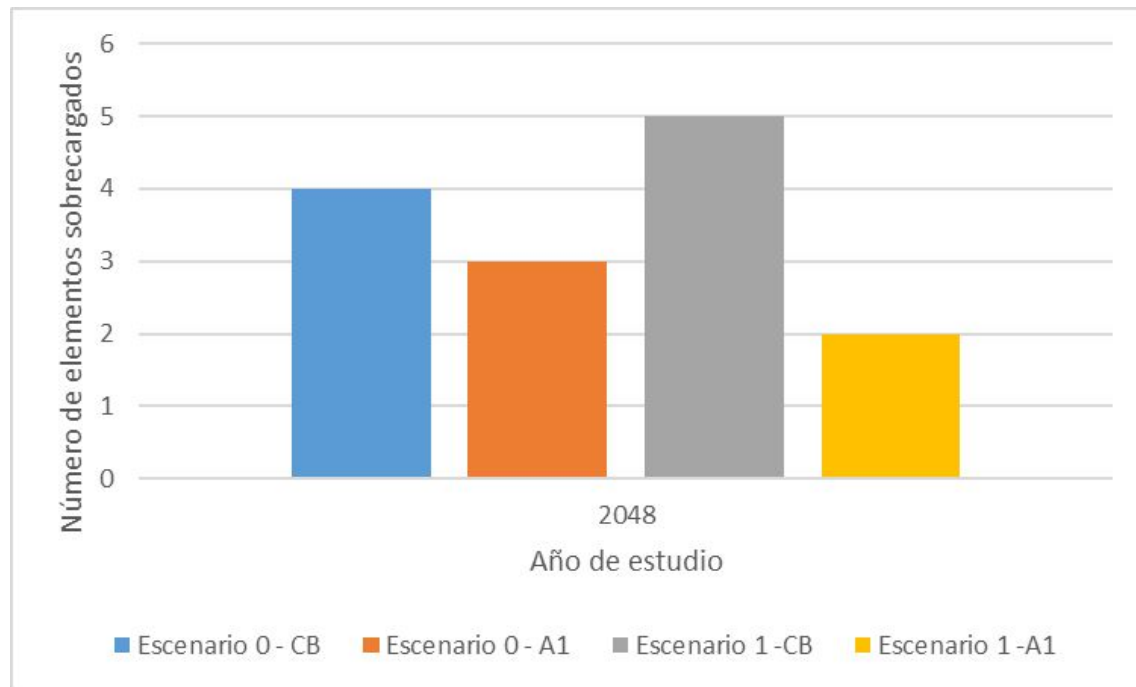


Fig 9. Número de violaciones por sobrecarga en condición de “Red Completa”.

Resultados eléctricos - Sobrecargas

- La instalación SVC complementa el proyecto Tonchalá 230/115 kV, mitigando la sobrecarga en las líneas de conexión de la SE Tonchalá 230 y 115 kV

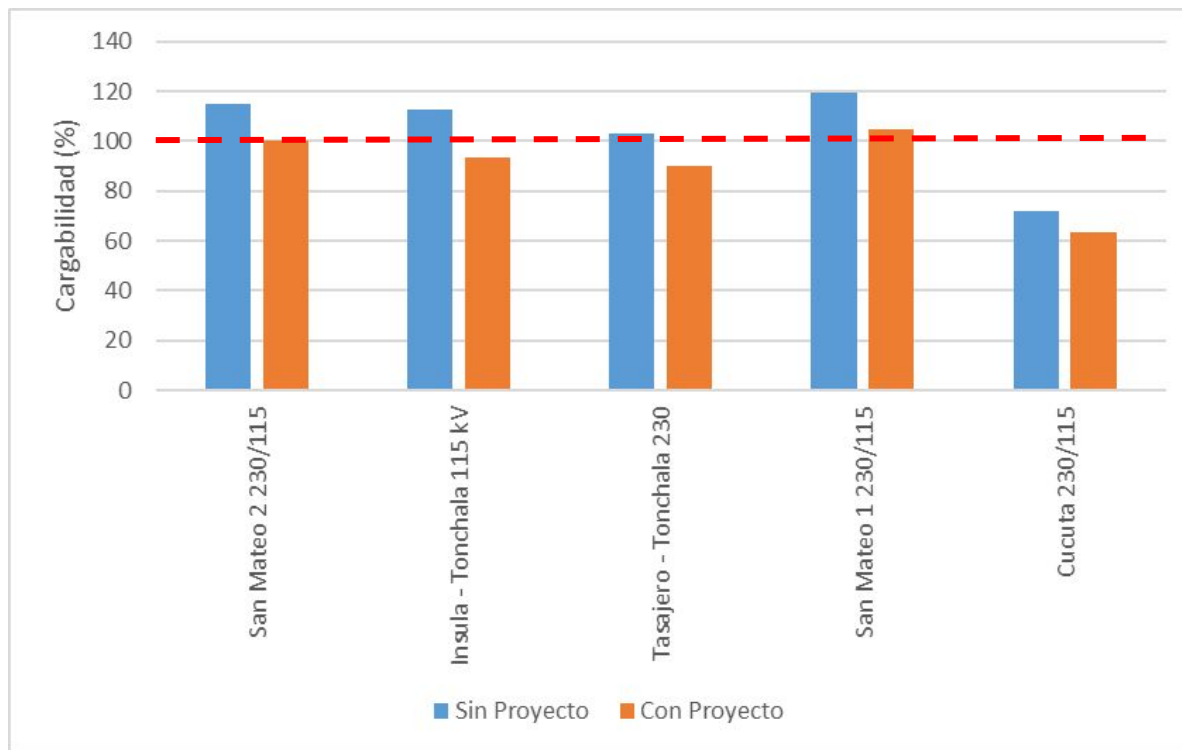


Fig 10. Elementos con sobrecarga en condición de “Red Completa” para el año 2048.

Resultados eléctricos - Cargabilidades

- Ante contingencias sencillas se presentan violaciones por sobrecargas desde el año 2038, con poco impacto causado por el SVC

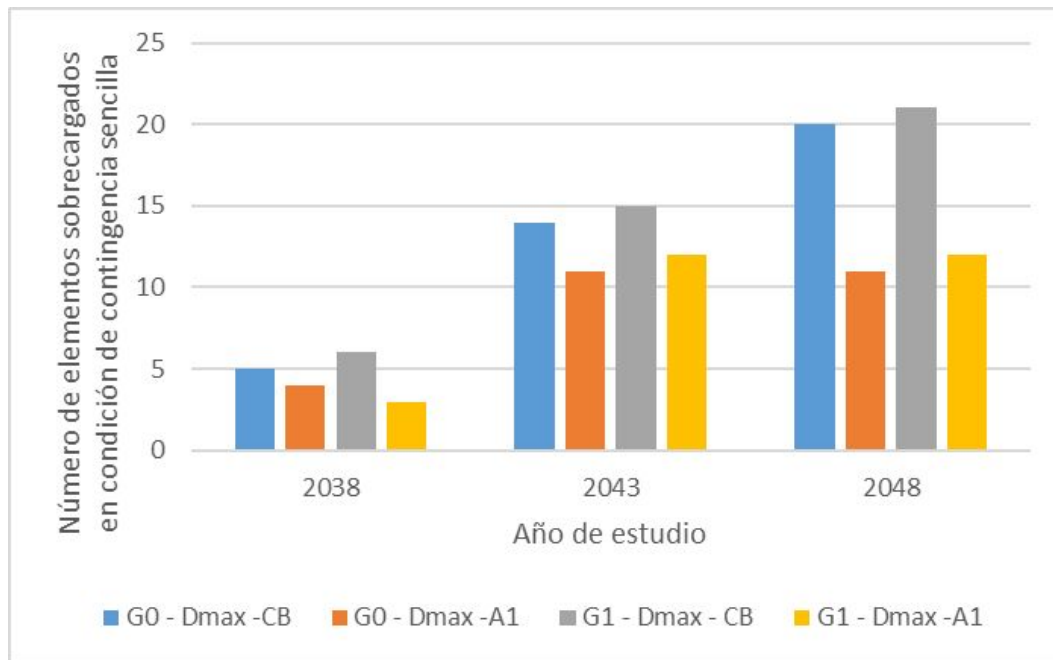


Fig 11. Número de violaciones por sobrecarga ante contingencias

Resumen relación Beneficio/Costo

- Análisis de un escenario para la estimación de la DNA hasta el año 2052 (25 años después de la entrada en operación de la obra)

Tabla 4. Horizontes de evaluación e índice de Beneficio/Costo (B/C) calculado.

Etapa	Obra	FPO	Costo (USD)	Beneficios	Relación B/C
Etapa 1	SE Tonchalá 230/115 kV - Dos transformadores trifásicos de 150 MVA	2028	\$11'972'093	\$146'785'970	12.261
Etapa 2	Instalación de un SVC en la SE Ínsula 115 kV	2028	\$20'000'000 - \$30'000.000	\$43'689'149	2.18 - 1.46
Total			\$ 31'972'093.07 \$ 41'972'093.07	\$ 207'970'152	5.95 - 4.53

Se aclara que se hizo un ejercicio de sensibilidad con el costo del SVC, donde, al hacer un estudio de mercado se encontró que el costo puede llegar estar entre 20 - 30 millones de USD aproximadamente.

Conclusiones

- El análisis técnico y los resultados obtenidos, evidencian la mitigación de la problemática objeto de las obras de expansión evaluada, la reducción de condiciones inseguras de operación en escenarios de contingencia sencilla desde el año inicial de análisis. Específicamente, se observa la reducción en la sobrecarga de los activos de uso del STN y STR ante contingencias sencillas, así como la mitigación de algunas condiciones de subtensión dentro del área de impacto.
- En condiciones de “red completa” se observan restricciones operativas desde el año 2038 (elementos sobrecargados y SE con subtensiones). Al considerar las sobrecarga de los elementos, el proyecto evaluado mitiga en su totalidad estas afectaciones hasta este año. Sin embargo, evaluando las SE con subtensiones en condiciones normales de operación, el proyecto reduce la afectación pero no logra su completa mitigación.
- Al considerar la relación Beneficio/Costo, calculada a partir de la estimación de DNA en condiciones de “red completa” y contingencia sencilla en un horizonte de tiempo de 25 años, se obtiene un índice mayor a 1, concluyendo la viabilidad técnico-económica de la obra evaluada (Tonchalá 230 kV). Adicionalmente, debe ser considerado que dentro del subárea Norte de Santander, después del año 2026, no se cuenta con ninguna obra de expansión significativa.

Conclusiones

- La instalación del SVC de 80 MVAR en la subestación Ínsula 115 kV no solo mejora los perfiles de tensión de la zona, también elimina la sobrecarga que se observaba en la línea Tasajero - Tonchalá 230 kV para condiciones de red completa en el año 2048 y disminuye las cargabilidades en otras líneas.
- Hay algunas líneas en las que, ante contingencias, la conexión del SVC aumenta las cargabilidades pero este aumento es menor del 20% e incluso con este aumento la cargabilidad de estas líneas sigue estando por debajo del 40% de su cargabilidad máxima.
- La instalación del SVC de 80 MVAR en la SE Ínsula 115 kV no agrava los resultados de corrientes de cortocircuito comparado con la A1, por lo cual, no se afecta la viabilidad del proyecto

Recomendaciones

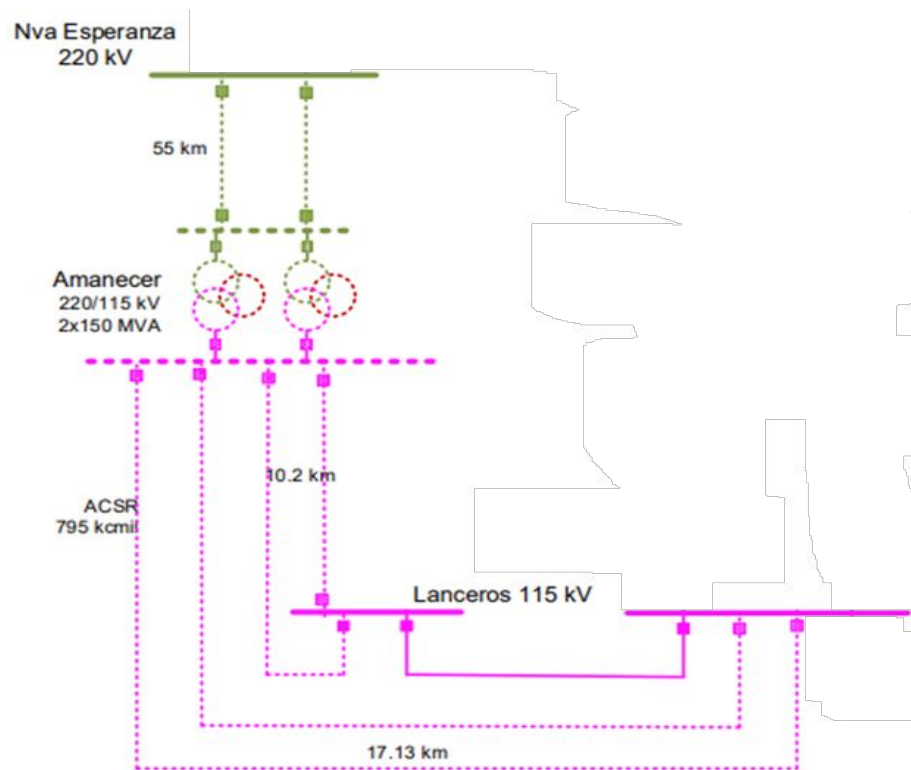
Se recomienda la ejecución de las siguientes obras:

- Asociadas al STR - Ampliación de la SE Tonchalá 115 kV para la instalación de 6 autotransformadores monofásicos relación 115/230 kV de 50 MVA cada uno, con una bahía de transformación adicional a las incluidas como parte de las unidades constructivas ya aprobadas para el proyecto Tonchalá 115 kV.
- Instalación de un SVC de 80 MVAR en la subestación Ínsula 115 kV
- Asociadas al STN - Subestación Tonchalá en configuración de interruptor y medio, conectada mediante la apertura de la línea Tasajero – Cúcuta 230 kV, con una bahía de transformador y dos bahías de línea

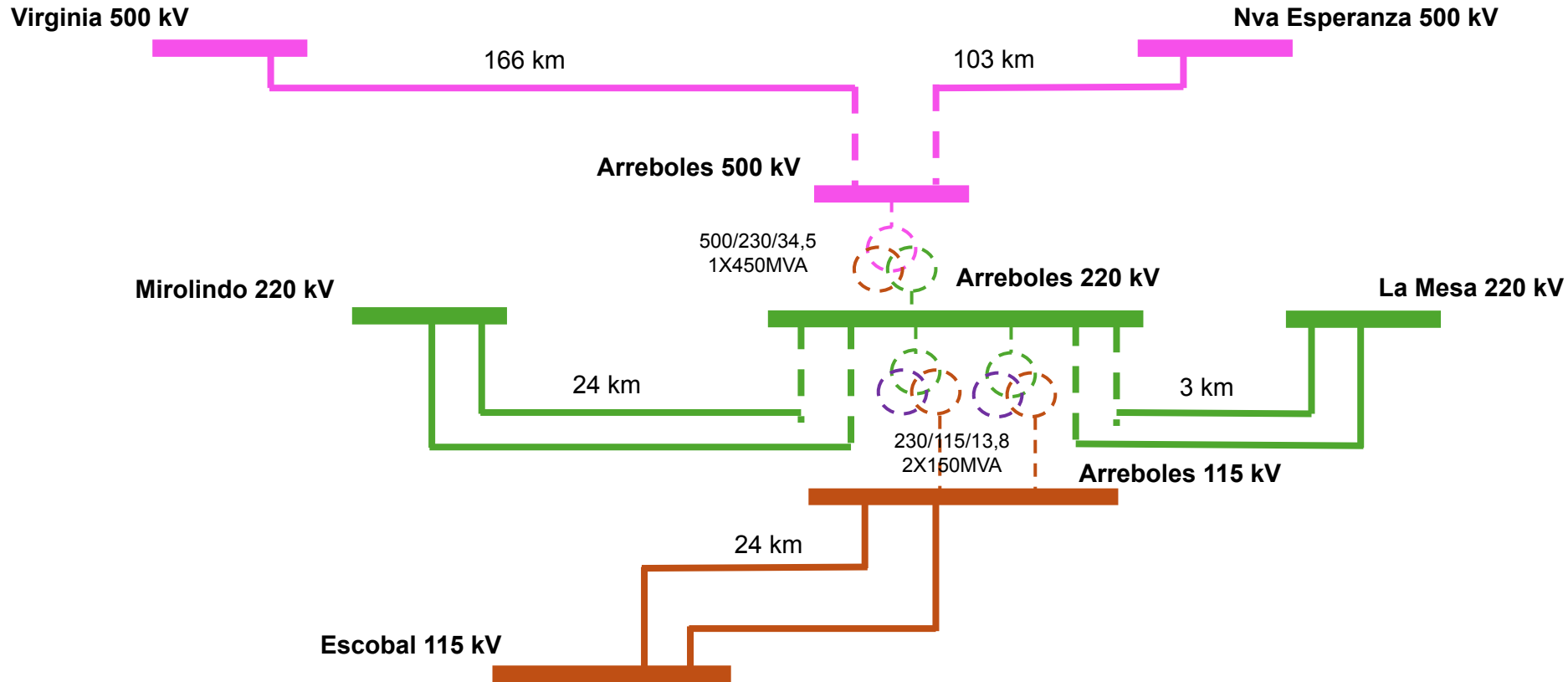
Obra de expansión: S/E Amanecer

Conclusiones CAPT 204

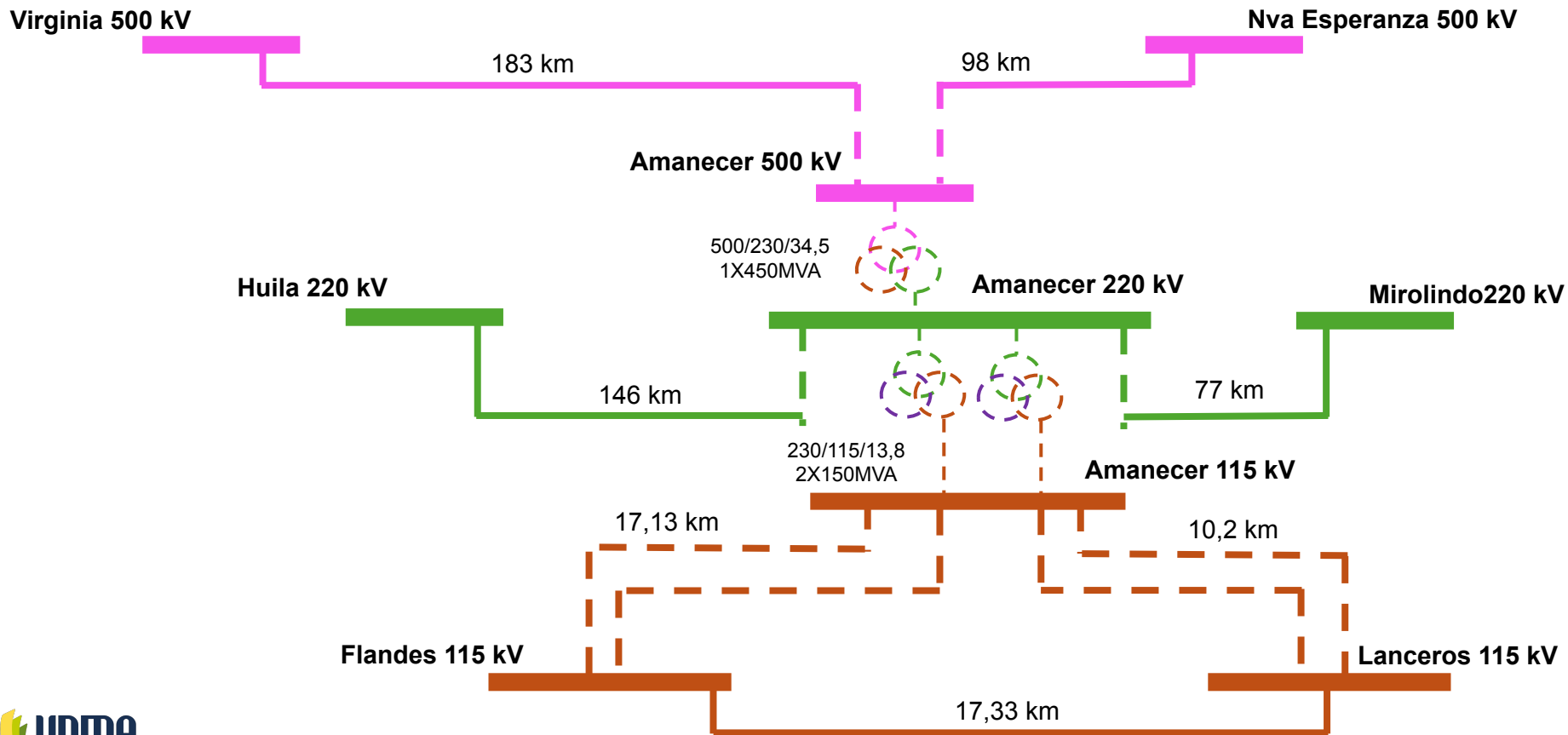
- Según lo conversado en el CAPT 204, la conexión de la subestación Amanecer 220/115 kV a la subestación Nva Esperanza 220 no es óptima ni pertinente.
- Dentro del CAPT 204, se concluyó hacer mesas de trabajo entre ENEL, CELSIA y UPME, con el objetivo de analizar varias alternativas de conexión en 500 kV, 220 kV y 115 kV.

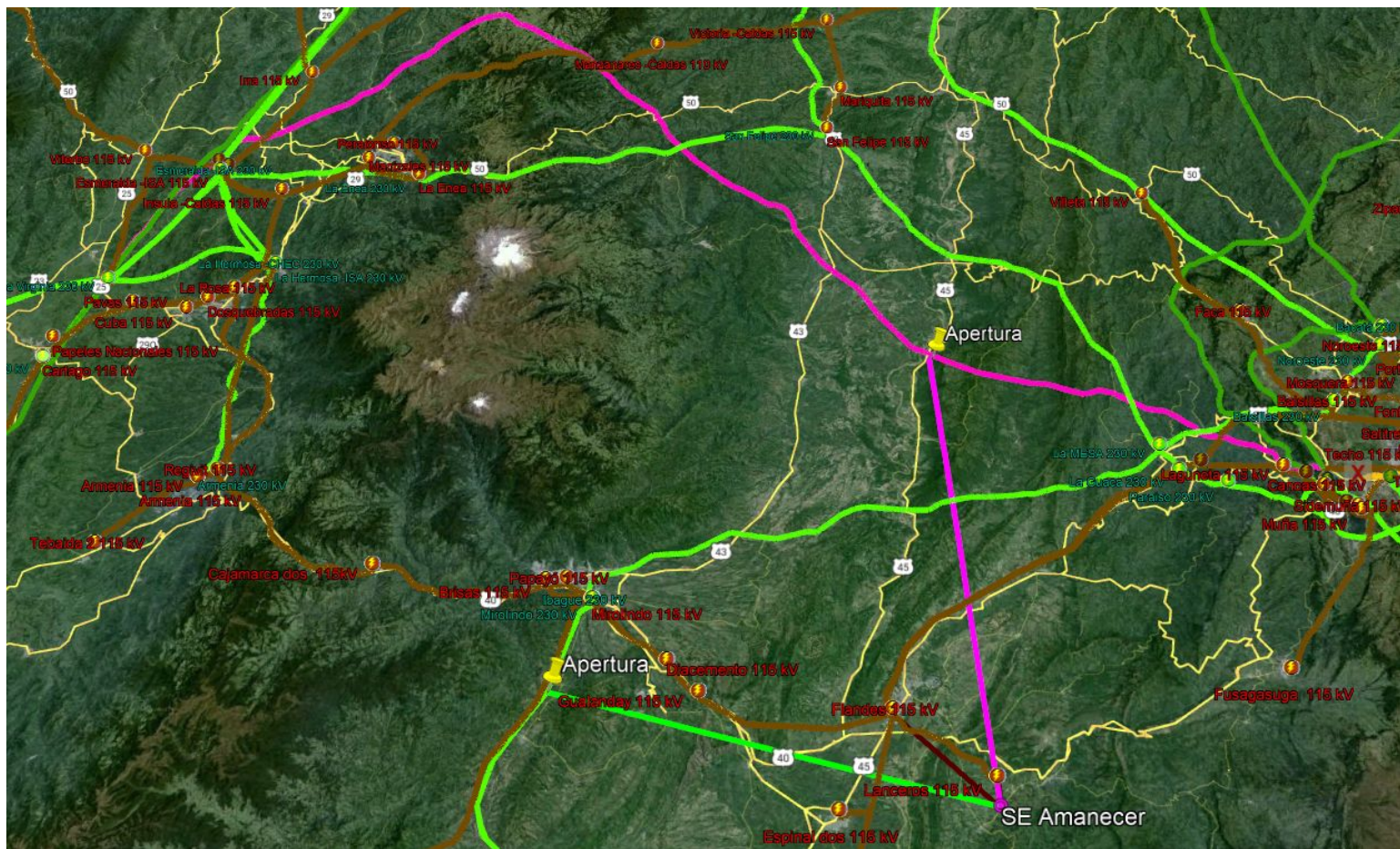


Subestación Amanecer Propuesta 1

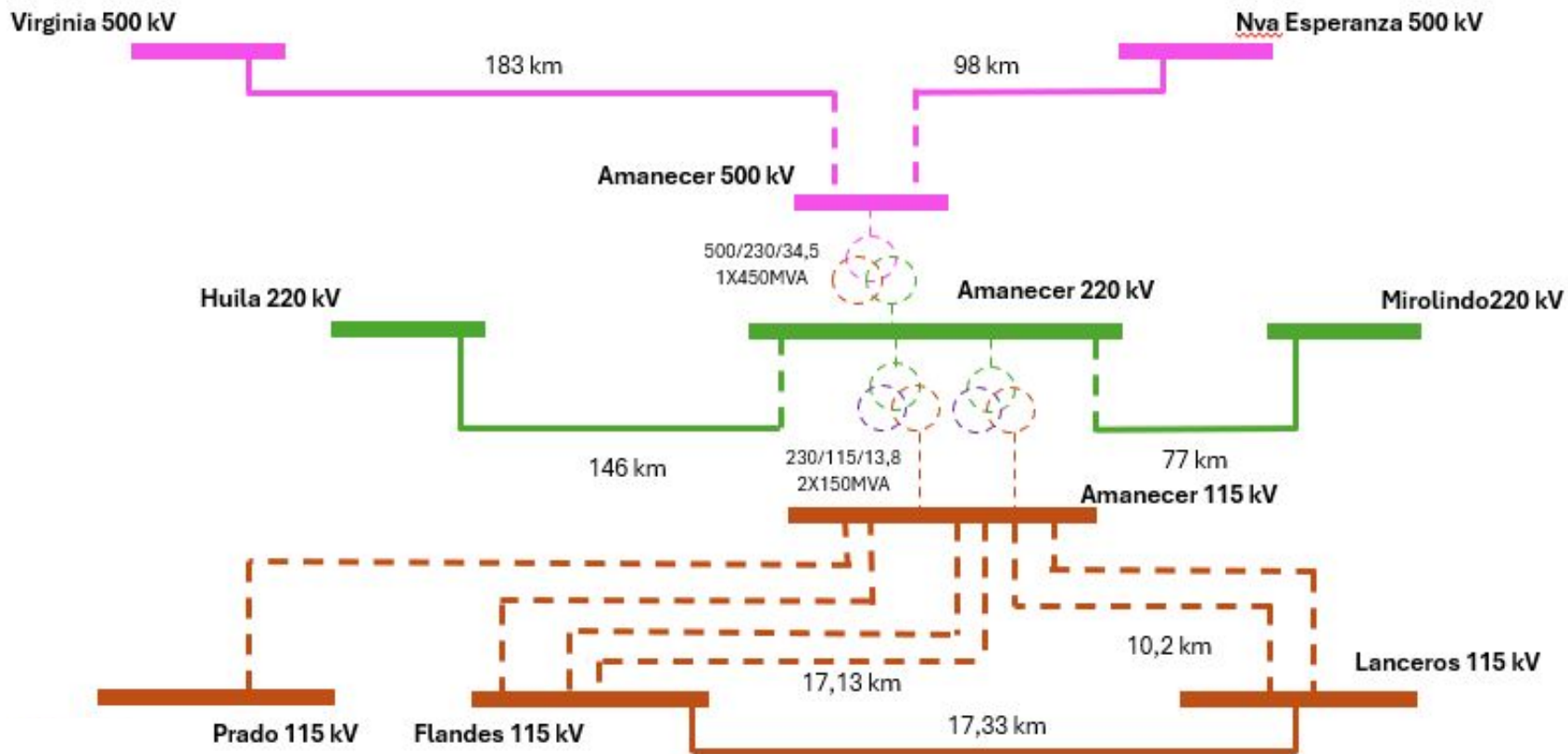


Subestación Amanecer Propuesta 2





Subestación Amanecer Propuesta 3

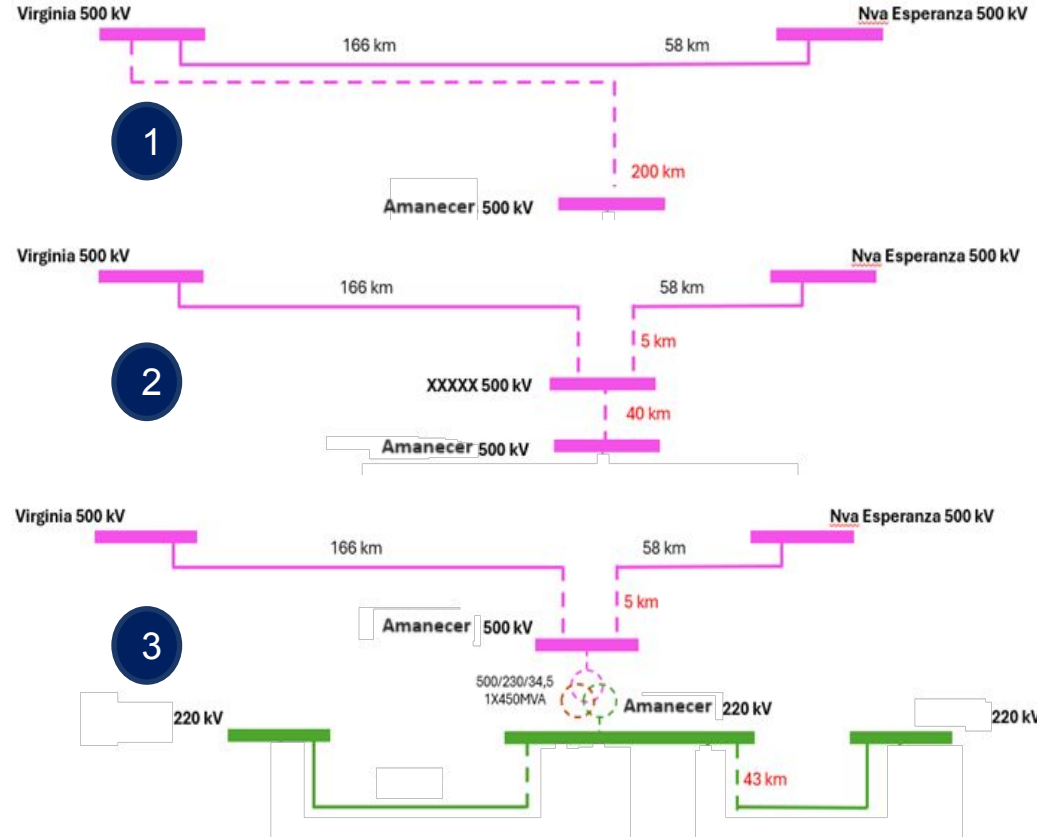


Mesa de trabajo UPME – ENEL – CELSIA

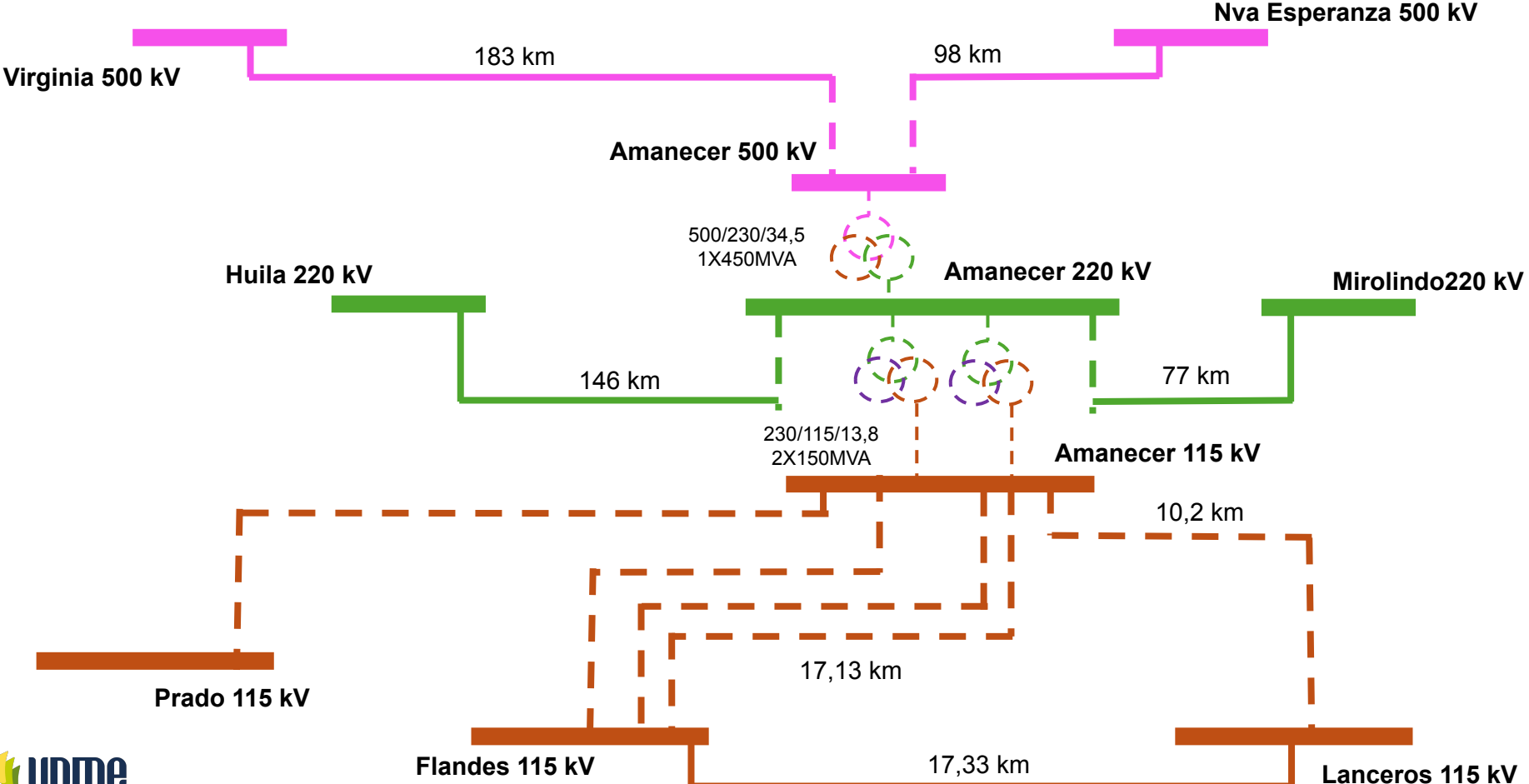
Por último, ENEL expone preocupación por el cortocircuito en la subestación Nva Esperanza 115 kV y la necesidad de no aumentar la impedancia de la línea Virginia – Nva Esperanza 500 kV por ello propone 3 alternativas:

1. En vez de seccionar Virginia – Nva Esperanza 500 kV crear un nuevo circuito Virginia – Amanecer.
2. Crear una subestación en 500 kV sin afectar la longitud de Virginia – Nva Esperanza 500 kV y prolongar la línea hasta la subestación Amanecer.
3. Construir la subestación Amanecer sin afectar la longitud de Virginia – Nva Esperanza 500 kV y prolongar las líneas de 220 kV hasta la zona de influencia.

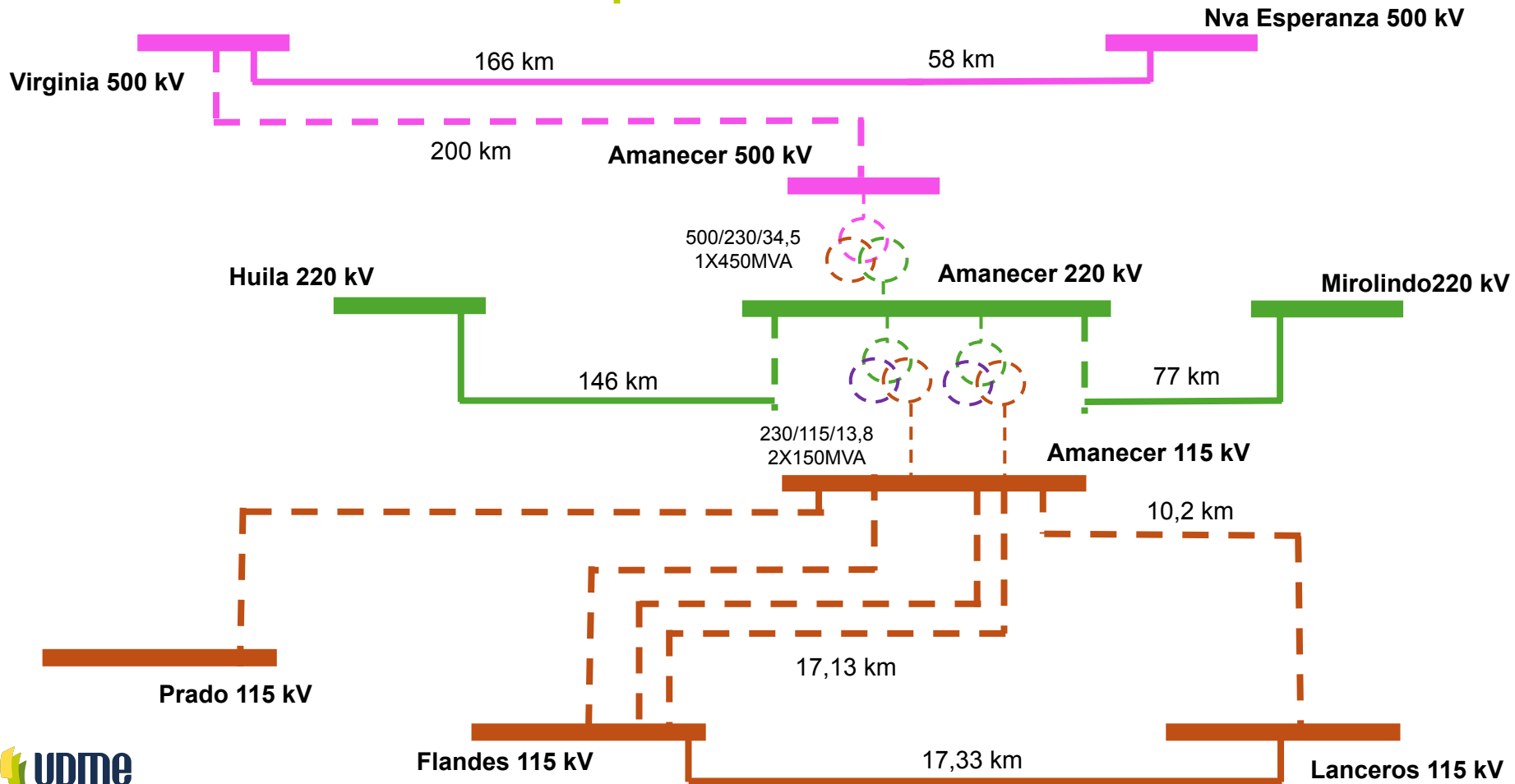
Estas alternativas están siendo analizadas actualmente por la UPME.



Subestación Amanecer Propuesta 4

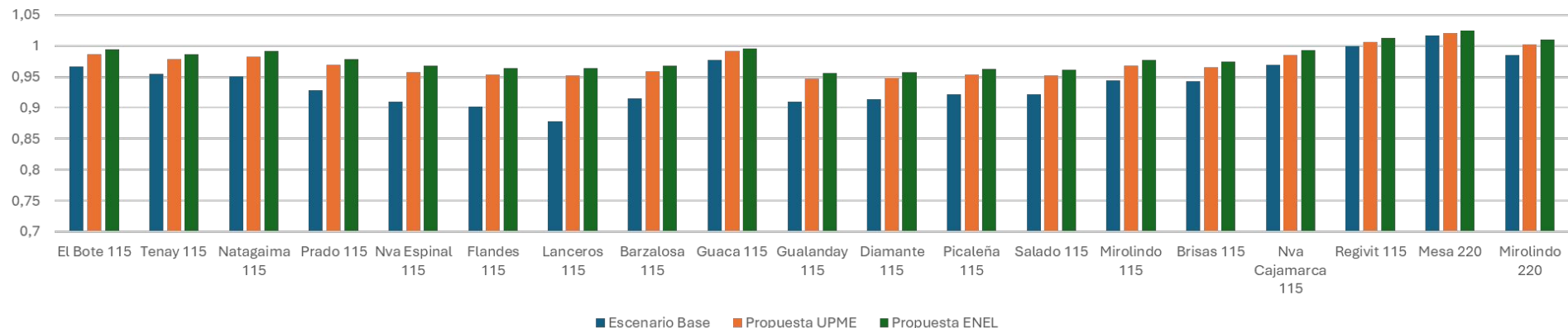


Subestación Amanecer Propuesta 5

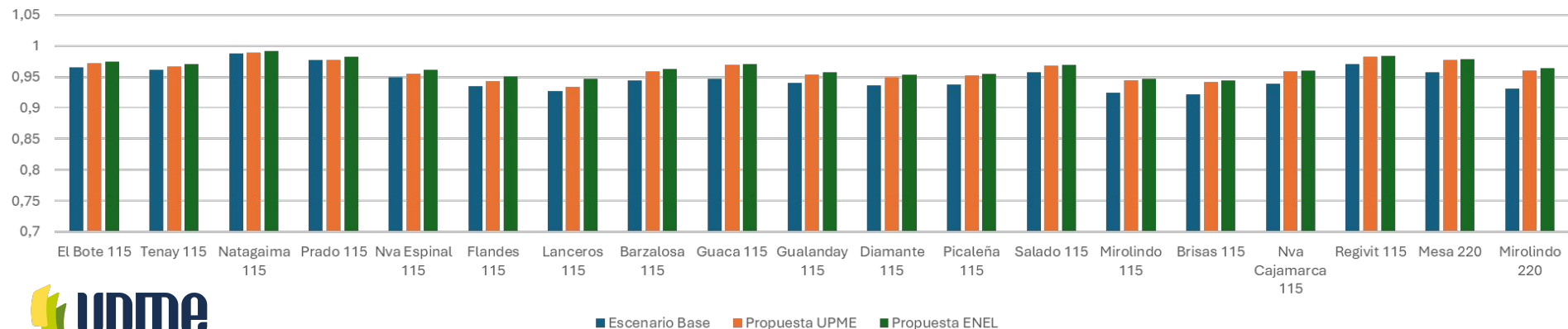


Resultados eléctricos - Tensiones

Escenario Normal de Operación - Dmax

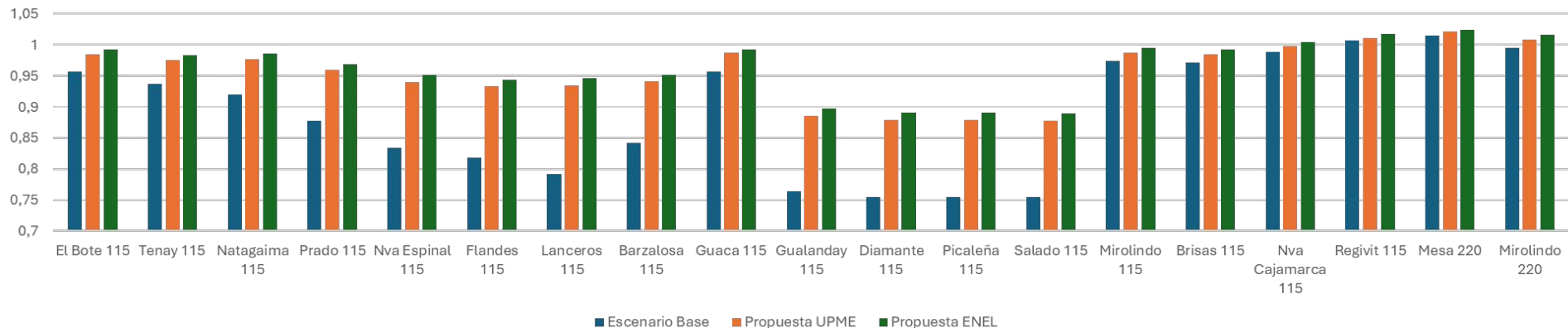


Escenario Normal de Operación - Dmed

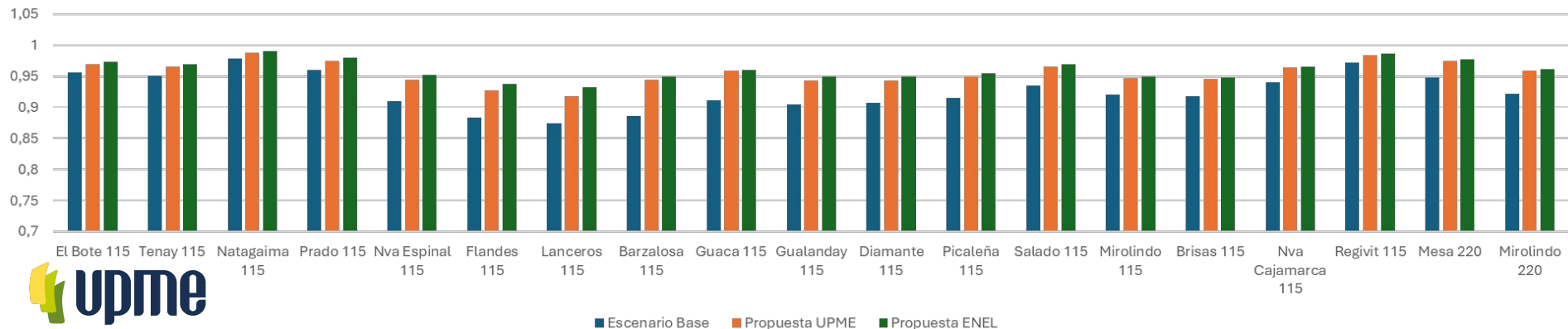


Resultados eléctricos - Tensiones

N-1 Mirolindo – Picaleña - Dmax

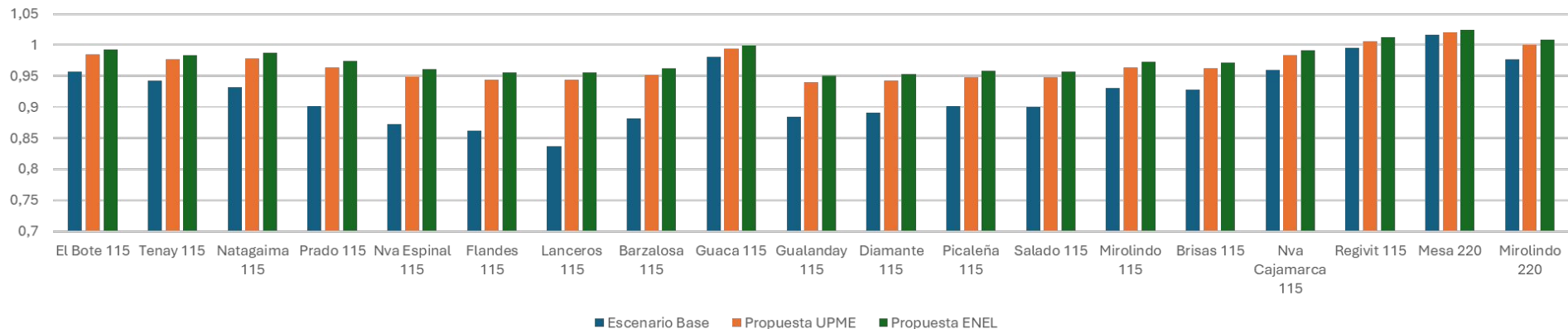


N-1 Mirolindo – Picaleña - Dmed

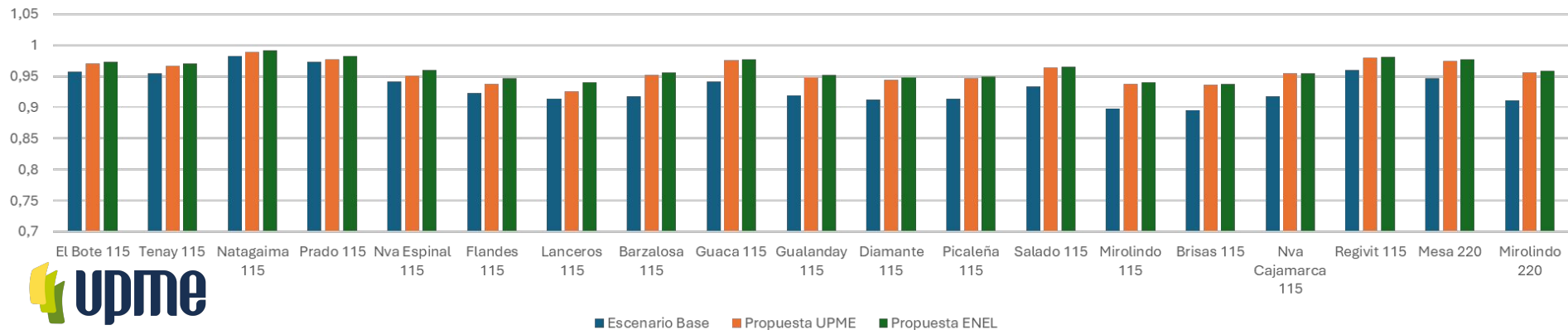


Resultados eléctricos - Tensiones

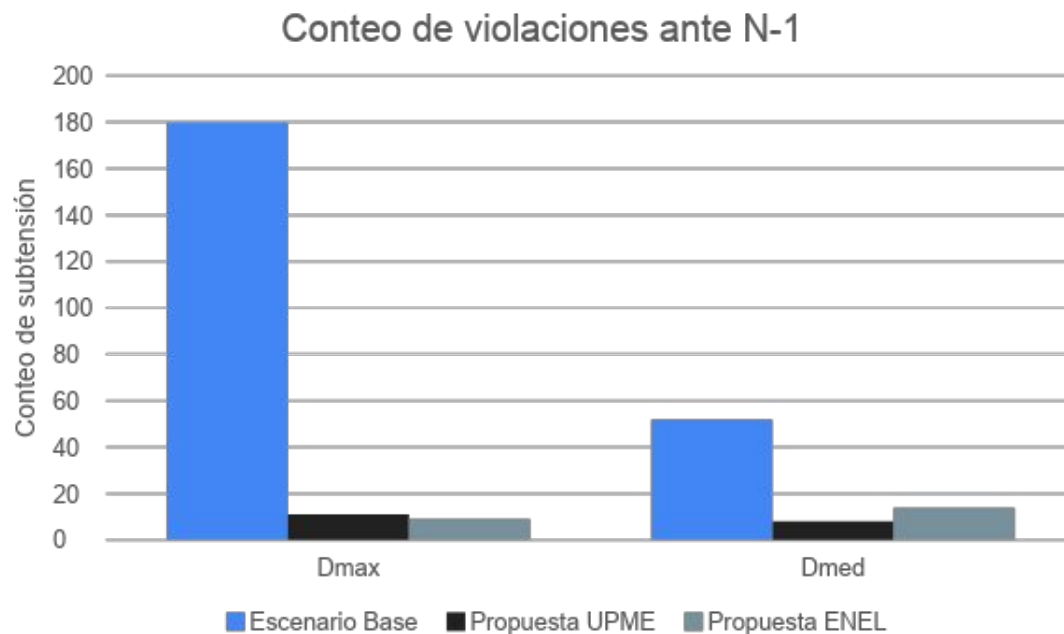
N-1 Flandes – La Guaca - Dmax



N-1 Flandes – La Guaca - Dmed

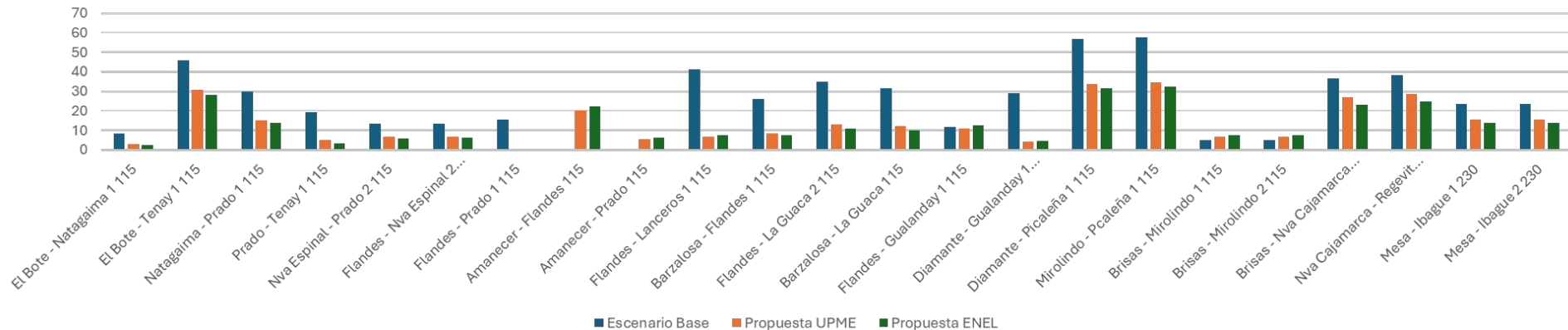


Resultados eléctricos - Tensiones

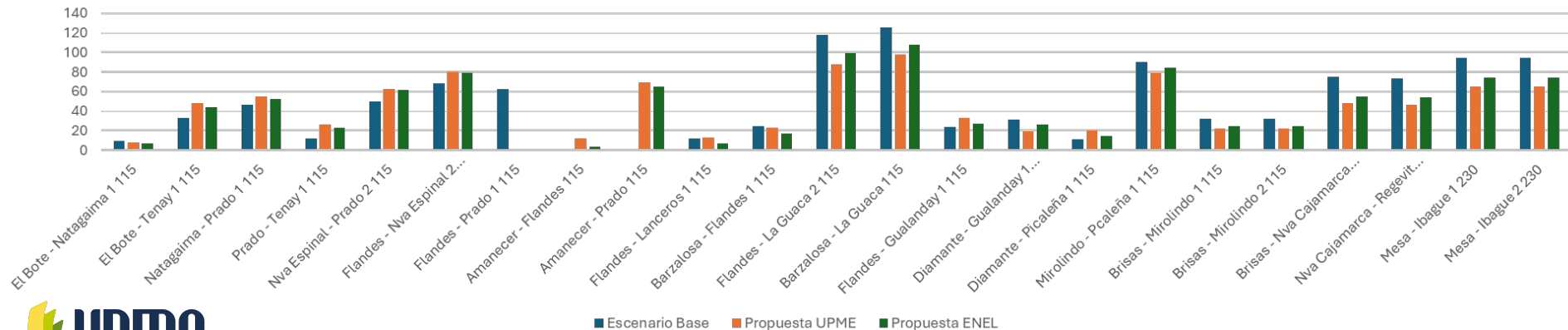


Resultados eléctricos - Cargabilidad

Escenario normal de operación - Dmax

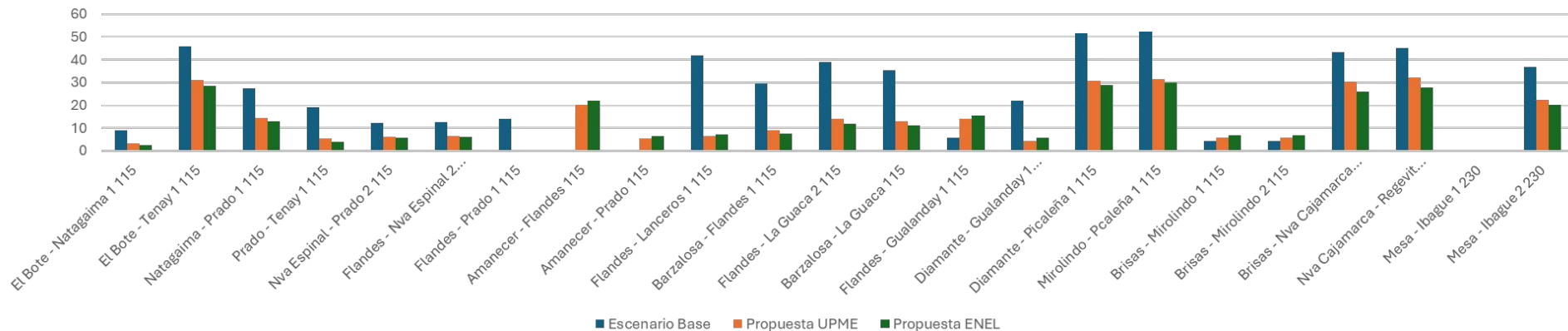


Escenario normal de operación - Dmed

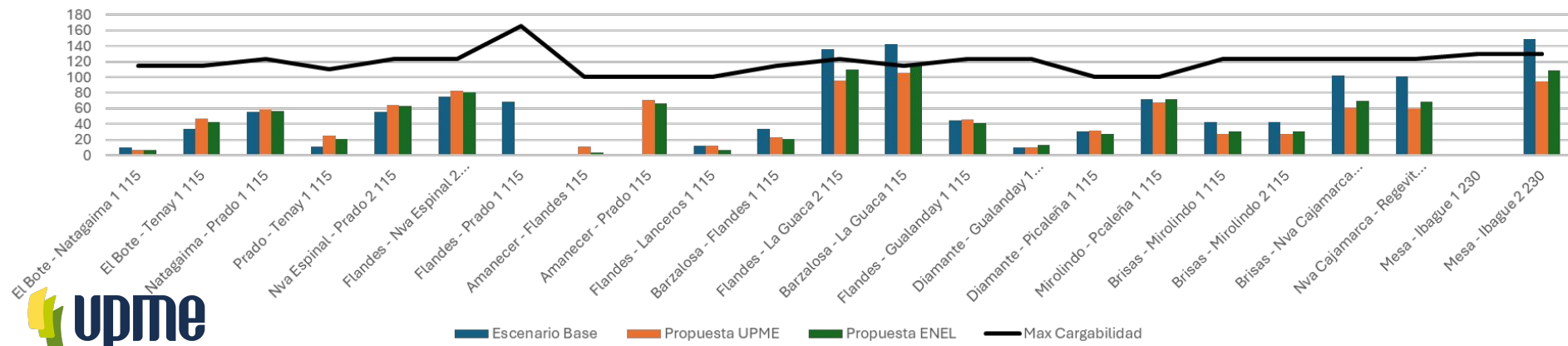


Resultados eléctricos - Cargabilidad

N-1 Mesa – Ibague 230 kV - Dmax

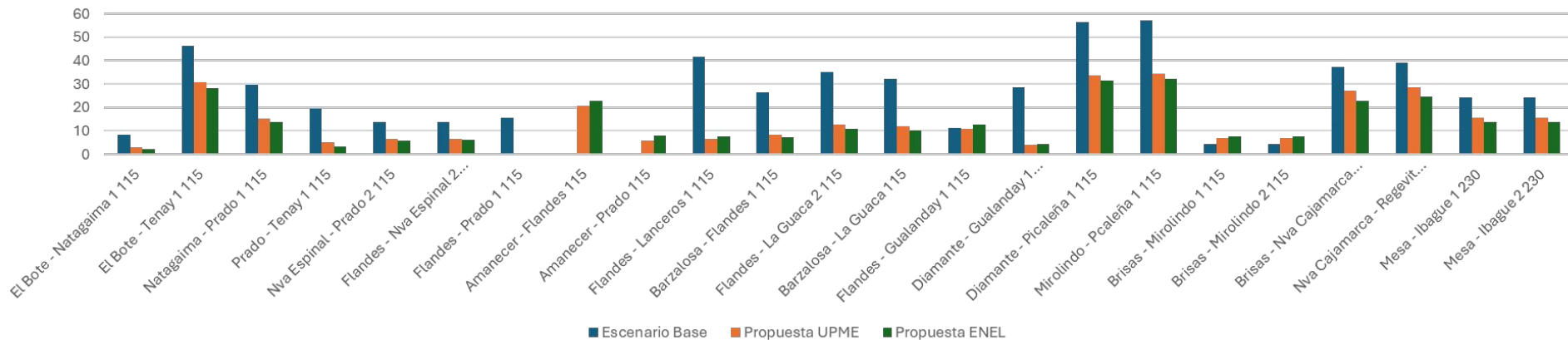


N-1 Mesa – Ibague 230 kV - Dmed

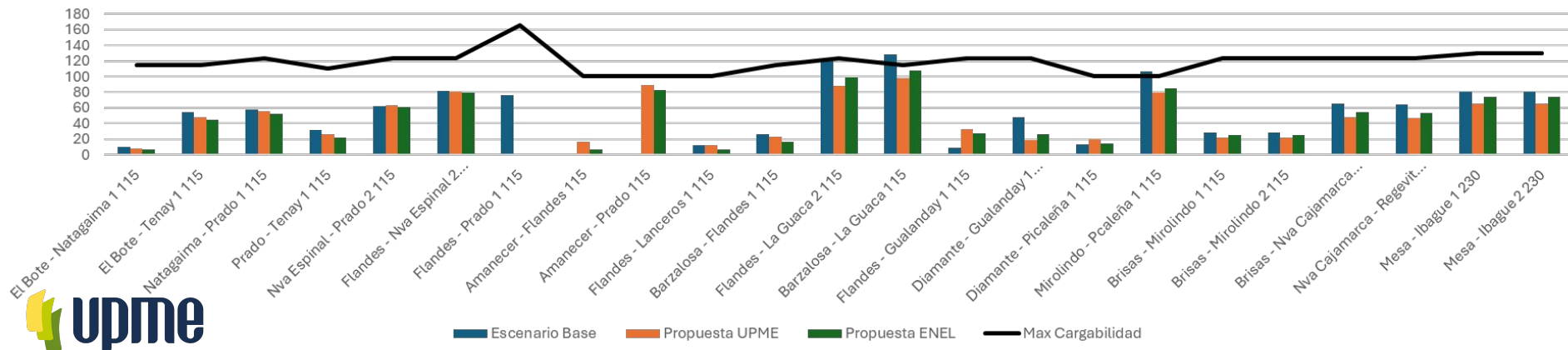


Resultados eléctricos - Cargabilidad

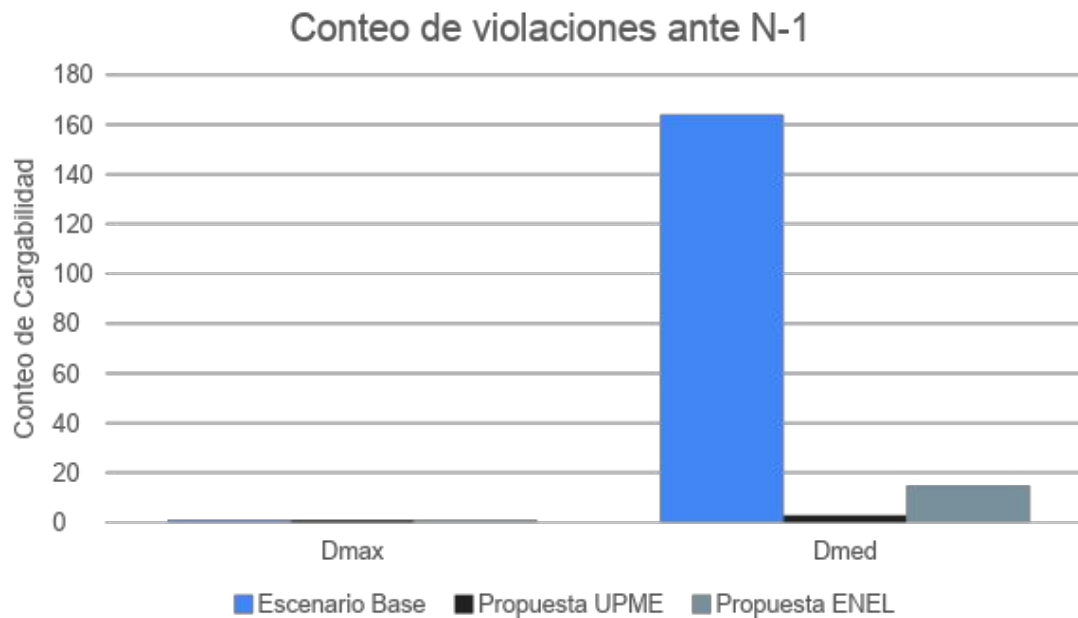
N-1 Huila – Ibague 230 kV - Dmax



N-1 Huila – Ibague 230 kV - Dmed

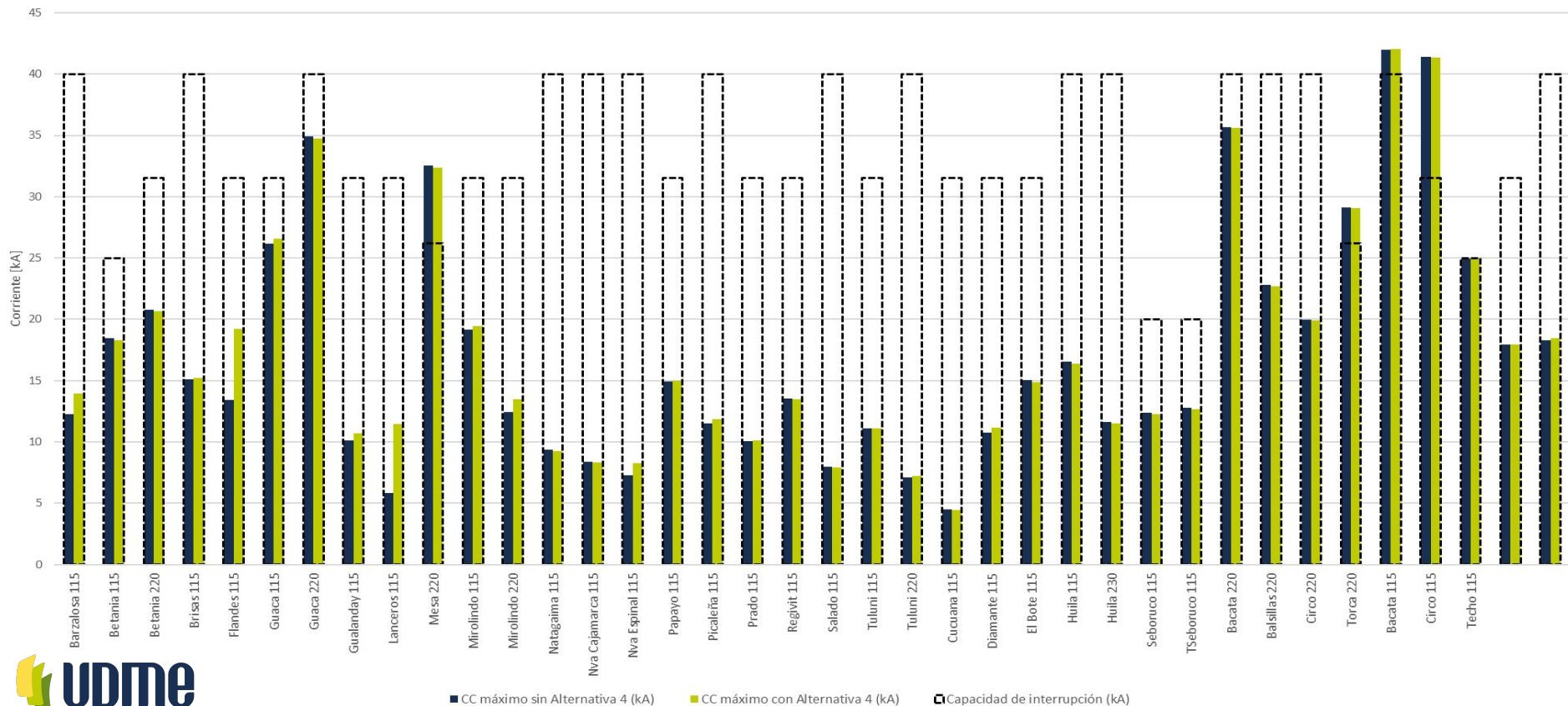


Resultados eléctricos - Cargabilidad



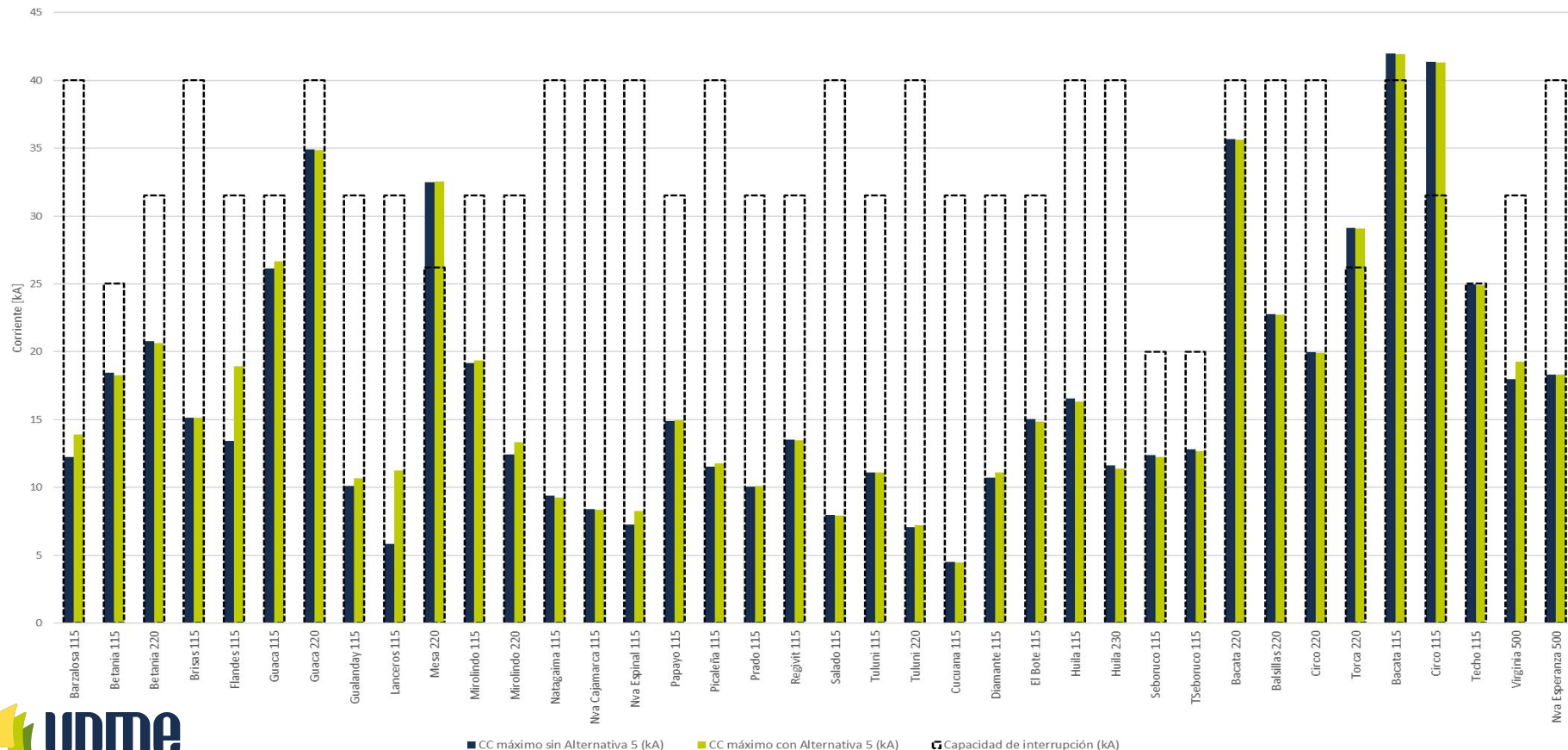
Resultados eléctricos – Cortocircuito

Corrientes de cortocircuito



Resultados eléctricos – Cortocircuito

Corrientes de cortocircuito



Conclusiones

- La alternativa 5 tiene un impacto mayor que la alternativa 4 pero no lo suficiente para ser tomada en cuenta.
- En los escenarios de demanda media, en donde se tiene generación síncrona a máxima potencia dentro del área, al igual que generación fotovoltaica y la importación desde Ecuador; podemos observar que el conteo de violaciones es superior en el escenario 5 que en el escenario 4 tanto para tensiones como para cargabilidades.
- La alternativa 4 es la mejor opción para la subestación Amanecer 230/115 kV y líneas asociadas, la cual está siendo analizada económicamente y se presentará completa para el próximo CAPT.

6. Propuesta de Obras en Caribe (ISA TRANSELCA)

7. VARIOS

Gracias!



@upmecol



@upmeoficial



@upmeoficial



@upmeoficial

www.upme.gov.co



Gobierno del
Cambio