



**ESTUDIO DE OPORTUNIDADES DE CONEXIÓN
2021 - 2025
GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P.**

**Unidad Negocio de Transmisión
Bogotá, junio de 2021**

ESTUDIO DE OPORTUNIDAD DE CONEXIÓN AL STN PROPIEDAD DE GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P. 2021-2025

1. RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento presenta las consideraciones y supuestos para el cálculo de las oportunidades de conexión de generación y demanda en las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN) de propiedad de Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. - GEB, esta infraestructura se concentra en tres áreas operativas del SIN: Oriental, Suroccidente y Caribe, de manera que los análisis se dividieron en estas tres áreas.

Los análisis se realizaron sobre un modelo completo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), incluyendo la infraestructura actual en operación, a nivel de STN y STR, así como los proyectos que hacen parte de la expansión de la transmisión y generación definida en los Planes de Expansión elaborados por la UPME. El escenario de demanda es el de crecimiento medio vigente, publicado por la UPME y los despachos de generación dependiendo de cada análisis, ya sea de conexión de demanda o de conexión de generación.

El estudio de oportunidad de conexión se realiza mediante simulaciones en estado estable (flujos de carga) en condiciones de red completa y en contingencia N-1 en las líneas del STN y transformadores de uso y conexión del área operativa que se está evaluando. Se evalúa la tensión de las barras y la cargabilidad de los equipos, con el fin de determinar la máxima conexión de carga o generación, hasta que dejen de cumplirse los criterios de operación estipulados en la regulación vigente. No se consideran en los análisis tomar medidas para el control de tensión como variación en la excitación de las máquinas sincrónicas, conexión o desconexión de las compensaciones reactivas o modificación en los ajustes de los cambiadores de tomas de los transformadores de conexión.

El análisis de oportunidad de conexión de cada barra se realiza de manera independiente, lo que implica que los valores encontrados no son concurrentes, es decir que no pueden ser sumados aritméticamente para obtener la oportunidad de conexión para un área en particular.

El documento también presenta los resultados de simulaciones de cortocircuito trifásico y monofásico en las subestaciones de propiedad de GEB para el periodo de análisis indicado.

2. CONSIDERACIONES GENERALES

En cumplimiento de lo establecido en la regulación vigente, los Transmisores Nacionales deben presentar un estudio de oportunidades de conexión el cual permite identificar las posibilidades de conexión de demanda y generación en las subestaciones del STN.

Es necesario aclarar que las posibilidades de conexión indicadas en el presente documento obedecen a la simulación de escenarios de operación con condiciones específicas y por consiguiente solamente deben ser tomadas como valores de referencia, la asignación de un punto para la conexión de demanda o generación deberá cumplir con los procedimientos establecidos en las resoluciones CREG 025 de 1995 (Código de Conexión), CREG 106 de 2006 (Procedimiento para conexión de generadores) y aquellas que las modifiquen o sustituyan, estos procedimientos establecen que para la emisión de un concepto de conexión a sus activos, los interesados deben desarrollar un estudio de conexión el cual permite realizar una evaluación detallada de la conexión de una demanda o una generación a una subestación o activo del STN.

Las simulaciones se realizan mediante flujos de carga y contingencias N-1 en líneas del STN (desde 220 kV hasta 500 kV) y en transformadores de uso del STN y de conexión al STN. En el caso de conexión de generación, se considera que las unidades de generación evaluadas no entregan potencia reactiva y se evalúa hasta una capacidad máxima de generación de 1000 MW; mientras que para la conexión de demanda se considera un factor de potencia de 0.9 con una capacidad máxima de 500 MW.

Para el análisis de oportunidades de conexión de generación se ajusta en cada área operativa un escenario con una condición de máxima exportación del área, la cual se da en un estado de demanda mínima y despacho máximo de las unidades del área. El nodo de holgura se selecciona por fuera del área bajo análisis, lo que implica que, al modelar la conexión de generación de potencia en las subestaciones del área, se causa el aumento de exportación de energía, incrementando el uso de la infraestructura de interconexión inter-área.

Lo anterior implica que, bajo este análisis, las áreas que presentan atrapamiento de generación no permitirían aumentar su capacidad instalada de generación hasta tanto no se encuentre en operación la infraestructura o expansión necesaria para eliminar dicho atrapamiento.

Para el desarrollo de los análisis de oportunidades de conexión de demanda se ajusta en cada área un escenario de máxima importación, el cual se presenta en un estado de demanda máxima, con mínimo despacho local (únicamente el necesario para una operación segura del área). El nodo de holgura en las áreas analizadas se consideró externo a cada área, de manera que se garantice la evaluación de la importación en el área evaluada.

Finalmente, las simulaciones de cortocircuito trifásico y monofásico se realizan mediante la norma IEC 60909 de 2016 considerando que todas las unidades de generación del sistema se encuentran en servicio, con el fin de obtener niveles de cortocircuito máximos.

Los años de análisis para cubrir el horizonte de tiempo 2021-2025 fueron el 2023 y 2025. En la Tabla 1 se presentan los proyectos en desarrollo por parte del GEB que se consideraron en operación para los dos años de análisis del presente Estudio.

Tabla 1. Proyectos GEB considerados a partir de cada año de estudio

A partir del año:	Proyecto en operación:
2023	La Loma STR Tesalia 230 kV Carga de San Fernando en La Reforma 230 kV Renacer 230 kV Colectora 500 kV
2025	Refuerzo Suroccidente 500 kV Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV Chivor II – Norte 230 kV

El proyecto segundo refuerzo oriental (Virginia – Nueva Esperanza 500 kV) se considera en operación para el análisis del 2024, así como el proyecto Río Córdoba – Bonda 220 kV en el área GCM.

3. OPORTUNIDADES DE CONEXIÓN DE GENERACIÓN

Tal como se indicó previamente, los escenarios planteados para el análisis contemplan alta generación en el área de análisis y demanda mínima. Los despachos considerados se presentan a continuación en la tabla 1, los valores de demanda se presentan en la tabla 2.

Tabla 1. Despachos Para Oportunidades de Conexión de Generación

Área	Unidades Despachadas a Toda su Capacidad
Oriental	Chivor x 8 Guavio x 5 La Guaca x 3 Paraíso x 3 Dario Valencia Samper x 3
Suroccidente	Betania x 3 Quimbo x 2 Calima x 4 Alto Anchicayá x 3 Bajo Anchicayá x 4 Salvajina x 3

Tabla 2. Potencia para Demanda Mínima en MW

Área	2023	2025
Oriental	1.988	2.039
Suroccidente	1.636	1.928
Caribe	2.212	2.293

En la subárea Bolívar opera la subestación Termocandelaria 220 kV de propiedad de GEB y la planta de generación Termocandelaria, esta planta cuenta con concepto favorable para la ampliación de su capacidad condicionada a la instalación de dispositivos SCCT que permiten evitar que se presenten sobrecargas ante contingencias, sin embargo, el aumento en la capacidad de generación copa la disponibilidad de conexión de generación adicional a esta subestación.

En la subárea GCM donde operan las subestaciones La Loma 500 kV, Río Córdoba 220 kV y la futura subestación Colectora 500 kV se han presentado a la UPME múltiples solicitudes de conexión, los proyectos que actualmente han obtenido concepto favorable de la UPME se encuentran supeditados a la puesta en operación de convocatorias y obras de refuerzo a nivel del OR, situación que restringe la asignación de potencia adicional, es por esta razón que la respuesta de UPME a los proyectos que han presentado solicitudes con posterioridad ha sido que se requiere definir de expansión adicional en la subárea.

En el Área Oriental, bajo las condiciones operativas planteadas (demanda mínima y alta generación) se activa el corte del doble circuito La Guaca – La Mesa 230 kV que impide la conexión de generación adicional, para evitar la activación del corte es necesario limitar la generación en las centrales de La Guaca y El Paraíso por lo no es posible incluir generación adicional en el área pues se incrementaría la limitación del despacho.

En cuanto al área Suroccidental, contingencias en los circuitos Betania – Mirolindo 230 kV, Betania – Tuluní 230 kV y Mirolindo – Tuluní 230 kV ocasionan sobrecargas a nivel del STR, adicionalmente la posible entrada en operación del proyecto Andakí (fpo 2024) en la subestación Altamira 230 kV limitaría la conexión de generación adicional, es por esta razón que la capacidad de conexión de generación en la subárea se reduce del año 2023 al año 2025.

La Tabla 3 resume el resultado de oportunidades de conexión de generación para las subestaciones de GEB.

Tabla 3. Oportunidades de Conexión de Generación (MW)

Subestación	Tensión (kV)	Conexión de generación (MW)		Corte que limita la conexión de generación
		2023	2025	
Termocandelaria	220	0	0	Tenera - Termocandelaria 1 o 2 220 kV sobrecarga circuito paralelo
Colectora	500	0	0	Múltiples solicitudes de conexión en GCM requieren de expansión
La Loma	500	0	0	Múltiples solicitudes de conexión en GCM requieren de expansión
Río Córdoba	220	0	0	Múltiples solicitudes de conexión en GCM requieren de expansión
Balsillas	230	0	0	N-1 Guaca - La Mesa 230 kV sobrecarga circuito paralelo
Chivor II	230	No Aplica	0	N-1 Guaca - La Mesa 230 kV sobrecarga circuito paralelo
Circo	230	0	0	N-1 Guaca - La Mesa 230 kV sobrecarga circuito paralelo
El Paraíso	230	0	0	N-1 Guaca - La Mesa 230 kV sobrecarga circuito paralelo
Guavio	230	0	0	N-1 Guaca - La Mesa 230 kV sobrecarga circuito paralelo
La Guaca	230	0	0	N-1 Guaca - La Mesa 230 kV sobrecarga circuito paralelo
Noroeste	230	0	0	N-1 Guaca - La Mesa 230 kV sobrecarga circuito paralelo
Norte	500	No Aplica	0	N-1 Guaca - La Mesa 230 kV sobrecarga circuito paralelo
Norte	230	No Aplica	0	N-1 Guaca - La Mesa 230 kV sobrecarga circuito paralelo
San Mateo	230	0	0	N-1 Guaca - La Mesa 230 kV sobrecarga circuito paralelo
Tunal	230	0	0	N-1 Guaca - La Mesa 230 kV sobrecarga circuito paralelo
Armenia	230	520	500	N-1 Armenia - Virginia 230 kV sobrecarga Armenia - Hermosa 230 kV
Altamira	230	240	130	N-1 Betania - Mirolindo 230 kV provoca sobrecargas a nivel de STR
Betania	230	220	120	N-1 Betania - Mirolindo 230 kV provoca sobrecargas a nivel de STR
Tesalia	230	250	140	N-1 Betania - Mirolindo 230 kV provoca sobrecargas a nivel de STR
Tuluní	230	140	120	N-1 Tuluní - Mirolindo 220 kV provoca sobrecargas a nivel de STR
Renacer	230	260	150	N-1 Betania - Mirolindo 230 kV provoca sobrecargas a nivel de STR
Alfárez	500	940	540	2023: N-1 Betania - Mirolindo 230 kV provoca sobrecargas a nivel de STR 2025: N-1 Betania - Tuluní 230 kV provoca sobrecargas a nivel de STR

Subestación	Tensión (kV)	Conexión de generación (MW)		Corte que limita la conexión de generación
		2023	2025	
Alférez	230	600	470	2023: N-1 San Marcos - Yumbo 230 kV sobrecarga TRF Yumbo 230/115 kV 2025: N-1 TR Alférez 230/115 kV sobrecarga transformador paralelo

4. OPORTUNIDAD DE CONEXIÓN DE DEMANDA

Tal como se indicó en el capítulo 2, los escenarios planteados para el análisis contemplan mínima generación en el área de análisis y demanda máxima.

Los despachos considerados se presentan a continuación en la tabla 4, el número de unidades equivalentes consideradas se despacha considerando las tablas y gráficas incluidas en el Primer Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo – 2020 publicado por el Operador del Mercado XM en marzo de 2020.

Para las barras con generación asociada, se considera la generación apagada o con un despacho mínimo, la consideración de aumentar el despacho en estas unidades o encender unidades adicionales permitiría conectar una demanda mayor.

Tabla 4. Despachos Para Oportunidades de Conexión de Demanda

Área	Unidades Despachadas 2022
Oriental	Chivor x 4 Guavio x 3 Guaca x 1 Paraíso x 1
Suroccidente	Betania x 1 Quimbo x 1 Alto Anchicayá x 3 Bajo Anchicayá x 4 Salvajina x 1
Caribe (Bolívar)	Termocartagena x 3
Caribe (GCM)	Guajira x 1

Los valores de demanda se presentan en la tabla 5.

Tabla 5. Potencia para Demanda Máxima en MW

Área	2022	2024
Oriental	3.157	3.303
Suroccidente	2.368	2.437
Caribe	3.036	3.147

La Tabla 6 presenta el resultado de oportunidad de conexión de demanda para las subestaciones de GEB.

Tabla 6. Oportunidades de Conexión de Demanda

Área	Subárea	Subestación	Tensión (kV)	Conexión de demanda (MW)		Corte que limita la conexión de demanda
				2023	2025	
Caribe	Bolívar	Termocandelaria	220	190	180	Candelaria – Cartagena 1/2 220 kV sobrecarga circuito paralelo
Caribe	GCM	Colectora	500	500	500	Sin restricción identificada
Caribe	GCM	La Loma	500	500	500	Sin restricción identificada
Caribe	GCM	Río Córdoba	220	180	170	Fundación – Río Córdoba 1/2 220 kV sobrecarga circuito paralelo
Oriental	Bogotá	Balsillas	230	100	190	2023: Primavera - Bacatá 500 kV sobrecarga SVC 2025: Balsillas - Mesa 230 kV sobrecarga Balsillas - Noroeste 230 kV
Oriental	Bogotá	Chivor II	230	No Aplica	430	Primavera - Bacatá 500 kV sobrecarga STATCOM
Oriental	Bogotá	Circo	230	80	310	2023: Primavera - Bacatá 500 kV sobrecarga STATCOM 2025: Primavera - Bacatá 500 kV sobrecarga SVC
Oriental	Bogotá	El Paraíso	230	50	410	Primavera - Bacatá 500 kV sobrecarga STATCOM
Oriental	Bogotá	Guavio	230	270	240	2023: Primavera - Bacatá 500 kV sobrecarga STATCOM 2025: Chivor - Guavio 230 kV sobrecarga circuito paralelo
Oriental	Bogotá	La Guaca	230	60	410	Primavera - Bacatá 500 kV sobrecarga STATCOM
Oriental	Bogotá	Noroeste	230	80	370	Primavera - Bacatá 500 kV sobrecarga STATCOM
Oriental	Bogotá	Norte	500	No Aplica	420	Primavera - Bacatá 500 kV sobrecarga STATCOM
Oriental	Bogotá	Norte	230	No Aplica	380	Primavera - Bacatá 500 kV sobrecarga STATCOM
Oriental	Bogotá	San Mateo	230	70	210	2023: Reforma - Suria 230 kV sobrecarga Ocoa - Santa Elena 115 kV 2025: Nueva Esperanza - San Mateo 230 kV sobrecarga SVC
Oriental	Bogotá	Tunal	230	50	240	2023: Reforma - Suria 230 kV sobrecarga Ocoa - Santa Elena 115 kV 2025: Nueva Esperanza - San Mateo 230 kV sobrecarga SVC
Suroccidental	CQR	Armenia	230	320	320	Virginia - Armenia 230 kV sobrecarga Armenia - La Hermosa 220 kV
Suroccidental	Tolima - Huila	Altamira	230	50	50	Bajas tensiones en el STR de Huila desde el caso base
Suroccidental	Tolima - Huila	Betania	230	140	70	Betania 230/115 kV bajas tensiones en el STR
Suroccidental	Tolima - Huila	Tesalia	230	180	90	Betania 230/115 kV bajas tensiones en el STR
Suroccidental	Tolima - Huila	Tuluní	230	140	140	Tuluní - Mirolindo 230 kV bajas tensiones en Tuluni 220 kV y STR

Área	Subárea	Subestación	Tensión (kV)	Conexión de demanda (MW)		Corte que limita la conexión de demanda
				2023	2025	
Suroccidental	Putumayo	Renacer	230	80	80	Renacer - Jamondino 230 kV bajas tensiones en el STR de Putumayo
Suroccidental	Valle	Alfárez	500	180	150	Pance - Yumbo 230 kV sobrecarga trafos Yumbo 230/115 kV
Suroccidental	Valle	Alfárez	230	140	110	Pance - Yumbo 230 kV sobrecarga trafos Yumbo 230/115 kV

Para la subárea de Bolívar y en particular la subestación Termocandelaria, la limitación está dada por la contingencia de un circuito Candelaria – Cartagena 230 kV que sobrecarga el circuito paralelo.

En la subárea de GCM, dada la gran cantidad de líneas de 500 kV que entran en servicio, se permite la conexión de altos valores de demanda en las subestaciones La Loma 500 kV y Colectora 500 kV. Por su parte, la conexión de demanda en la subestación Río Córdoba 220 kV se verá limitada por la contingencia de un circuito Fundación – Río Córdoba 220 kV que sobrecarga el circuito paralelo.

Para el área Oriental, en el año 2023 se requieren por lo menos 12 unidades equivalentes para cubrir todas las contingencias del área. La limitante de la conexión de demanda adicional en el área es la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV que requiere de una alta inyección de reactiva para no generar un colapso de voltaje. En el año 2025 manteniendo el mismo número de unidades equivalentes se aumenta la capacidad de conexión de demanda al contar con más enlaces de importación de potencia de 500 kV.

Para el área de Suroccidente, en el año 2022 se requiere despachar generación interior suficiente para evitar la sobrecarga del transformador Virginia 500/230 kV ante la salida del transformador San Marcos 500/230 kV y viceversa, siendo esta la limitante para la conexión de demanda adicional. En este año desde el caso base la contingencia del circuito Pance – Yumbo 230 kV genera sobrecargas en la transformación de Yumbo 230/155 kV, las cuales se alivian con la entrada del proyecto Refuerzo Suroccidente.

La conexión de demanda adicional hacia el sur del país se ve condicionada por bajas tensiones en redes radiales del STR ante contingencias en el STN. La conexión de demanda adicional en la subestación Alférez queda limitada a la contingencia del circuito Pance – Yumbo 230 kV, la cual genera sobrecargas en la transformación de Yumbo 230/155 kV.

5. RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO

A continuación, en la tabla 7, se presentan los resultados de simulaciones de cortocircuito monofásico y trifásico para el último año del horizonte de análisis, es decir, 2025. Las simulaciones se realizan basados en la norma IEC 60909 de 2016 y se consideran todas las unidades de generación del sistema en servicio, con el fin de obtener niveles de cortocircuito máximos.

Tabla 7. Niveles de Cortocircuito en 2025

Subestación	Tensión (kV)	Capacidad cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito	
			Monofásica (kA)	Trifásica (kA)
Candelaria	220	40	31,07	26,03
Colectora	500	40	10,06	6,86
La Loma	500	40	11,29	12,32
Río Córdoba	220	40	10,97	10,30
Balsillas	230	40	18,23	19,88
Chivor II	230	40	24,57	27,36
Circo	230	40	14,97	16,50
El Paraíso	230	40	28,34	26,75
Guavio	230	40	37,04	33,17
La Guaca	230	40	30,23	28,23
Noroeste	230	40	30,03	30,43
Norte	500	40	9,81	11,80
Norte	230	40	23,38	23,91
San Mateo	230	40	11,66	13,18
Tunal	230	40	16,46	15,60
Alfárez	500	40	9,59	10,28
Alfárez	230	40	20,91	19,88
Armenia	230	40	7,48	9,71
Altamira	230	40	7,45	8,36
Betania	230	40	17,52	15,34
Renacer	230	40	3,26	4,25
Tesalia	230	40	13,78	13,70
Tuluní	230	40	4,29	4,60

Desde el punto de vista de nivel de cortocircuito, todas las subestaciones del GEB presentan suficiente holgura para el ingreso de nuevos proyectos de generación, o reconfiguraciones de la red de transmisión que modifiquen los flujos hacia estas.