



Anexo **PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN**

2022 - 2036



Proyecto

Subestación Sopó 230/115 kV

y líneas asociadas



REPÚBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero-Energética UPME

Omar Andrés Camacho Morales
Ministro de Minas y Energía

Javier Campillo Jiménez
Viceministro de Energía

Carlos Adrián Correa Flórez
Director General UPME

Javier Andrés Martínez Gil
Subdirector de Energía Eléctrica

Carlos Arturo Saldarriaga Cortés
Subdirector de Energía Eléctrica (e)

Elaboró:
Subdirección de Energía Eléctrica
Grupos de Generación, Transmisión y Convocatorias

**Con la asesoría del Comité Asesor de
Planeamiento de la Transmisión – CAPT,
conformado por:**

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Isagen S.A. E.S.P.
Air-e S.A.S. E.S.P.
Intercolombia S.A. E.S.P.
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.
Termobarranquilla S.A. E.S.P.
Celsia Colombia S.A. E.S.P.
Ecopetrol S.A.
Sierracol Energy Arauca, LLC
Cerro Matoso S.A.

**Subdirector de gestión de la información
Equipo de Comunicaciones**

John Alejandro Barrios Ávila
Linda Mayerly Cardenas Ramirez
Diagramación - María Fernanda Corredor Benavides

Invitados permanentes del CAPT:
Ministerio de Minas y Energía
XM – Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

GIT Transmisión:

- Diana Marcela Montaña Silva
- Edgar Ruben Muela Velasco
- Felipe Betancur Londoño
- Juan David García Moreno
- Luis Fernando Lopez Pineda
- Luisa Fernanda Correa Osorio
- Sergio Andres Cubillos Cabrera
- Jorge Fernando Morales Machado
- Raúl Gil Naranjo
- Oscar Iván Parra Acuña

GIT Generación:

- Angelica Aldana Urrea
- Henry Josue Zapata Lesmes
- Mauricio Hernando Mañosca Ruiz
- Alfonso Segura López
- Luis Alfredo Hernandez Beleño
- Carlos Valles

GIT Convocatorias:

- David Ricardo Murcia Cortes
- Diana Patricia Serrano Sanchez
- Karol Enrique Cifuentes Thorrens
- Robinson Alexander Gonzalez Parra
- Sandra Milena Alzate Ocampo
- Sergio Andrés Pastrana Pastrana

Subdirección de Demanda:

- José Lenin Murillo
- William Alberto Martínez



Introducción

El análisis prospectivo de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima se erige como un pilar fundamental en la anticipación y planificación de infraestructuras requeridas para garantizar un suministro energético eficaz y fiable en las distintas zonas operativas del territorio colombiano. Este estudio minucioso no solo permite visualizar el crecimiento previsto en la demanda de energía eléctrica, sino también identificar las áreas geográficas con mayor concentración de dicha demanda, facilitando así la adopción de decisiones estratégicas para la expansión de las redes de transmisión.

En el año 2010, este análisis prospectivo reveló problemas asociados a las tensiones en la sabana norte de Bogotá. En respuesta, el plan de expansión de referencia Generación – Transmisión 2010-2024 propuso la implementación de la “nueva subestación Norte 230/115 kV – 336 MVA, el nuevo doble circuito Chivor-Norte 230 kV y el nuevo doble circuito Norte-Bacatá 230 kV”. Esta nueva infraestructura y sus líneas correspondientes fueron concebidas como una solución oportuna, eliminando así el riesgo de colapso en el área frente a la contingencia Bacatá – Primavera 500 kV y evitando violaciones de tensión en la sabana norte de Bogotá.

En mayo de 2013, se adjudicó el proyecto UPME 03-2010 CHIVOR NORTE BACATÁ 230 kV para abordar los problemas identificados en la sabana norte de Bogotá. No obstante, durante el proceso de licenciamiento ambiental del proyecto, se constató la inviabilidad de la ubicación propuesta para la subestación Norte, 59 sitios de infraestructura y 18 plazas de tendido. Como consecuencia, el proyecto ha solicitado más de quince (15) prórrogas, extendiendo la fecha de puesta en operación (FPO) actual hasta junio de 2024, con la expectativa de obtener una nueva prórroga dadas las circunstancias actuales del proyecto.

Por otro lado, en el occidente y norte de Bogotá se ha observado un aumento en las solicitudes de conexión de cargas eléctricas industriales a corto y mediano plazo, atribuible al crecimiento de diversos sectores económicos como el inmobiliario, agrícola, saneamiento y transporte. Este incremento en la demanda, junto con los retrasos en la entrada en funcionamiento de la subestación Norte 230/115 kV y sus líneas asociadas, agrava los problemas de tensión identificados anteriormente, que motivaron la iniciativa del proyecto UPME 03-2010 CHIVOR NORTE BACATÁ 230 kV.

Ante la imperiosa necesidad de afrontar a corto y mediano plazo las problemáticas identificadas, el presente documento plantea el proyecto Sopó 230/115 kV y sus líneas asociadas. Esta iniciativa consiste en la implementación de una subestación que interconecta el sistema de transmisión regional (STR) de la sabana norte de Bogotá, específicamente las subestaciones Gran Sabana 115 kV y Bochica 115 kV (previamente Aurora 115 kV), con el sistema de transmisión nacional (STN) mediante la reconfiguración del doble circuito Guavio – Circo 230 kV. Esta interconexión elimina la condición radial de algunas subestaciones en la sabana norte de Bogotá, resolviendo así los problemas de tensión en la región.

La primera sección del presente documento expone el problema identificado y los antecedentes que lo preceden. Las secciones segunda y tercera detallan las características del proyecto Sopó 230/115 kV y sus líneas asociadas, junto con los supuestos y consideraciones tenidos en cuenta en su análisis. Las secciones cuarta y quinta presentan los resultados del sistema en estado estable y en condición de cortocircuito. Luego, se exponen los beneficios calculados para la obra, los costos determinados a partir de las unidades constructivas y el resultado de su evaluación beneficio/costo. Finalmente, el documento concluye con recomendaciones derivadas del estudio realizado.



1. REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

1.1 Proyecto Sopó – Subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas

1.1.1 Antecedentes

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es la entidad encargada de la planificación de la infraestructura del sistema eléctrico nacional. Esta entidad se encarga de formular planes y programas para garantizar la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica del país, es por ello por lo que, al identificar las necesidades futuras se formulan planes (obras de expansión) para garantizar que se satisfagan de manera adecuada y conforme a la normatividad. Lo anterior en un horizonte de planeación de corto, mediano y largo plazo con ventanas de 5, 10 y 15 años, respectivamente. Dentro de los planes realizados por la UPME se encuentran los planes de expansión de referencia de generación y transmisión. Estos planes buscan diagnosticar la red en el horizonte de tiempo establecido, buscando problemáticas que puedan impedir el correcto

funcionamiento del sistema y afectar la prestación del servicio en el territorio nacional.

El plan de expansión de referencia Generación – Transmisión 2010-2024 reveló problemas asociados con los perfiles de tensión de la región norte de Bogotá. Para hacer frente a esta problemática, varias obras de expansión fueron propuestas buscando fortalecer el STR de la sabana norte de Bogotá, mejorando así los perfiles de tensión de las subestaciones. En los años consecuentes, estas obras propuestas fueron adjudicadas por medio de convocatoria pública para blindar al sistema de los problemas previamente identificados.

La **Tabla 1** muestra con mayor detalle el nombre de los proyectos adjudicados, la descripción de estos, las distintas FPO que han tenido y los antecedentes que han generado sus retrasos.

Tabla 1. Obras de expansión consideradas en ejecución

Proyecto	Descripción del proyecto	Trazabilidad fechas de puesta en operación (FPO)	Antecedentes
PROYECTO UPME 03 – 2010 CHIVOR – NORTE – BACATÁ 230 KV	<p>El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de las subestaciones Chivor II y Norte 230 kV y las líneas de transmisión asociadas, definido en el “Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2010 - 2024”, contemplando:</p> <ul style="list-style-type: none"> * La construcción de la nueva subestación Chivor II 230 kV con sus cuatro (4) módulos de líneas asociados, a ubicarse en un área cercana a la actual subestación Chivor. * Construcción de la nueva subestación Norte 230 kV con sus cuatro (4) módulos de línea asociados y dos (2) de transformación a ubicarse en inmediaciones de los municipios de Tocancipá, Gachancipá o Sesquilé en Cundinamarca, al norte de la ciudad de Bogotá. * Construcción de una línea en doble circuito 230 kV, desde la nueva 	<p>FPO 1: 31 de julio del 2015 FPO 2: El proyecto ha tenido más de quince (15) solicitudes de prórroga siendo la FPO actual 2 de Junio del 2024, pero se espera nueva prórroga, teniendo en cuenta el desarrollo actual del proyecto.</p>	<p>El proyecto experimentó demoras significativas debido a la tramitación del licenciamiento ambiental. Teniendo presente que se indicó la no viabilidad de la ubicación de la subestación Norte, 59 sitios de infraestructura y 18 plazas de tendido. Esta situación generó un retraso significativo en la ejecución del proyecto, afectando su cronograma y generando complicaciones en su desarrollo.</p>

Proyecto	Descripción del proyecto	Trazabilidad fechas de puesta en operación (FPO)	Antecedentes
	<p>subestación Chivor II 230 kV hasta la Subestación existente Chivor 230 kV, o hasta interceptar el doble circuito que va desde la subestación existente Chivor 230 kV hacia Campo Rubiales, en un punto antes de los primeros 7,8 km a partir de la subestación Chivor.</p> <ul style="list-style-type: none"> * Construcción de una línea doble circuito 230 kV con una longitud aproximada de 100 km, desde la nueva subestación Chivor II 230 kV hasta la nueva subestación Norte 230 kV. * Construcción de una línea doble circuito 230 kV con una longitud aproximada de 43 km, desde la nueva subestación Norte 230 kV hasta la subestación existente Bacatá 230 kV localizada en el municipio de Tenjo – Cundinamarca, al noroccidente de la ciudad de Bogotá. 		
<p>PROYECTO UPME 01-2013 SOGAMOSO – NORTE – NUEVA ESPERANZA 500 kV</p>	<p>El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en servicio de las obras objeto del proyecto Subestación Norte 500 kV y la línea de transmisión Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 KV (primer refuerzo 500 kV Área Oriental), definido en el “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013-2027”, adoptado mediante resolución del MME No. 90772 del 17 de septiembre de 2013.</p> <ul style="list-style-type: none"> * Construcción de la nueva subestación Norte 500 kV. * Construcción de una línea de transmisión Sogamoso Norte 500 kV, circuito sencillo, con una longitud de aproximadamente 247 km. * Construcción de una línea de transmisión Norte – Nueva Esperanza 500 kV, circuito sencillo, con una longitud de aproximadamente 36 km. * Instalación de reactores inductivos de 120 MVAR cada uno, en cada uno de los extremos de la línea Sogamoso – Norte 500 kV, monofásicos, con sus respectivos equipos de control y maniobra y su respectiva unidad de reserva. * Instalación de reactores inductivos de 40 MVAR cada uno, en cada uno de los extremos de la línea Norte – Nueva Esperanza 500 kV, monofásicos con sus respectivos equipos de control y maniobra, y su respectiva unidad de reserva. 	<p>FPO 1: 30 de septiembre del 2017</p> <p>FPO 2: El proyecto ha tenido múltiples solicitudes de prórroga siendo la FPO actual 22 de septiembre del 2024, pero se espera nueva prórroga, teniendo en cuenta el desarrollo actual del proyecto.</p>	<p>El proyecto experimentó demoras significativas debido a la tramitación del licenciamiento ambiental. Teniendo presente que se indicó la no viabilidad de la ubicación de la subestación Norte se debió replantear el trazado. Esta situación generó un retraso significativo en la ejecución del proyecto, afectando su cronograma y generando complicaciones en su desarrollo, adicional se debe tener presente que conforme a lo expresado en la Adenda No. 5 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI de la convocatoria UPME 01-2013, el área de la S/E Norte 500 kV se localiza en los espacios de reserva de la convocatoria UPME 03-2010. Por lo anterior este proyecto debió esperar el trámite de licenciamiento ambiental adelantado por el proyecto UPME 03-2010.</p>

Tal como se puede apreciar, ambas obras han presentado retrasos en su licenciamiento ambiental, por lo que sus FPO se han postergado en numerosas ocasiones. Los retrasos de estas obras hacen que varias subestaciones de la región norte de Bogotá permanezcan en condición de radialidad. Y, en consecuencia, la prestación del servicio de energía eléctrica en la sabana norte de Bogotá se ve amenazada. Sumado a esto, las más recientes proyecciones de demanda incrementan el riesgo de colapso por tensiones en la sabana norte de Bogotá.

La Unidad publicó en su página web el Informe de Proyección de la Demanda Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2023-2037, junto con el Anexo en Excel, de donde se extrajo la **Tabla 2**. En esta tabla se puede observar la proyección de la demanda para el área Operativa Oriental:

Tabla 2. Demanda anual de Potencia Máxima Regional SIN (MW-año)¹ Oriente (MW-año)

Año	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	2.632	2.729	2.547	2.692	2.573
2024	2.693	2.870	2.529	2.809	2.582
2025	2.739	2.977	2.523	2.897	2.591
2026	2.770	3.060	2.510	2.964	2.589
2027	2.796	3.137	2.495	3.027	2.584
2028	2.825	3.206	2.488	3.083	2.588
2029	2.852	3.275	2.484	3.139	2.591
2030	2.881	3.344	2.483	3.195	2.598
2031	2.915	3.417	2.487	3.255	2.610
2032	2.949	3.494	2.489	3.319	2.620
2033	2.985	3.569	2.497	3.381	2.635
2034	3.025	3.645	2.510	3.446	2.655
2035	3.064	3.723	2.521	3.511	2.673
2036	3.100	3.798	2.532	3.573	2.690
2037	3.139	3.876	2.545	3.639	2.710

Nota: No incluye Grandes Consumidores (Existentes y Nuevos).

¹https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Anexo_proyeccion_demanda_EE_2023_2037.xlsx

Es de resaltar que la **Tabla 2** no contempla la carga de los grandes consumidores (Existentes y Nuevos) asociados a área Operativa Oriental. Esta se muestra a continuación en la **Tabla 3:**

Tabla 3. Demanda año de potencia máxima GCE, ME, GD (MW-año)²
Demanda Potencia Máxima (MW-año)

Año	Rubiales	San Fernando	EEAR Canoas	MetroBog	RegioTram	GD
2023	195	180	30	--	--	-69
2024	195	180	30	--	30	-99
2025	280	209	30	70	30	-134
2026	280	209	30	70	30	-173
2027	280	209	30	70	30	-215
2028	280	209	30	70	30	-256
2029	280	209	30	70	30	-296
2030	280	209	30	70	30	-331
2031	280	209	30	70	30	-367
2032	280	209	30	70	30	-396
2033	280	209	30	70	30	-422
2034	280	209	30	70	30	-448
2035	280	209	30	70	30	-470
2036	280	209	30	70	30	-487
2037	280	209	30	70	30	-509

Nota: Tomado de Anexo de Excel de resultados de demanda de energéticos 2023-2037

El análisis eléctrico del sistema, con estas proyecciones de demanda y sin la entrada en operación de la subestación Norte 230/115 kV y sus líneas asociadas, muestra bajos niveles de tensión en varias de las subestaciones de la región Norte de Bogotá ante contingencia. Para el año 2027, en un escenario de demanda máxima y generación mínima dentro del área oriental, se encuentra que varias contingencias generan demanda no atendida (DNA) por bajas tensiones del sistema. La **Tabla 4** muestra los valores aproximados de DNA ante diferentes contingencias en la sabana Norte de Bogotá:

Tabla 4. Demanda no atendida Ante Contingencia N-1

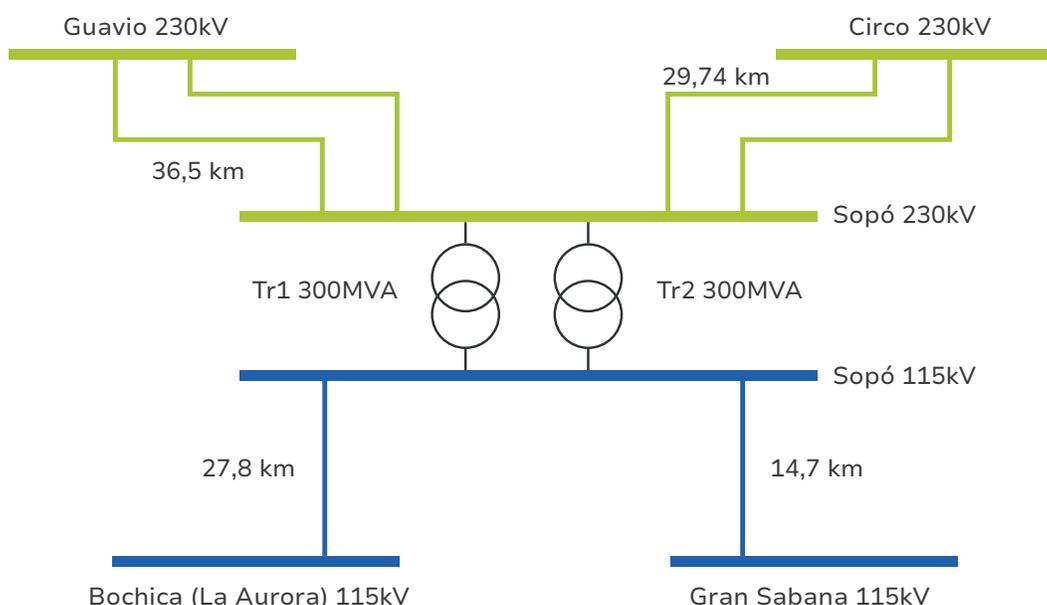
Contingencia N-1	DNA (Demanda Máxima) - MW	DNA (Demanda Media) - MW
LT Aurora - Termozipa 1 115 kV	41,32	44,25
LT Bacatá - Chía 1 115 kV	1,88	0,00
LT Bacatá - Primavera 1 500 kV	37,97	0,00
LT Gran Sabana - Termozipa 1 115 kV	22,96	23,77
LT Nueva Esperanza - Virginia1 1 500 kV	10,53	0,00
LT Aurora - Termozipa 1 115 kV	41,32	44,25

De esta manera es que toma relevancia el proyecto de la obra en el STN “Subestación Sopó y líneas asociadas 115kV” que se tenía planeada a un largo plazo (2040) y que ahora se proyecta para entrar en operación en diciembre del 2027, adelantándola en el tiempo, de tal forma que dicha obra, contribuya con la flexibilidad y seguridad del sistema eléctrico en la sabana norte y occidente de Bogotá ante posibles atrasos en las obras que se encuentran en ejecución.

1.1.2 Proyecto propuesto

El proyecto “Subestación Sopó y líneas asociadas 115kV”, consiste en una subestación a 230/115kV en configuración doble barra más seccionador de bypass, que intercepta las líneas existentes Guavio – Circo 1 y 2 de 230 kV y la instalación de dos (2) bancos de autotransformadores trifásicos 230/115 kV de 300 MVA cada uno; adicional de la construcción de una nueva subestación 115 kV barra sencilla seccionada, dos (2) nuevas líneas con capacidad de 1200 A: Sopó – Gransabana 115 kV y Sopó – La Aurora 115 kV y 6 bahías de reserva.

Figura 1. Diagrama Subestación Sopó 220 kV



1.1.3 Análisis técnicos

1.1.3.1 Consideraciones y supuestos

Se consideraron las obras asociadas al STN y STR mostradas por la **Tabla 5**. No se consideró la topología ni activos del SDL. Por esta razón, las demandas son referidas a las subestaciones de nivel de tensión 4, para que estas se tengan en cuenta durante los análisis.

Tabla 5. Obras de expansión consideradas en la evaluación

Nombre - Obras	FPO
Repotenciación Peldar - Ubaté 115kV	2024
Nueva subestación Occidente 115/11,4kV y Líneas Asociadas	2024
Subestación Montevideo 115 kV y Líneas asociadas	2024
Repotenciación Líneas Sabana Norte Bogotá 115 kV	2024
Subestación Bochica (Aurora) 115 kV Y Líneas 115 kV Asociadas	2024
Subestación Tren Occidente 115 kV y Líneas asociadas	2025
Repotenciación LT La Guaca - Colegio 115 kV.	2025
Construcción LT segundo circuito Guaca - Colegio 115 kV.	2025
Subestación Porvenir 115 kV y Líneas asociadas	2025
Subestación La Ceiba 115 y líneas asociadas	2025
Subestación Norte 115 kV - STR	2026
Segundo Transformador 500/115kV Nva Esperanza	2026
LT Virginia – Nva Esperanza 500kV	2024

Se establecieron diferentes escenarios de simulación ante la incertidumbre de la fecha de entrada en operación de la subestación Norte 500/230/115 kV y líneas asociadas (UPME 01 - 2013 Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV, UPME 03 - 2010 Chivor Norte Bacatá. CHIVOR – CHIVOR II – NORTE – BACATÁ 230 kV y Subestación Norte 115 kV - STR.). Para esto se trabajó bajo dos supuestos, con la subestación Norte y sin la subestación Norte en operación. En cada uno de estos supuestos se consideró un caso base (sin Sopó) y un caso de estudio (con Sopó). El horizonte de tiempo escogido para la evaluación del proyecto abarca los años 2027, 2031 y 2040. Los escenarios de simulación se muestran en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Escenarios de simulación considerados en la evaluación del proyecto.

Escenarios de simulación	Año	S/E Norte 500/230/115kV y líneas asociadas	S/E Sopó 230/115 kV y líneas asociadas	
1	2027	No*	No	
	2031			
2	2027		sí	
	2031			
3	2027	sí		No
	2031			
	2040			
4	2027		sí	sí
	2031			
	2040			

* El año 2040 no se consideró sin la subestación Norte.

Para la generación disponible en el área oriental se tuvo en cuenta la última actualización de la capacidad asignada disponible en la ventanilla única, donde se incluye tanto proyectos aprobados como liberados. Se planteó un escenario de generación mínima en el área oriental, al considerarse el escenario más crítico para el área. En cada año se encendieron las plantas necesarias para la convergencia del flujo bajo la contingencia más grave, la salida de la línea Bacatá – Primavera 500 kV. El número de unidades encendidas se determinó bajo un escenario de demanda máxima y se muestran en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Unidades encendidas en escenarios de generación.

Escenario	2027	Unidades encendidas 2031	2040
1 y 2	Chivor UG1, Chivor UG2, Chivor UG3, Guavio 1, Guavio 2, Guaca 1, Paraiso 1, Zipa 4	Chivor UG1, Dario Valencia Samper 1, Dario Valencia Samper 2, Dario Valencia Samper 5, Guaca 1, Guaca 2, Guaca 3, Guavio 1, Guavio 2, Guavio 3, Paraiso 1, Paraiso 2, Paraiso 3, Zipa 3, Zipa 4	-
3 y 4	Chivor UG1, Chivor UG2, Chivor UG3, Guaca 1, Paraiso 1	Chivor UG1, Dario Valencia Samper 1, Dario Valencia Samper 2, Guaca 1, Guaca 2, Paraiso 1, Paraiso 2, Guavio 1, Guavio 2, Guavio 3	Chivor UG1, Dario Valencia Samper 1, Dario Valencia Samper 2, Guaca 1, Guaca 2, Paraiso 1, Guavio 1, Guavio 2, Guavio 3

El crecimiento de la demanda se consideró conforme a la proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2023-2037. Se tuvo en cuenta dos escenarios de demanda para el área oriental (máxima y media), para analizar el impacto de la subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas en 115 kV en las tensiones de la región de interés. Por otro lado, es importante resaltar que, para los análisis realizados en el año 2040, los valores de demanda proyectados fueron proporcionados por el operador de red con base en las solicitudes de factibilidad.

Como criterio de evaluación se analizó únicamente el impacto del proyecto (subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas en 115kV) sobre los activos del STN y STR.

1.1.3.2 Análisis y resultados

A continuación, se muestran los resultados encontrados en los análisis realizados en dos etapas. La primera es bajo el supuesto de que la subestación Norte 500/230/115 kV no está aún disponible en

operación para los años 2027 y 2031 (escenarios 1 y 2). La segunda considera que la subestación Norte ya está en operación para los años 2027, 2031 y 2040 (escenarios 3 y 4).

Supuesto No 1: Norte 500/230/115 kV y líneas asociadas no entra en operación.

Para el año 2027 y 2031 en ausencia del proyecto subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas, bajo el supuesto No 1 y ante los escenarios de demanda y generación de la **Tabla 7**, se observan problemas de tensión asociados al incremento de demanda en la región norte de Bogotá.

En el escenario de demanda media para el año 2027, no se observan problemas de tensión en la región norte de Bogotá. Los resultados obtenidos se muestran en la **Tabla 8**. Además, en el año 2031 se presentan problemas de tensión en la radialidad de la subestación Sesquilé 115 kV, aun cuando fue necesario encender un mayor número de plantas síncronas dentro del área oriental.

Tabla 8. Condiciones del sistema en demanda media, generación mínima y escenario 1.

Contingencia	2027 Demanda media Generación mínima	2031 Demanda media Generación mínima
Sin contingencia	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.
Bacatá - Primavera 500 kV	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental (Sesquilé) <90%
Nueva Esperanza - Virginia 1 500 kV	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.
Bacatá - Chía 115 kV	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental (Sesquilé) <90%

Por otro lado, el escenario de demanda máxima permite evidenciar por completo los problemas de tensión en toda la región norte de Bogotá. Para el año 2027, varias subestaciones de la región presentan bajas tensiones ante la salida en contingencia N-1 de las líneas Bacatá – Primavera 500 kV y Nueva Esperanza – Virginia 500 kV. No obstante, en el año 2031 el número de problemas aumenta, considerando que un mayor número de contingencias ocasionan bajas tensiones en la región. Estos resultados se evidencian en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Condiciones del sistema en demanda máxima, generación mínima y escenario 1.

Contingencia	2027 Demanda máxima Generación mínima	2031 Demanda máxima Generación mínima
Sin contingencia	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.
Bacatá - Primavera 500 kV	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%
Nueva Esperanza - Virginia 1 500 kV	Tensiones en área oriental 115 kV (Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Simijaca, Ubaté) <90%	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%
Bacatá - Chía 115 kV	Tensiones en área oriental 115 kV (Simijaca, Ubaté) <90%	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%
Bacatá - El Sol 115 kV	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (El Sol, Diaco COD, Termozipa, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%
Noroeste - Tenjo 115 kV	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Simijaca, Ubaté) <90%
Bacatá 500/120 kV Chía - Diaco 115 kV Diaco - Termozipa 115 kV	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Sesquilé, Simijaca, Ubaté) <90%
El Sol - Tenjo 115 kV	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Simijaca, Ubaté) <90%
Noroeste 1 230/115/13,2 Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Simijaca) <90%

Adicionalmente, se identificaron algunas subestaciones en condición de radialidad que en contingencia N-1 se desconectan por completo del sistema. Siendo estos los casos de Zipaquirá 115 kV, Peldar 115 kV, Ubaté 115 kV, Simijaca 115 kV, Bochica (La Aurora) 115 kV, Gran Sabana 115 kV y Sesquilé 115 kV.

La entrada en operación de la subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas, planteada como el escenario 2, representa numerosas mejoras en las condiciones del sistema. Los resultados obtenidos para un escenario de demanda media y generación mínima se muestran en la Tabla 10 y la Tabla 11.

Tabla 10. Condiciones del sistema en demanda media, generación mínima y escenario 2.

Contingencia	2027 Demanda media Generación mínima	2031 Demanda media Generación mínima
Sin contingencia	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.
Bacatá - Primavera 500 kV Nueva Esperanza - Virginia 1 500 kV Bacatá - Chía 115 kV	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.

Tal como se puede observar, se solucionan las problemáticas de tensión que presenta la región norte de Bogotá, para un escenario de demanda media en los años 2027 y 2031. Por otro lado, ante un escenario de demanda máxima los problemas se ven parcialmente solucionados. La contingencia Bacatá – Primavera 500 kV aún presenta problemas de tensión para el año 2031, considerando la importancia que tiene esta línea en la importación de potencia en un escenario de generación mínima.

Tabla 11. Condiciones del sistema en demanda máxima, generación mínima y escenario 2 de simulación.

Contingencia	2027 Demanda máxima Generación mínima	2031 Demanda máxima Generación mínima
Sin contingencia	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.
Bacatá - Primavera 500 kV	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Peldar, T Peldar, Simijaca, Ubaté) <90%
Nueva Esperanza - Virginia 1 500 kV Bacatá - Chía 115 kV Bacatá - El Sol 115 kV Noroeste - Tenjo 115 kV Bacatá 500/120 kV Chía - Diaco 115 kV Diaco - Termozipa 115 kV El Sol - Tenjo 115 kV Noroeste 1 230/115/13,2 Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.

Los resultados presentados, desde la **Tabla 8** hasta la **Tabla 11**, permiten evidenciar un impacto positivo para todas las subestaciones de la región norte de Bogotá en ausencia de la subestación Norte. Este impacto se ve sustentado por la solución de la mayoría de los problemas de tensión de la región en condición de operación normal y en contingencia (N-1). Adicionalmente, la condición radial de las subestaciones Bochica (La Aurora) 115 kV y Gran Sabana 115 kV se soluciona con la entrada en operación de la subestación Sopó, que conecta con las dos subestaciones. Esto deja como resultado reducción en la Demanda No Atendida (DNA) mostrada en la Tabla 5, lo que amplía el margen de los beneficios.

Supuesto No 2: Norte 500/230/115 kV y líneas asociadas entra en operación.

A diferencia del supuesto No 1, en este caso las simulaciones incluyeron el año 2040 y la entrada en operación de la subestación Norte con sus líneas asociadas.

El escenario 3 plantea la ausencia de la subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas. Ante un escenario de demanda media, no se observan problemáticas de tensión en los años 2027 y 2031. Mostrando que tanto la subestación Norte como la subestación Sopó son soluciones pertinentes. Sin embargo, los resultados obtenidos con la demanda proyectada para el año 2040 muestran problemáticas de tensión en la mayoría de las subestaciones de la región norte de Bogotá. Estos resultados se muestran en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Condiciones del sistema en demanda media, generación mínima y escenario 3 de simulación.

Contingencia	2027 Demanda media Generación mínima	2031 Demanda media Generación mínima	2040 Demanda media Generación mínima
Sin contingencia	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, Diaco COD, El Sol, Gran Sabana, Peldar, Sesquilé, Simijaca, Tenjo, Termozipa, Ubaté, Zipaquirá, T Peldar) <90%
Bacatá - Primavera 500 kV	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, Diaco COD, El Sol, Gran Sabana, Nueva Esperanza 500, Peldar, Sesquilé, Simijaca, Tenjo, Termozipa, Torca, Ubaté, Zipaquirá, T Peldar) <90%
Nueva Esperanza 2 500/120/11.4 Aurora - Sesquilé 1 115 Aurora - Termozipa 1 115 Nueva Esperanza - Virginia1 1 500 T2 Bacatá - Norte 1 220 Chivor II - Norte 1 220 Norte - Nueva Esperanza 1 500 Norte - Sogamoso 1 500 T2 Norte 500/230 Gran Sabana - Norte 1 115 Norte - Sesquilé 1 115 Norte - TPeldar 1 115 Norte 1 230/120/13.8 Bacatá - Chía 1 115 Bacatá - El Sol 1 115 Bacatá - Nueva Esperanza 1 500	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, Diaco COD, El Sol, Gran Sabana, Peldar, Sesquilé, Simijaca, Tenjo, Termozipa, Ubaté, Zipaquirá, T Peldar) <90%

Contingencia	2027 Demanda media Generación mínima	2031 Demanda media Generación mínima	2040 Demanda media Generación mínima
Bacatá - Torca 1 230 Chivor - Torca 1 230 El Sol - Tenjo 1 115 El Sol - Termozipa 1 115 El Sol - Zipaquirá 1 115 Gran Sabana - Termozipa 1 115 Guavio - Torca 1 230 Tpeidar - Zipaquirá 1 115 Guavio 230/115/13.2 Noroeste 1 230/115/13.2 Nueva Esperanza 1 500/230/13.8 Bacatá 1 500/120 Bacatá 1 500/230 Torca 1 230/115 Torca 5 300 MVA 230/115			
Norte - Ubaté 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, Diaco COD, El Sol, Gran Sabana, Peldar, Sesquilé, Tenjo, Termozipa, Zipaquirá, T Peldar) <90%
Chía - Diaco 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Diaco COD, El Sol, Gran Sabana, Peldar, Sesquilé, Simijaca, Tenjo, Termozipa, Ubaté, Zipaquirá, T Peldar) <90%
Diaco - Termozipa 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (El Sol, Gran Sabana, Peldar, Sesquilé, Simijaca, Tenjo, Termozipa, Ubaté, Zipaquirá, T Peldar) <90%
Simijaca - Ubaté 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, Diaco COD, El Sol, Gran Sabana, Sesquilé, Tenjo, Termozipa, Ubaté, Zipaquirá, T Peldar) <90%

Para un escenario de demanda máxima, los resultados en el año 2031 muestran que bajo las contingencias N-1 de las líneas Norte – Sogamoso 500 kV, Bacatá – Primavera 500 kV y Nueva Esperanza – Virginia 500 kV, se presentan bajas tensiones en las subestaciones de la región norte de Bogotá. Adicionalmente, en el año 2040 el incremento de la demanda causa problemáticas de tensión aún con la entrada en operación de la subestación Norte. Los resultados de demanda máxima se muestran en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Condiciones del sistema en demanda máxima, generación mínima y escenario de simulación 3.

Contingencia	2027 Demanda máxima Generación mínima	2031 Demanda máxima Generación mínima	2040 Demanda máxima Generación mínima
Sin contingencia	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%
Bacatá - Primavera 500 kV Norte - Sogamoso 1 500 T2 Nueva Esperanza - Virginia1 1 500 T2	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, El Sol, La Paz, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Gran Sabana) <90%	Tensiones en área oriental 115 kV (Torca, Chía, El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%
Aurora - Sesquilé 1 115 Aurora - Termozipa 1 115 Bacatá - Norte 1 220 Chivor II - Norte 1 220 Norte - Sesquilé 1 115 Norte - TPeldar 1 115 Gran Sabana - Norte 1 115 Norte 1 230/120/13.8 Norte 500/230 Norte - Nueva Esperanza 1 500 Nueva Esperanza 2 500/120/11.4 Chivor - Torca 1 230 Bacatá - Chía 1 115 Bacatá - El Sol 1 115 Diaco - Termozipa 1 115 El Sol - Tenjo 1 115 El Sol - Termozipa 1 115 El Sol - Zipaquirá 1 115 Norte - Ubaté 1 115 Tpeldar - Zipaquirá 1 115 Bacatá 1 500/120 Bacatá 1 500/230 Torca 1 230/115 Torca 5 300 MVA 230/115 Bacatá - Nueva Esperanza 1 500 Nueva Esperanza 1 500/230/13.8 Gran Sabana - Termozipa 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%
Chía - Diaco 1 115 Peldar - TPeldar 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%
Simijaca - Ubaté 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Ubaté, Gran Sabana) <90%

El soporte de tensión que brinda la subestación Norte tiene un mayor impacto que el de la subestación Sopó. Es por esta razón que la generación interna del escenario 3 es menor a la generación interna del escenario 2. Por esta misma razón, en el año 2031 del escenario de simulación 3 se observan problemas de tensión, porque la generación interna utilizada es menor.

El último escenario evaluado es el escenario 4 de simulación, el cual considera la entrada en operación de la subestación Sopó, bajo el supuesto que la subestación Norte ya se encuentra en operación. Los resultados obtenidos muestran que para los años 2027 y 2031, la entrada en operación de ambas subestaciones resuelve los problemas de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá. Sin embargo, el año 2040 muestra algunas problemáticas en demanda media y generación mínima, los cuales se muestran en la **Tabla 14**.

Tabla 14. Condiciones del sistema en demanda media, generación mínima y escenario de simulación 4.

Contingencia	2027 Demanda media Generación mínima	2031 Demanda media Generación mínima	2040 Demanda media Generación mínima
Sin contingencia	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental kV (Peldar, Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, TPeldar) <90%
Aurora - Sesquilé 1 115 El Sol - Termozipa 1 115 Simijaca - Ubaté 1 115 Bacatá - Norte 1 220 Torca 1 230/115 Torca 5 300 MVA 230/115 Tpeldar - Zipaquirá 1 115 Diacó - Termozipa 1 115 Bacatá - Torca 1 230 Torca 5 300 MVA 230/115 Circo - Sopó 1 230	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental kV (Peldar, Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, TPeldar) <90%
Aurora - Termozipa 1 115 Chía - Diaco 1 115 Guavio - Torca 1 230 Noroeste 1 230/115/13.2 El Sol - Tenjo 1 115 Gran Sabana - Norte 1 115 Bacatá - Nueva Esperanza 1 500 Chivor II - Norte 1 220	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental kV (Peldar, Simijaca, Tenjo, Ubaté, Zipaquirá, TPeldar) <90%
Sopó - Aurora 115 Norte - Nueva Esperanza 1 500	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental kV (El Sol, Peldar, Simijaca, Tenjo, Ubaté, Zipaquirá, TPeldar) <90%
Sopó - Gransabana 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental kV (Chía, Diaco COD, El Sol, Gran Sabana, Peldar, Simijaca, Tenjo, Ubaté, Zipaquirá, TPeldar) <90%
Sopó 1 230/115 Bacatá - El Sol 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental kV (Diacó COD, El Sol, Gran Sabana, Peldar, Simijaca, Tenjo, Ubaté, Zipaquirá, TPeldar) <90%

Contingencia	2027 Demanda media Generación mínima	2031 Demanda media Generación mínima	2040 Demanda media Generación mínima
Nueva Esperanza - Virginia1 1 500 T2 Norte 1 230/120/13.8 Bacatá - Primavera 1 500 T2 Bacatá - Chía 1 115 Norte - Sogamoso 1 500 T2	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental kV (Chía, Diaco COD, El Sol, Gran Sabana, Peldar, Sesquilé, Simijaca, Tenjo, Ubaté, Zipaquirá, TPeldar) <90%
Norte 500/230 Gran Sabana - Termozipa 1 115 Bacatá 1 500/230 Noroeste - Tenjo 1 115 Norte - TPeldar 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental kV (Diaco COD, El Sol, Peldar, Simijaca, Tenjo, Ubaté, Zipaquirá, TPeldar) <90%
Norte - Sesquilé 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental kV (Diaco COD, El Sol, Gran Sabana, Peldar, Sesquilé, Simijaca, Tenjo, Ubaté, Zipaquirá, TPeldar) <90%
Norte - Ubaté 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental kV (Simijaca, Ubaté) <90%
Bacatá 1 500/120	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental kV (Chía, Diaco COD, El Sol, Peldar, Simijaca, Tenjo, Ubaté, Zipaquirá, TPeldar) <90%

En el escenario de simulación 4, en demanda máxima se evidencian problemas de tensión, sin embargo, en los años 2027 y 2031 se solucionan. Es decir, la subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas son una solución adecuada y pertinente a los problemas de tensión que presenta la región norte de Bogotá para el año 2031, lo anterior derivado del incremento acelerado de la demanda. Los resultados del escenario 4 ante un máximo de demanda se muestran en la **Tabla 15**.

Tabla 15. Condiciones del sistema en demanda máxima, generación mínima y escenario de simulación 4.

Contingencia	2027 Demanda máxima Generación mínima	2031 Demanda máxima Generación mínima	2040 Demanda máxima Generación mínima
Sin contingencia	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Simijaca, Ubaté) <90%
Aurora - Sesquilé 115 Bacatá - Torca 1 230 Circo - Sopó 230 Chía - Diaco 1 115 Torca 1 230/115 Bacatá - Nueva Esperanza 1 500 Guavio - Torca 1 230 Tpeldar - Zipaquirá 1 115 Bacatá - Norte 1 220	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%

Contingencia	2027 Demanda máxima Generación mínima	2031 Demanda máxima Generación mínima	2040 Demanda máxima Generación mínima
Aurora - Termozipa 115 Chivor II - Norte 1 220 Noroeste - Tenjo 1 115 Noroeste 1 230/115/13.2 Norte - Nueva Esperanza 1 500 Norte - Tpeldar 1 115 Gran Sabana - Norte 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%
Sopó 1 230/115 Sopó - Gransabana 115 Norte 500/230 Bacatá - Chía 1 115 Bacatá 1 500/120 Bacatá 1 500/230 Bacatá - El Sol 1 115 Norte 1 230/120/13.8 Sopó - Aurora 115 Norte - Sesquilé 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%
Norte - Ubaté 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Simijaca, Ubaté) <90%
Norte - Sogamoso 1 500 Bacatá - Primavera 1 500 Nueva Esperanza - Virginia 1 500	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Torca, Chía, El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Sesquilé, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%
Diaco - Termozipa 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (El Sol, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%
El Sol - Tenjo 1 115 Simijaca - Ubaté 1 115 El Sol - Zipaquirá 1 115 El Sol - Termozipa 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Simijaca, Ubaté) <90%
Gran Sabana - Termozipa 1 115	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	No se presentan violaciones de tensión en las subestaciones de la sabana norte de Bogotá.	Tensiones en área oriental 115 kV (Chía, El Sol, Diaco COD, Termozipa, Tenjo, Zipaquirá, Peldar, T Peldar, Simijaca, Ubaté, Gran Sabana) <90%

Finalmente, en todos los escenarios analizados y para el horizonte comprendido entre el año 2027 y el 2031, la subestación Sopó y sus líneas asociadas resuelven las problemáticas de tensión de la región, bien sea que las obras de la subestación Norte presenten retrasos o no. Con excepción del escenario 2 en el año 2031, donde la contingencia de la línea Bacatá – Primavera 500 kV presenta problemas de tensión en la radialidad que parte de la subestación el Sol 115 kV en dirección a la subestación Simijaca 115 kV. Por otra parte, en el año 2040 se presentan problemas de tensión en todos los escenarios analizados.

1.1.3.3 Análisis de cortocircuito

La incorporación de nuevas subestaciones conlleva como una de sus principales consecuencias el aumento de las corrientes de cortocircuito que podrían surgir. Este fenómeno se origina debido a la reducción de la impedancia equivalente observada desde los puntos de falla y al incremento de los caminos disponibles para las contribuciones de cortocircuito.

En el contexto específico del área oriental, la entrada en operación de la subestación Sopó 230/115 kV, junto con las líneas asociadas, ya sea que la subestación Norte 500/230/115 kV y sus líneas asociadas entren en operación o no, ocasiona un aumento en las corrientes máximas de cortocircuito (tanto en fallas trifásicas como monofásicas) en el sistema. Por esta razón, el análisis contempla el mismo conjunto de escenarios detallados en la **Tabla 6**, como una medida de sensibilidad ante posibles retrasos en la puesta en marcha de la subestación Norte 500/230/115 kV y sus líneas asociadas.

A continuación, se presentan gráficos de barras que ilustran las subestaciones donde se ha superado la capacidad máxima de interrupción en más del 90%, en los diversos casos analizados. Dentro de los gráficos se muestran principalmente tres valores:

1. Corriente máxima de cortocircuito en la ausencia de la subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas en color azul.
2. Corriente máxima de cortocircuito con la inclusión de la subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas en color verde.
3. Capacidad máxima de interrupción de las subestaciones en línea punteada.

Los resultados obtenidos fueron agrupados en seis diferentes gráficas. Las figuras 2, 3 y 4 muestran los resultados bajo el supuesto de que la subestación Norte 500/230/115 kV y sus líneas asociadas ya se encuentran en operación al momento de la implementación de la subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas.

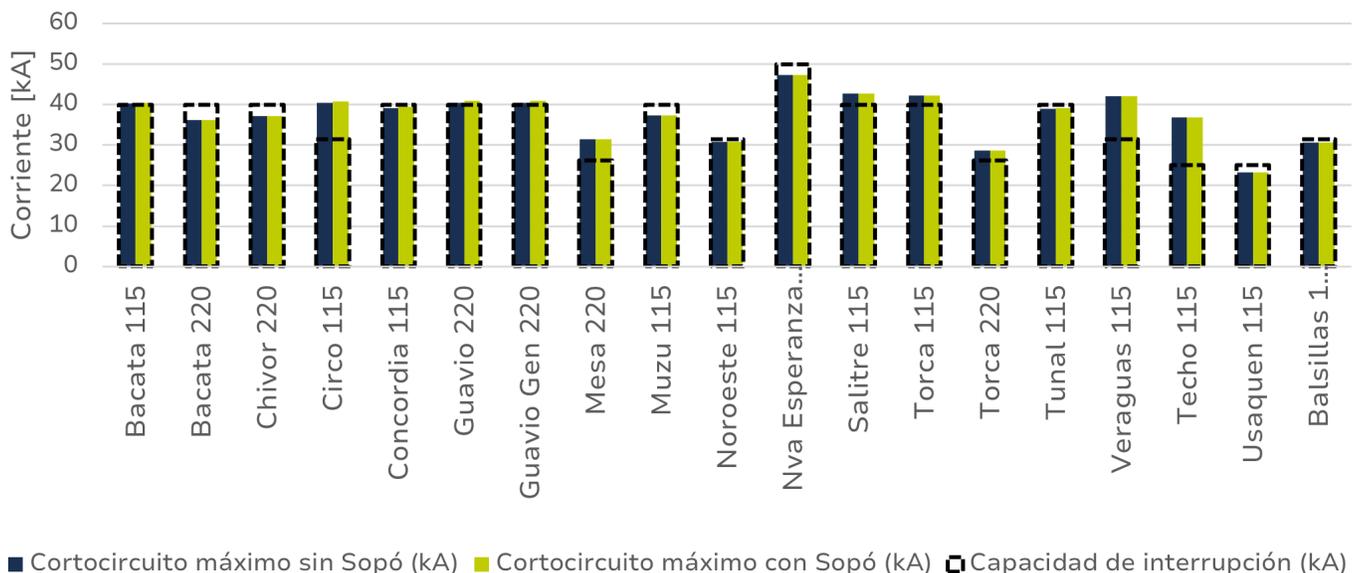


Figura 2. Corrientes de cortocircuito – con SE Norte – año 2027.

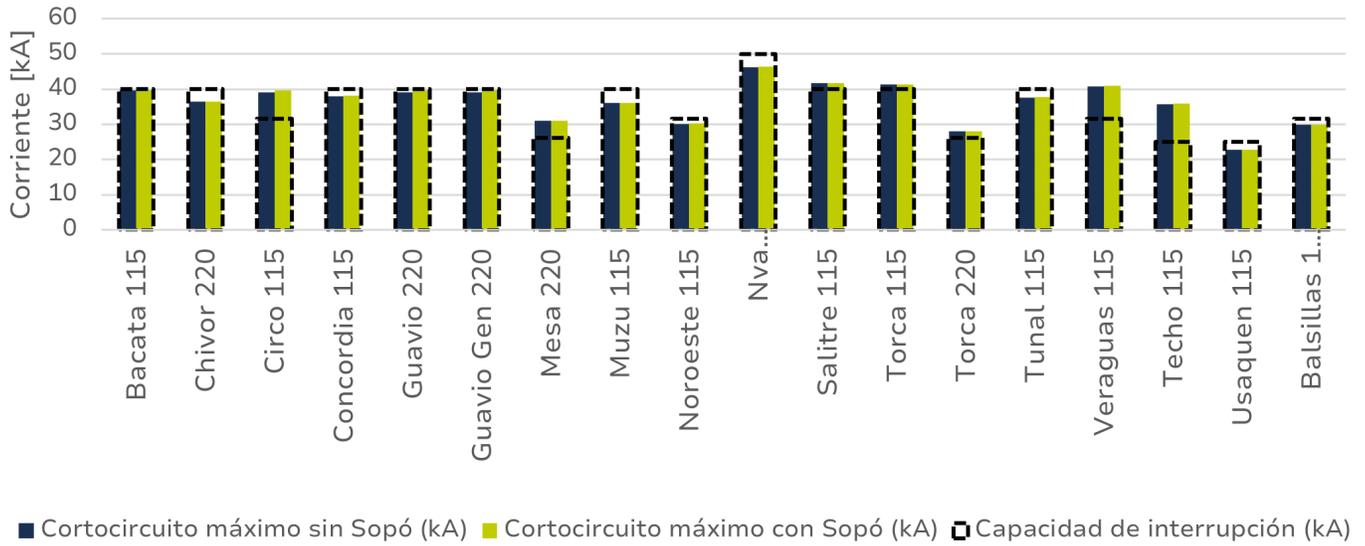


Figura 3. Corrientes de cortocircuito – con SE Norte – año 2031.

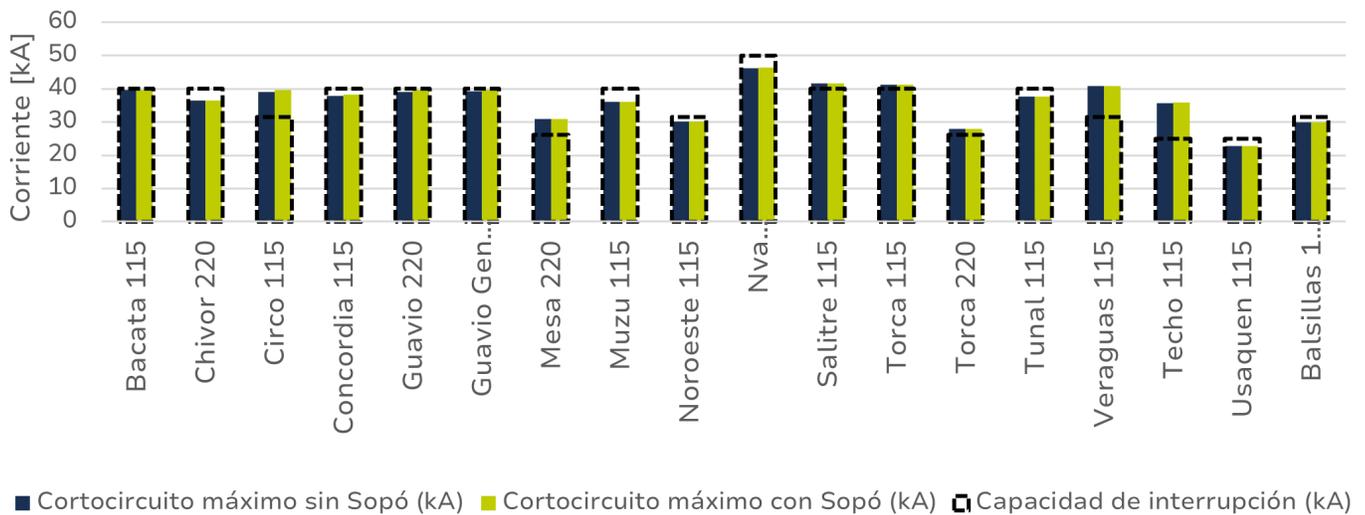


Figura 4. Corrientes de cortocircuito – con SE Norte – año 2040.

Los resultados dan evidencia del incremento de la implementación de la nueva subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas. Este se da debido a las corrientes de cortocircuito en las diversas subestaciones del área. No obstante, los resultados también permiten observar un problema en las subestaciones existentes y es el agotamiento en las máximas capacidades de interrupción, como es el caso de las subestaciones Bacatá 115 kV, Circo 115 kV, Guavio 220 kV, Mesa 220 kV, Salitre 115 kV, Techo 115 kV, Torca 115 kV, Torca 220 kV y Veraguas 115 kV. La subestación con esta condición de agotamiento más crítica es la subestación Techo

115 kV con un 47.4% por encima de su capacidad en el año 2027. Sin embargo, es importante resaltar que este problema existe aún sin la entrada en operación de la subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas.

Por otro lado, el segundo grupo, relacionado con las figuras 5, 6 y 7 muestran los resultados de cortocircuito bajo el supuesto de que la subestación Norte 500/230/115 kV y líneas asociadas aún no se encuentra en operación al momento de la integración de la subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas al sistema.

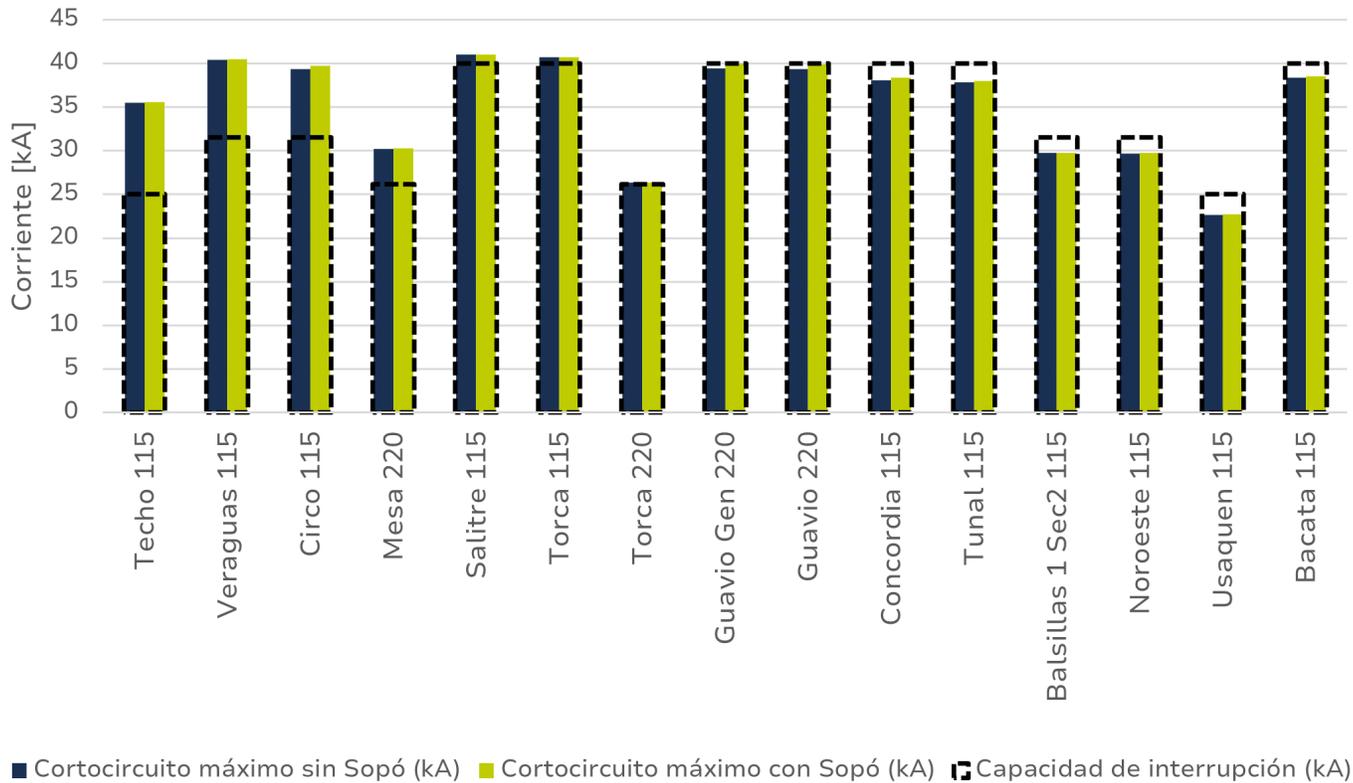


Figura 5. Corrientes de cortocircuito – sin SE Norte – año 2027.

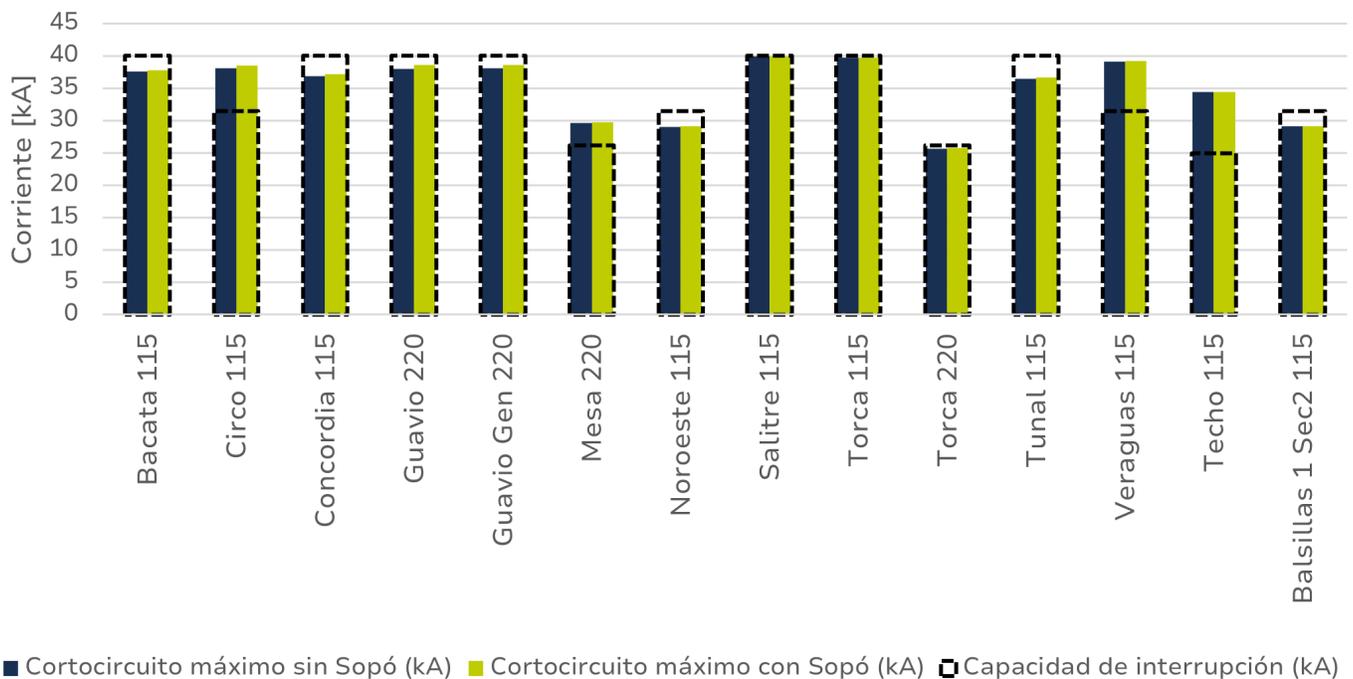


Figura 6. Corrientes de cortocircuito – sin SE Norte – año 2031.

Al igual que en el caso anterior, el incremento en las corrientes de cortocircuito con la entrada en operación de la subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas es apreciable. Sin embargo, aún con el supuesto de que la subestación Norte 500/230/115 kV no entre en operación, las máximas capacidades de interrupción de cortocircuito se ven superadas en las subestaciones Circo 115 kV, Concordia 57.5 kV, Guavio 220 kV, Mesa 220 kV, Salitre 115 kV, Techo 115 kV, Torca 115 kV, Torca 220 kV y Veraguas 115 kV. Siendo la subestación Techo 115 kV la más crítica con 41.7% por encima de su capacidad, seguida de la subestación Circo 115 kV con un 24.6% en el año 2027 y sin la subestación Sopó 230/115 kV.

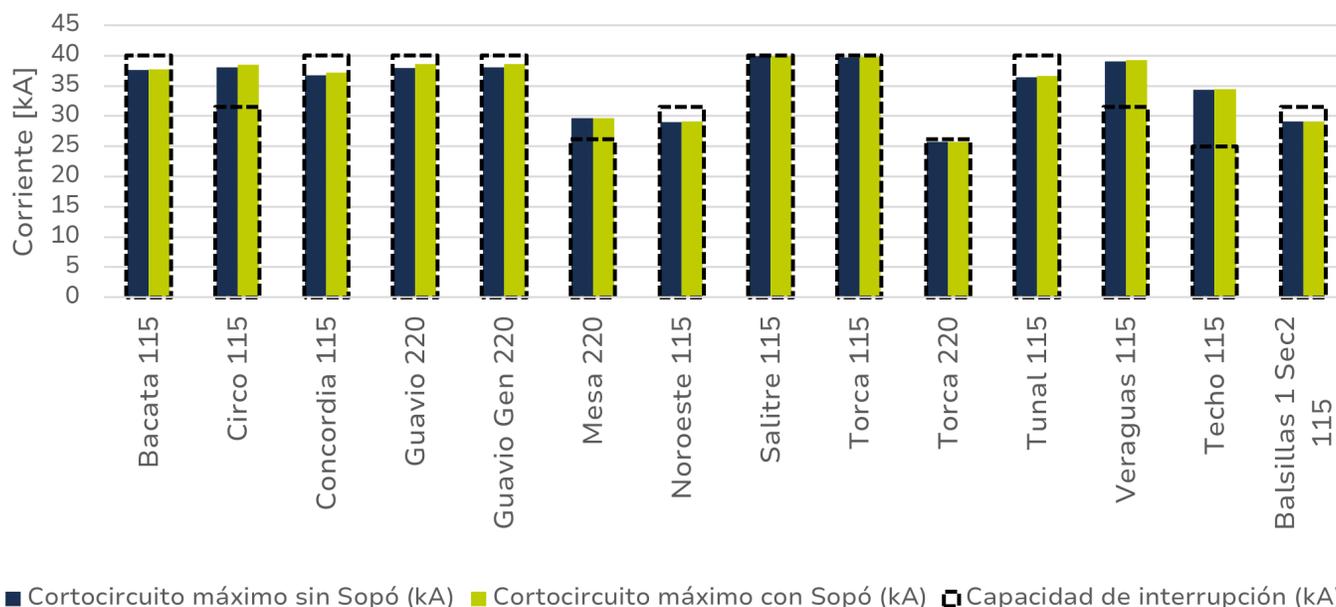


Figura 7. Corrientes de cortocircuito – sin SE Norte – año 2040.

Al comparar los resultados derivados de los dos supuestos (con y sin la subestación Norte 500/230/115 kV y líneas asociadas) se puede observar que la entrada en operación de ambos proyectos (Sopó y Norte) causa un mayor impacto en las corrientes de cortocircuito del área, a causa de la disminución de la impedancia equivalente del sistema.

Estos resultados dejan en evidencia un problema ajeno a la entrada en operación de la subestación Sopó 230/115 kV, y es el agotamiento de las máximas capacidades de interrupción en numerosas subestaciones del área oriental. Este agotamiento es resultado del crecimiento del SIN.

1.1.4 Análisis económicos

1.1.4.1 Costos

Se valoran los costos en Unidades Constructivas según Resolución CREG 011 de 2009.

	Costo en \$ - UC	Costo en USD - UC
STR	\$111.535.503.928,80	\$28.019.279,15
STN	\$62.384.519.163,42	\$15.671.864,07
Total	\$190.371.148.779,75	\$47.823.896,17

Tabla 16. Costo del proyecto en UC al 2023

Tabla 17. Unidades Constructivas Sistema de Transmisión Regional – STR

N°	Obra	UC	Descripción	Cantidad
1	Sopo 115 kV	N5T16	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 91 a 100 MVA	6
2	Sopo 115 kV	N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)	131,25
3	Sopo 115 kV	N4S62	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	5
4	Sopo 115 kV	N4S14	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada(SF6)	2
5	Sopo 115 kV	N4S13	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	2
6	Sopo 115 kV	N4S56	Bahía de maniobra - tipo encapsulada (SF6)	1
7	Sopo 115 kV	N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	2
8	Sopo 115 kV	N2EQ34	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	2
9	Sopo 115 kV	N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	2
10	Sopo 115 kV	N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	2
11	Sopo 115 kV	N4P4	Control y protección Bahía de Seccionamiento - N4	1
12	Sopo 115 kV	N4P5	Protección Diferencial de Barras Tipo 1,2 - N4	1
13	Sopo 115 kV	N4EQ2	Transformador de tensión - N4	12
14	Sopo 115 kV	N0P3	Control subestación Tipo 3 (5-8 Bahías) (\$/bahía)	3
15	Sopo 115 kV	N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	2
16	Sopo 115 kV	N5P2	Control y protección Bahía de Transformador - 230 kV	2
17	Sopo - Gran Sabana	N4L92	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	103
18	Sopo - Gran Sabana	N4L94	Fibra óptica tipo adosada	15
19	Sopo - Gran Sabana	N4L65	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - retención	44
20	Sopo - Gran Sabana	N4L64	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - suspensión	59
21	Sopo - Gran Sabana	N4L89	Cable de guarda	14,66
22	Sopo - Gran Sabana	N4L85-E	Km de conductor (3 fases) desnudo AAA 630 - 1200 A	14,66
23	Sopo - Bochica	N4L92	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	103
24	Sopo - Bochica	N4L94	Fibra óptica tipo adosada	15
25	Sopo - Bochica	N4L65	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - retención	83
26	Sopo - Bochica	N4L64	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - suspensión	111
27	Sopo - Bochica	N4L89	Cable de guarda	27,8
28	Sopo - Bochica	N4L85-E	km de conductor (3 fases) desnudo AAA 630 - 1200 A	27,8
29	Gran Sabana	N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1
30	Gran Sabana	N4S13	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	1
31	Gran Sabana	N4EQ2	Transformador de tensión - N4	3
32	Gran Sabana	N4S42	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1
33	Bochica	N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1
34	Bochica	N4S13	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	1
35	Bochica	N4EQ2	Transformador de tensión - N4	3
36	Bochica	N4S42	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1

Tabla 18. Unidades Constructivas Sistema de Transmisión Nacional – STN

N°	Obra	UC	Descripción	Cantidad
1	Sopó 230 kV	SE211	Bahía de Línea	4
2	Sopó 230 kV	SE212	Bahía de Transformador	2
3	Sopó 230 kV	SE219	Corte Central	4
4	Sopó 230 kV	SE240	Diferencial de Barras - Tipo 1	1
5	Sopó 230 kV	SE237	Módulo de Barraje - Tipo 2	1
6	Sopó 230 kV	SE243	Módulo Común - Tipo 2	1
7	Sopó 230 kV	LI232	km de línea, 2 circuitos	0,5
8	Sopó 230 kV	LI232	km de línea, 2 circuitos	0,5
9	Sopó 230 kV	CC101	SCADA	1
10	Sopó 230 kV	CC102	Sistema de Información Geográfico: GIS	1
11	Sopó 230 kV	CC103	Sistema de Manejo de Energía: EMS	1
12	Sopó 230 kV	CC104	Enlace ICCP	1
13	Sopó 230 kV	CC105	Sistema de Comunicaciones	1
14	Sopó 230 kV	CC106	Edificio de Control	1

1.1.4.2 Beneficios

Los beneficios del proyecto subestación Sopó 230/115 kV se calcularon a partir del año 2027, fecha de puesta en operación del proyecto. Estos se calcularon para el escenario más crítico desde el punto de vista económico para el proyecto Sopó 230/115 kV y líneas asociadas. Se considera que la subestación Norte 500/230/115 tiene fecha de puesta en operación en 2026, de tal manera que los beneficios para el proyecto Sopó 230/115 y líneas asociadas se aplaza hasta el 2040 (año en el que se observa demanda no atendida). Los beneficios se calcularon en función de las problemáticas de flexibilidad en estado estable y ante contingencias, en las cuales se genera demanda no atendida (DNA), debido a las bajas tensiones en la sabana norte y occidente de Bogotá, esto por el crecimiento de la demanda y al atraso en las obras del Sistema de Transmisión Nacional – STN y del Sistema de Transmisión Regional –STR, como son los proyectos que se encuentran en ejecución de las convocatorias UPME 01-2013 Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV, UPME 03 - 2010 Chivor - Norte – Bacatá 230kV y el proyecto del STR asociado a la subestación eléctrica Norte 230/115 kV y líneas asociadas 115kV. Lo anterior se verificó con la proyección de la demanda y los diferentes escenarios de generación mediante simulaciones de flujo de carga.

1.1.4.3 Relación Beneficio-Costo

La Tabla 17 muestra el resultado de la relación B/C del caso más crítico, considerando la entrada en operación del proyecto subestación Norte 500/230/115 kV y líneas asociadas en el año 2026.

Tabla 19. Relación B/C con base en los escenarios

Escenario	Características	B/C	VPN - Beneficios por DNA [USD]
Escenario Crítico	Entrada de Norte FPO (oct-2025 – Jun-2026) y Sopó FPO (Dic-2027).	7.558	\$ 355.991.772,53

Fuente: UPME

Tal como se puede observar, la relación B/C es mayor a 1 en el escenario más crítico desde el punto de vista económico. En la medida que las obras asociadas a la subestación Norte 500/230/115 kV y líneas asociadas retrasen más su entrada en operación, los beneficios de la obra de Sopó 230/115 kV y líneas asociadas aumentan, al igual que la relación B/C.

1.1.5 Fecha de Puesta en Operación

La fecha de puesta en Operación del proyecto subestación Sopó 230kV y líneas asociadas de 115kV, se viabilizó en la ventana del Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036, adicional a ello cuantificando el tiempo que conlleva el proceso de selección y adjudicación de la convocatoria y el de construcción típico para un proyecto de este tipo.

Lo anterior se socializó con el Comité Asesor de Planeación de la Transmisión – CAPT, comité No 201, realizado el 29 de septiembre del 2023, en donde la recomendación en conjunto fue como Fecha de Puesta en Operación el 31 de diciembre del 2027.

1.1.6 Conclusiones

- Los beneficios asociados a la demanda que se atendería con el proyecto subestación Sopó 230kV y líneas asociadas de 115kV son superiores a los costos de la obra, por lo que se recomienda su ejecución.
- Aun cuando el proyecto subestación Sopó 230kV y líneas asociadas de 115kV, perciba beneficios desde el 2040, dado el crecimiento de la demanda, esta obra propuesta sigue siendo viable y con relación Beneficio / Costo superior a 1.
- El proyecto subestación Sopó 230kV y líneas asociadas de 115kV se ve como una obra necesaria en el 2040, debido al crecimiento de la demanda, por lo cual no se puede ver como una obra de mitigación, pero, debido a los atrasos que se tienen con obras asociadas al STN y STR, se encuentra necesario adelantar su construcción.

2. RECOMENDACIONES

Se recomienda la ejecución de las siguientes obras, para lo cual se deben seguir los procedimientos normativos y regulatorios a efectos de su ejecución:

Obra asociada al Sistema de transmisión Nacional - STN

Subestación Sopó 230 kV en configuración interruptor y medio, conectada por medio de dos tramos doble circuito y cuatro bahías de línea, con lo cual se interceptarán las líneas existentes Guavio – Circo 1 y 2 de 230 kV, y albergará dos bahías de transformación AT/MT y una bahía de reserva para un futuro transformador 230/115kV.

Obra asociada al Sistema de transmisión Regional - STR

Subestación Sopó 115kV barra sencilla seccionada; contempla la instalación de dos bancos de autotransformadores trifásicos 230/115 kV de 300 MVA y dos bahías de línea con capacidad de 1200 A para Sopó – Gransabana 115 kV y Sopó – Bochica (La Aurora) 115 kV, adicional se consideran las bahías de reserva para 4 futuras líneas a 115 kV.