

**GUÍA DE RESTABLECIMIENTO PARA EL STN, STR Y SDL DEL SISTEMA DE  
POTENCIA DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P PARA EL CASO  
DE ENERGIZACIÓN CHIVOR-SOCHAGOTA**

**BRANDON STEVEN ARDILA MURILLO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES**

**BUCARAMANGA**

**2018**

**GUÍA DE RESTABLECIMIENTO PARA EL STN, STR Y SDL DEL SISTEMA DE  
POTENCIA DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P PARA EL CASO  
DE ENERGIZACIÓN CHIVOR-SOCHAGOTA**

**BRANDON STEVEN ARDILA MURILLO**

**Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista**

**Director**

**CÉSAR AUGUSTO DUARTE GUALDRÓN**

**Ingeniero Electricista, Ph.D en Ingeniería Eléctrica y Computación**

**Codirector**

**WILTON ANTONIO FLÓREZ ORTÍZ**

**Ingeniero Electricista, Esp. en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA**

**2018**

*Primeramente, a Dios por ser la fuente de sabiduría y por la oportunidad que me da cada día para luchar por mis metas.*

*A mis padres Sandra Liliana y Emerson por ser mi apoyo incondicional y por enseñarme a hacer las cosas con amor y entrega.*

*A mi hermana Sara Gabriela por ser el motor de mi vida, porque con su sonrisa me da ánimos para seguir adelante.*

*A mis amigos por su compañía por todas las experiencias vividas durante este proceso.*

*Al profesor César Duarte por sus directrices y enseñanzas para la realización del trabajo de grado.*

*A los ingenieros Wilton, Diego, Edinson y Aicardo por su gran ayuda durante las prácticas empresariales.*

*A la Electrificadora de Santander ESSA por darme la oportunidad de hacer las prácticas empresariales.*

## CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN.....	16
1. OBJETIVOS.....	20
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	20
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20
2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	21
3. ANTECEDENTES, MARCO TEÓRICO, CONCEPTUAL Y SITUACIÓN ACTUAL.....	23
3.1 RESTABLECIMIENTO DE UN SISTEMA DE POTENCIA.....	23
3.2 PREMISAS GENERALES DE RESTABLECIMIENTO.....	25
3.3 ESTRATEGIAS DE RESTABLECIMIENTO.....	26
3.4 CARGA PRIORITARIA.....	27
3.5 MARCO REGULATORIO.....	28
4. DESCRIPCION DE LA ZONA.....	30
4.1 PARTES INVOLUCRADAS.....	32
4.2 ACTIVOS DISPONIBLES PARA EL RESTABLECIMIENTO.....	33
4.2.1 Subestaciones y transformadores.....	34
4.2.2 Líneas de transmisión.....	36
4.3 GENERACIÓN.....	39
4.4 DEMANDA.....	41
5. OPCIONES DE ENERGIZACIÓN.....	42
5.1 ENERGIZACIÓN POR TRANSMISIÓN.....	43
5.1.1 Chivor 230 kV.....	43
5.1.2 Primavera 230 kV.....	44

5.1.3	Primavera 500 kV. ....	45
5.1.4	Ocaña 500 kV. ....	46
5.1.5	Sogamoso 500 kV. ....	47
5.2	ENERGIZACIÓN POR ARRANQUE AUTÓNOMO.....	48
5.3	ENERGIZACIÓN COMBINANDO LOS ESCENARIOS DESCRITOS.....	49
6.	METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DE LA GUÍA DE RESTABLECIMIENTO PARA EL CASO DE ENERGIZACION CHIVOR – SOCHAGOTA 230 KV .....	51
6.1	SECCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE POTENCIA EN ISLAS O SUBSISTEMAS .....	52
6.2	ESTABLECIMIENTO DE LOS NIVELES DE PRIORIZACIÓN .....	54
6.3	CLASIFICACIÓN DE LA CARGA PRIORITARIA .....	56
6.4	RESTABLECIMIENTO DE CARGAS PRIORITARIAS .....	61
6.4.1	Rutas Óptimas de restablecimiento.....	61
6.4.2	Ejemplos.. .....	62
6.4.2.1	Elección de la ruta para llegar al centro de control de la ESSA.....	62
6.4.2.2	Elección de la ruta para llegar a las Clínicas Fosunab, Cardiovascular y Ardila Lülle.....	65
6.4.2.3	Elección de la ruta para llegar a las Clínicas Policlínica y Magdalena y a los circuitos de semáforos y entes gubernamentales en Barrancabermeja. ....	67
6.5	RESTABLECIMIENTO DE CARGAS RESIDENCIALES, INDUSTRIALES Y COMERCIALES .....	69
6.5.1	Área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores.....	69
6.5.2	Área de Barrancabermeja .....	71
6.5.3	Área de Barbosa. ....	71
6.6	RUTA DE RESTABLECIMIENTO ELEGIDA .....	72
6.6.1	Área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores.....	73
6.6.2	Área de Barrancabermeja .....	75
6.6.3	Área de Barbosa .....	76
6.7	MANIOBRAS A REALIZAR .....	76
7.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	99
7.1	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA DE POTENCIA DE LA ESSA ANTE VARIACIONES DE LOS TAPS DE LOS TRANSFORMADORES QUE LO CONFORMAN.....	100

7.2	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE 115 KV Y 230 KV ANTE LA SALIDA DE UN AUTOTRANSFORMADOR QUE CONFORMA EL ANILLO DE 115 KV .....	112
7.3	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA DE POTENCIA DE LA ESSA CUANDO SE OPERA RADIALMENTE A NIVEL DE 115 KV .....	120
8.	CONCLUSIONES.....	123
	REFERENCIAS .....	125

## LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Subestaciones y transformadores disponibles .....	34
Cuadro 2. Líneas de transmisión disponibles en los respectivos niveles de tensión .....	37
Cuadro 3. Grupos de generación de la subárea Santander.....	40
Cuadro 4. Cargas prioritarias del área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores.....	56
Cuadro 5. Cargas prioritarias del área de Barrancabermeja.....	59
Cuadro 6. Cargas prioritarias del área de Barbosa.....	60
Cuadro 7. Resultados ejemplo rutas óptimas 1. ....	64
Cuadro 8. Resultados ejemplo rutas óptimas 2. ....	66
Cuadro 9. Resultados ejemplo rutas óptimas 3. ....	68
Cuadro 10. Porcentajes asignados al total de clientes por subestación .....	70
Cuadro 11. Porcentajes asignados al total de clientes por subestación. ....	70
Cuadro 12. Maniobras operativas para el restablecimiento del área metropolitana de Bucaramanga.....	77
Cuadro 13. Maniobras operativas para el restablecimiento del área de Barrancabermeja .....	91
Cuadro 14. Maniobras operativas para el restablecimiento del área de Barbosa. .	98

Cuadro 15. Consolidado de pérdidas totales del sistema de potencia ante variaciones de la posición de los taps.....	100
Cuadro 16. Pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps de los autotransformadores.....	105
Cuadro 17. Pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps de los transformadores de 115/34,5/13,8 kV.....	107
Cuadro 18. Pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps de los autotransformadores de Barranca .....	108
Cuadro 19. Pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps del transformador Paipa 4 .....	109
Cuadro 20. Cargabilidad de las líneas de 230 kV y 115 kV en operación normal y ante la salida del autotransformador Piedecuesta 230/115 kV .....	112
Cuadro 21. Cargabilidad de las líneas de 230 kV y 115 kV en operación normal y ante la salida del autotransformador Bucaramanga 230/115 kV. ....	114
Cuadro 22. Cargabilidad de las líneas de 230 kV y 115 kV en operación normal y ante la salida del autotransformador Palos 230/115 kV.....	117
Cuadro 23. Pérdidas del sistema cuando se opera de forma anillada y de forma radial a nivel de 115 kV.....	120

## LISTA DE FIGURAS

pág

Figura 1. Topología actual del sistema de potencia de la ESSA.....	33
Figura 2. División en islas del sistema de potencia de la ESSA .....	53
Figura 3. Ruta de restablecimiento del área Bucaramanga, Parte 1.....	73
Figura 4. Ruta de restablecimiento del área Bucaramanga, Parte 2.....	74
Figura 5. Ruta de restablecimiento del área Barrancabermeja.....	75
Figura 6. Ruta de restablecimiento del área Barbosa.....	76
Figura 7. Diferencial de pérdidas cuatro taps arriba .....	102
Figura 8. Diferencial de pérdidas cuatro taps abajo.....	104
Figura 9. Comportamiento de las pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps de los autotransformadores.....	106
Figura 10. Comportamiento de las pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps de los transformadores de 115/34,5/13,8 kV.....	107
Figura 11. Comportamiento de las pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps de los autotransformadores en Barranca. ....	109
Figura 12. Comportamiento de las pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps del transformador de Paipa 4 .....	110
Figura 13. Cargabilidad de las líneas de 230 kV y 115 kV en las dos condiciones de operación .....	113
Figura 14. Cargabilidad de las líneas de 230 kV y 115 kV en las dos condiciones de operación .....	116

Figura 15. Cargabilidad de las líneas de 230 kV y 115 kV en las dos condiciones de operación .....118

Figura 16. Diferencial de pérdidas al operar de forma anillada y radial a nivel de 115 kV.....121

## **LISTA DE ANEXOS**

Anexo A. Tensiones por secuencia del área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores. Adjunto en CD.

Anexo B. Tensiones por secuencia del área de Barrancabermeja. Adjunto en CD.

Anexo C. Tensiones por secuencia del área de Barbosa. Adjunto en CD.

Anexo D. Potencia activa, reactiva y cargabilidad por secuencia de los transformadores que conforman el área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores. Adjunto en CD.

Anexo E. Potencia activa, reactiva y cargabilidad por secuencia de los transformadores que conforman el área de Barrancabermeja. Adjunto en CD.

Anexo F. Potencia activa, reactiva y cargabilidad por secuencia de los transformadores que conforman el área de Barbosa. Adjunto en CD.

## RESUMEN

**TÍTULO:** GUÍA DE RESTABLECIMIENTO PARA EL STN, STR Y SDL DEL SISTEMA DE POTENCIA DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P PARA EL CASO DE ENERGIZACIÓN CHIVOR-SOCHAGOTA\*

**AUTOR:** BRANDON STEVEN ARDILA MURILLO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Restablecimiento, carga prioritaria, ruta óptima, estrategias de restauración, maniobras operativas, operador de red, generación, demanda, energización, apagón.

### DESCRIPCIÓN:

Ante el aumento de la demanda, los sistemas eléctricos de potencia funcionan cerca de sus límites operativos, esto, y las fallas que se pueden presentar diariamente, aumentan la posibilidad de que haya desconexión total o parcial de la carga. Para ello se hace necesario desarrollar planes de restablecimiento que logren coordinar tareas entre los entes encargados de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, con el fin de reconstruir un sistema estable y de esta forma recuperar la carga de una manera rápida, segura y eficaz para evitar los impactos negativos que se pueden presentar sobre la sociedad, la empresa y sus activos ante la ocurrencia de un evento de esta índole.

El objetivo de este trabajo es la realización de la guía de restablecimiento a nivel del STN, STR Y SDL del Sistema de Potencia de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. ante un apagón total o parcial del Sistema Interconectado Nacional, para el caso en que el CND proporcione señal de tensión en la subestación Guatiguará proveniente de los enlaces "Chivor-Sochagota".

Con este fin se seccionó el sistema de potencia en subsistemas y para cada uno de ellos se determinaron las cargas prioritarias de acuerdo a la resolución CREG 119 de 1998. Posteriormente apoyados en los criterios de restablecimiento (GRA) y en simulaciones hechas en la herramienta computacional DIGSILENT, se definen las rutas de restablecimiento que cumplan con las restricciones de tensión y con los criterios de optimización establecidos: Número mínimo de maniobras, camino eléctrico más corto y menores pérdidas de energía.

Por último, se escoge la ruta que mejor cumpla estos criterios y se presentan las maniobras operativas entre el centro de control del CND, los transportadores, el operador de red y los generadores, para restablecer el servicio de energía eléctrica.

---

\* Proyecto de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director César Augusto Duarte Gualdrón

## ABSTRACT

**TITLE:** RESTORATION GUIDE FOR THE STN, STR AND SDL OF THE POWER SYSTEM OF THE ELECTRICIADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P FOR THE CHIVOR-SOCHAGOTA ENERGIZATION CASE\*

**AUTHOR:** BRANDON STEVEN ARDILA MURILLO\*\*

**KEYWORDS:** Restoration, priority loading, optimal route, restoration strategies, maneuvers operational, network operator, generation, demand, energization, blackout

### DESCRIPTION:

In view of the increase in demand, electric power systems operate close to their operational limits, this, and the failures that can occur daily, increase the possibility of total or partial disconnection of the load. For this it becomes necessary develop restoration plans that manage to coordinate tasks between the entities responsible for the generation, transmission and distribution of electric power, in order to rebuild a stable system and in this way recover the load in a fast way, safe and effective to avoid the negative impacts that may occur on the society, the company and its assets before the occurrence of an event of this nature.

The objective of this work is the realization of the restoration guide at the level of the STN, STR and SDL of the Power System of the Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. with the occurrence of a total or partial blackout of the National Interconnected System, for the case in which the CND provide voltage signal in the Guatiguará substation coming from the links "Chivor-Sochagota".

To this end, the power system was divided into subsystems and for each of them priority charges were determined according to resolution CREG 119 of 1998. Later, supported by the restoration criteria (GRA) and simulations made in the DigSILENT computer tool were defined the routes of restoration that complied with the voltage restrictions and with the optimization ceiterios established: Minimum number of maneuvers, shorter electric path and lower energy losses.

Finally, the route that best meets these criteria is chosen and maneuvers are presented operations between the CND control center, the transporters, the network operator and the generators, to restore electric power service.

---

\* Draft Degree

\*\* Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering. Director César Augusto Duarte Gualdrón

## INTRODUCCIÓN

Debido a la gran demanda de energía eléctrica, los sistemas de potencia operan cada vez más cerca de sus límites de estabilidad y Cargabilidad lo que, según Urrea<sup>1</sup>, hace más probable la ocurrencia de situaciones que generen desconexión parcial o total de la carga ya sea por disparo en las protecciones o deslastre; llegando a causar eventos por cascada asociados a sobrecargas e inestabilidad dinámica y generando así un gran impacto económico y social para los interesados.

Un corte de larga duración en el suministro de energía afecta negativamente los índices de calidad de prestación del servicio del operador de red, para este caso el SAIDI y el SAIFI, lo que traduce en dividendos económicos para la empresa puesto que se debe compensar a los clientes si la calidad del servicio es menor a la estipulada por la regulación colombiana. Por tanto, es de gran importancia mitigar los efectos a corto y a largo plazo que dichos eventos puedan llegar a causar.

Es por ello que el restablecimiento, un conjunto de maniobras operativas realizado para retornar el fluido eléctrico a los centros de carga, nace como la necesidad de llevar el sistema de potencia afectado por apagones totales o parciales, desde su condición de desconexión a una condición de conexión segura y estable en el menor tiempo posible<sup>2</sup>, minimizando las maniobras sobre los equipos y garantizando la atención de la demanda prioritaria de acuerdo con la disponibilidad total o parcial de los activos del STN; esto, sin sobrepasar los niveles de tensión admitidos en dichos

---

<sup>1</sup> URREA, Roberto y XM S.A E.S.P, Compañía de Expertos en mercado. Restablecimiento de sistemas de Potencia usando la teoría de grafos. II Congreso CIER de la Energía, Medellín, noviembre de 2007.

<sup>2</sup> XM S.A E.S.P, Compañía de Expertos en mercado. Restablecimiento de Sistemas de Potencia. 2012

activos, amortiguando oscilaciones de potencia y sin exceder los límites de potencia reactiva de los equipos y generadores ni colocar en peligro los equipos de protección.

Este proceso se convierte en un desafío para los operadores de los centros de control debido a las grandes restricciones que se presentan, el estado post-falla de la red y los diversos objetivos que deben cumplirse para reconstruir un sistema estable y recuperar la carga de una manera rápida, segura y estratégica[1]; sin contar el estado de tensión al que se ven sometidos dichos operadores al tener que tomar decisiones trascendentales que repercutirán en gran manera a los afectados por el evento.

Entendiendo esto y con el ánimo de realizar la toma de carga efectivamente y evitar maniobras que puedan causar daños mayores o en el peor de los casos un nuevo colapso, los operadores de red han venido desarrollando las “Guías de restablecimiento”, las cuales según Sforza y Bertanza<sup>3</sup>, son un grupo de acciones generales y específicas analizadas con anterioridad que deben ser ejecutadas durante el proceso en mención y que logran coordinar tareas entre las entidades encargadas de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, minimizando la incertidumbre y garantizando la pronta llegada de tensión a los centros de carga.

Según Fink, Liou & Liu<sup>4</sup>, teniendo en cuenta la diversidad de fallas, operación y topologías que puede presentar un Sistema de Potencia, se hace difícil generalizar

---

<sup>3</sup> SFORZA, Marino. BERTANZA, Vanni. Restoration Testing and Training in Italian ISO. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 17, No 4, November 2002.

<sup>4</sup> FINK, Lester H.; LIOU, Kan-Lee and LIU, Chen-Ching. From Generic Restoration Actions to Specific Restoration Strategies. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, May 1995.

una táctica de restauración que funcione para cada uno de ellos, por tanto, se ha propuesto la definición de lo que se llamó acciones de restauración genérica (GRA) como una forma de describir las tareas genéricas que deberían existir por fuerza en cualquiera (o la mayoría) de las estrategias de restauración seguidas en los diferentes sistemas de energía.

En este documento se presenta la guía de restablecimiento a nivel del STN, STR Y SDL del Sistema de Potencia de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. ante un apagón total o parcial del Sistema Interconectado Nacional, para el caso en que el CND proporcione señal de tensión en la subestación Guatiguará proveniente de los enlaces “Chivor-Sochagota”.

Para realizar el restablecimiento se usó la estrategia paralela (Build-up), la cual inicia con el seccionamiento del sistema en subsistemas como lo son el área metropolitana de Bucaramanga y municipios aledaños, el área de Barrancabermeja y el área de Barbosa y finaliza con la sincronización de estos mismos; lo que garantiza que el proceso de restablecimiento de estas áreas se pueda hacer en paralelo y se optimice su duración.

Así, para cada uno de los subsistemas planteados se determinan las cargas prioritarias mediante criterios de priorización y en base a ello, apoyados en los criterios de restablecimiento (GRA) y en simulaciones hechas en la herramienta computacional DIgSILENT, se define una ruta óptima que permita llegar de manera rápida y segura a dichos usuarios, presentando las maniobras operativas entre el centro de control del CND, los transportadores, el operador de red y los generadores, para restablecer el servicio de energía eléctrica.

Adicional a esto se presenta un análisis de sensibilidad realizado al Sistema de Potencia de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. en el que se resuelven los siguientes cuestionamientos:

- 1- ¿Son sensibles las pérdidas totales del sistema de potencia de la ESSA ante variaciones de los taps de los transformadores que lo conforman?
- 2- ¿Es sensible la cargabilidad de las líneas de 115 kV y 230kV, ante la salida de alguno de los autotransformadores que conforman el anillo de 115 kV del sistema de potencia?
- 3- ¿Son sensibles las pérdidas totales del sistema de potencia de la ESSA al operar radialmente a nivel de 115 kV?

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar la guía de restablecimiento del sistema de potencia de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. ante una pérdida total o parcial de suministro de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, para el caso de energización denominado Chivor-Sochagota, presentando las maniobras operativas entre el centro de control del CND, los transportadores, el operador de red y los generadores, para restablecer el servicio de energía eléctrica.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Determinar las características de priorización de cargas a ser restablecidas en un sistema eléctrico de potencia de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P ante posibles fallas no programadas.
- Definir las rutas de restablecimiento óptimas ante fallas del sistema eléctrico a nivel del STR y SDL siguiendo lineamientos del operador nacional y consignas operativas del operador de red; partiendo del caso definido por el CND al tener señal de tensión en la barra de 230 KV de la subestación Guatiguará.
- Elaborar la guía de restablecimiento que seguirán los operadores del centro de control de la de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P ante la ocurrencia de un “Black Out” del área nordeste, optimizando maniobras operativas y llegando a las cargas prioritarias de una manera rápida y segura.

## 2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Dependiendo de la magnitud de las violaciones a las restricciones eléctricas, un sistema de potencia puede transitar entre los estados: estable, alerta, emergencia y restablecimiento. Según la Electrificadora de Santander<sup>5</sup>, en el primero la demanda es atendida y los generadores como el resto de equipos presentes en la red trabajan dentro de sus límites de operación; en el segundo, el sistema se encuentra operando cercano a sus límites de seguridad y ante la ocurrencia de una contingencia puede alcanzar el estado de emergencia; en el tercero, se han violado los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender totalmente la demanda; y en el cuarto, se emplea un procedimiento para llevar el sistema de un estado de emergencia a un estado estable.

El problema que se trató se presenta cuando el sistema de potencia entra en estado de emergencia, más específicamente ante un apagón total o parcial, puesto que en ese momento se hace difícil elegir las secuencias óptimas para empezar el proceso de restablecimiento. Para ello y de acuerdo con Socha<sup>6</sup>, las herramientas computacionales permiten realizar un análisis profundo de las redes y ayudan a definir las rutas óptimas que serán de gran ayuda para el operario y han sido bien acogidas por las empresas del sector eléctrico y energético. Aquí nace la necesidad de capacitar a los operadores del sistema de potencia con técnicas que le permitan desarrollar habilidades para manejar eventos imprevisibles que se puedan ocurrir.

Por tanto, la guía se diseñó como alternativa de solución con el fin de mitigar los impactos ante dicho suceso, que se reflejan en pérdidas económicas, llegando a presentarse un lucro cesante en la industria y sector informal, daños en datos y

---

<sup>5</sup> Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Manual de operación ESSA, Versión 2. Febrero de 2014

<sup>6</sup> SOCHA, Manuel. Metodología técnico-pedagógica para el entrenamiento de operadores en la tarea de restablecimiento de la operación del sistema de potencia, Bogotá: Unidad de Publicaciones, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Colombia - Sede Bogotá-. 2010.

servicios de informática y suspensión de transporte electrificado entre otros. Según Kirschen y Volkmann<sup>7</sup>, en el sector de la salud puede haber pérdida de los sistemas de soporte de vida en centros de salud, descomposición de alimentos y efectos secundarios después del apagón. Además, la seguridad puede verse afectada dado que es factible que se presente caos y accidentalidad por congestión del tráfico, saqueo a la propiedad e incendios. Todo esto en conjunto llama la atención del gobierno, políticos, grupos de interés, grandes consumidores y medios de comunicación, por lo que se hace necesario tener recursos disponibles a implementar para que el proceso de restablecimiento se lleve a cabo de manera rápida, estratégica y eficaz.

---

<sup>7</sup> KIRSCHEN, Daniel S. and VOLKMANN, Terry L. Guiding A Power System Restoration With An Expert System. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1991.

### **3. ANTECEDENTES, MARCO TEÓRICO, CONCEPTUAL Y SITUACIÓN ACTUAL**

De acuerdo con Adibi & Martins<sup>8</sup>, un Sistema de Potencia en operación es vulnerable a la ocurrencia de fallas aleatorias de diversa índole que pueden desencadenar eventos eléctricos de gran magnitud como apagones o *blackouts*; estos pueden ser parciales o totales con o sin posibilidad de restablecimiento y son causados por sistemas de transmisión estresados, cambios en patrones de generación, mala operación de relés o interruptores, equipos fuera de servicio por mantenimiento, cascadas por sobrecargas, inestabilidad dinámica o hasta un atentado.

#### **3.1 RESTABLECIMIENTO DE UN SISTEMA DE POTENCIA**

Apagones como el del 21 de Enero de 2002 en Brasil, el del 14 de Agosto de 2003 en Estados Unidos, el de 12 de Julio de 2004 en Atenas, el del 25 de Mayo de 2005 en Moscú, el del 4 de Octubre de 2006 en Europa Occidental, el del 26 de abril de 2007 en Colombia, entre otros, dejaron millones de afectados y consigo efectos adversos como pérdidas económicas, impacto social, daño de equipos y pérdidas humanas; por lo que se hace necesario que ante la ocurrencia de cualquier evento los centros de control cuenten con las herramientas necesarias y el personal calificado para llevar el sistema de potencia afectado de un estado de emergencia a un estado normal de operación, lo que comúnmente se llama restablecimiento.

---

<sup>8</sup> ADIBI, M., & MARTINS, N., "Power system restoration dynamics issues". Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE, 2008.

El restablecimiento de un Sistema de Potencia requiere el análisis y uso de estrategias flexibles, eficaces, oportunas y dinámicas que garanticen que la red esté fuera de funcionamiento el menor tiempo posible y que se reduzcan los impactos sobre los diferentes sectores afectados. Según Dong, Yunping y Youping<sup>9</sup>, en cualquier proceso de restablecimiento se vela por reconstruir un sistema estable y por atender la demanda, por lo que se debe en todo momento mantener el balance de potencia activa con el fin de evitar problemas de frecuencia que puedan llegar a ocasionar pérdidas de generación o carga agravando la situación y también mantener el balance de potencia reactiva para evitar problemas de tensión que puedan ocasionar pérdidas de porciones de red adicionales o ya recuperadas.

De acuerdo con Cava, Rodrigo, Vivas y Martínez<sup>10</sup>, una herramienta de apoyo que actualmente utilizan los operadores de red ante la ocurrencia de apagones totales o parciales son las “Guías o Planes de Restablecimiento”, que son un conjunto de pasos y acciones a seguir después de que se presenta una perturbación en el sistema eléctrico de potencia para tratar de recuperar el mismo punto o uno muy cercano de operación justo antes de la falla, de manera segura, confiable y rápida; de esta forma, la solución de este problema se centra inicialmente en llegar a los centros de carga prioritaria teniendo en cuenta las distintas restricciones que se presenten sin descuidar tampoco los límites de seguridad con los cuales opera el sistema.

Dichas guías pasan inicialmente por un proceso de planificación en donde se estudian las posibles soluciones al problema y posteriormente por un proceso de sistematización en donde se da una respuesta adecuada ante el evento dado que se utilizan herramientas de simulación con la finalidad de definir las secuencias de

---

<sup>9</sup> DONG, Liu; YUNPING, Chen and YOUPING, Fan. The Application of Association Rule Mining in Power System Restoration. International Symposium on Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, June 2006

<sup>10</sup> CAVA, María; RODRIGO, Marcel; VIVAS, José y MARTÍNEZ, Miguel. Plan de restablecimiento del sistema eléctrico de CORPOELEC-región capital ante caídas totales o parciales. III Congreso Venezolano de redes y Energía Eléctrica, Marzo de 2012.

restablecimiento óptimas que permitan llevar a cabo el proceso efectivamente, disminuyendo el tiempo que quedarán las cargas sin servicio.

### **3.2 PREMISAS GENERALES DE RESTABLECIMIENTO**

Para que el proceso de restablecimiento de un sistema de potencia se desarrolle de manera óptima y eficaz, los operadores de red en base a la experiencia han estipulado ciertas premisas que facilitarán el procedimiento. A continuación se enuncian las principales recomendaciones estipuladas por XM S.A. E.S.P. en la Guía de restablecimiento del área Nordeste.<sup>11</sup>

La primera recomendación que se debe tener en cuenta en el momento de realizar el restablecimiento es mantener la calma, dado que de esta manera se podrá tomar decisiones acertadas que es lo que necesita. Además se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones técnicas:

- Identificar causa del evento para evitar energización en falla.
- Pasar los controles VQ a modo manual.
- Pasar los taps de los transformadores a la posición central.
- Restablecer primero los circuitos más cortos y sencillos.
- Reconectar en lugares eléctricamente remotos a unidades de generación.
- Reconectar líneas de 230 kV en lugar de 500 kV.
- No energizar dobles circuitos hasta que tome carga.
- No conectar transformadores en paralelo hasta que el primero tenga más del 50% de su carga.

---

<sup>11</sup> Gerencia del Centro Nacional de Despacho CND y XM S.A E.S.P, Compañía de Expertos en mercado. Guía de restablecimiento del área nordeste. Mayo 9 de 2014.

- En las subestaciones con ausencia de tensión se procederá a aislar todos los barrajes.
- Los circuitos de distribución que se encuentren sin tensión se deben abrir.
- Informar al operador lo más pronto posible los equipos que queden indisponibles.
- Normalizar con voltajes objetivos más bajos de los normales.
- Minimizar operaciones de conmutación.
- Conectar primero el extremo de la línea en la subestación con mayor nivel de corto circuito para evitar colapsos en el sistema.
- A nivel de 115 kV se debe dejar cerrado el anillo conformado por las barras de las subestaciones Palos 115 kV, Palenque 115 kV, Minas 115 kV, Bucaramanga 115 kV, Piedecuesta 115 kV y Florida 115 kV, para una vez se tenga tensión en alguna de ellas se pueda tomar carga en cualquiera de las subestaciones enmalladas.
- Empezar a tomar carga por el transformador T6 115/34,5 kV en la SE Palenque 115 kV, posteriormente cuando esté cargado al 50% energizar el transformador T4 y por último el T1.

### **3.3 ESTRATEGIAS DE RESTABLECIMIENTO**

De acuerdo con Liu<sup>12</sup>, la estrategia de restauración de un sistema de potencia se basa en alcances específicos como: manejo de carga, que estima las cargas prioritarias a alimentar; manejo de MW, que se refiere a la potencia activa que entra al sistema ya sea por generación o importación; manejo de MVAR, que evalúa la capacidad de entrega y consumo de reactivos de los generadores y demás fuentes de reactivos; manejo de caminos, que trata de buscar la ruta óptima de energización

---

<sup>12</sup> LIU, Chen-Ching et al. Generation Capability Dispatch for Bulk Power System Restoration: A Knowledge-Based Approach. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 1, February 1993.

de acuerdo con los activos disponibles y la inspección de estabilidad que evalúa las acciones de los interruptores para minimizar los problemas de sobretensiones y tensiones transitorias.

Así, se pueden definir dos estrategias generales a implementar en el proceso de restablecimiento.

*Estrategia secuencial (Build-down):*

Está basada en la recuperación de la red de transmisión seguida por la recuperación de la carga y la generación manteniendo el control de frecuencia y tensión, que generalmente se utiliza para apagones parciales.

*Estrategia paralela (Build-up):*

De acuerdo con Adibi, Fink<sup>13</sup> y Ebert<sup>14</sup>, generalmente se utiliza para apagones totales, se inicia con el seccionamiento del sistema en subsistemas asegurando que cada subsistema tenga por lo menos una planta con capacidad de arranque autónomo y se finaliza con la sincronización de subsistemas.

### **3.4 CARGA PRIORITARIA**

La carga prioritaria es aquella que será energizada en las primeras etapas del restablecimiento debido a que tiene una importancia significativa pues corresponde a bienes y servicios de interés social. Dichas cargas requieren estar energizadas

---

<sup>13</sup> ADIBI, M. M. and FINK, L. H. Power System Restoration Planning. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, February 1994

<sup>14</sup> EBERT, A. et al. System Restoration of a Transmission Network. IEEE Catalogue No. 95TH8130 0-7803-2981. 1995.

continuamente evitando interrupciones en su suministro que traigan consigo impactos negativos tanto para el operador de red como para los usuarios.

Es por esto que dependiendo de la actividad que se desarrolla con cada circuito de distribución, la resolución CREG 119 de 1998 clasifica cada uno de ellos en residencial, comercial, industrial, oficial y no regulado eléctricamente aislable y de esta manera determina qué carga es clasificada como desconectable o no desconectable, entendiendo esta última como: hospitales, clínicas, acueductos, aeropuertos, centros penitenciarios, instalaciones militares y de policía. La carga que no se puede desconectar es la comúnmente llamada carga prioritaria.

Adicionalmente se adjuntan a este grupo de cargas prioritarias los circuitos de alumbrado público, semáforos, antenas de telecomunicaciones y los circuitos que alimentan los centros de control de los operadores de red.

### **3.5 MARCO REGULATORIO**

Dada la complejidad que puede presentarse durante un apagón total o parcial del SIN, el centro de control del CND será el encargado de decidir cuáles rutas de restablecimiento elige dependiendo de las circunstancias y condiciones operativas del sistema y de ser necesario podrá encargar transitoriamente la Supervisión Operativa, Coordinación Operativa y Control Operativo a los Transportadores y Operadores de Red, según los párrafos de los artículos 3, 6 y 8 de la resolución CREG 080 de 1999.

Artículo 3:

“(…) El CND podrá encargas transitoriamente a los agentes que pertenezcan a los Niveles 2 y 3B, para que ejerzan total o parcialmente las funciones definidas en los numerales 2, 3 y 4 (Supervisión Operativa, Coordinación Operativa y Control Operativo) del presente Artículo cuando se presenten eventos que impliquen el aislamiento de una o más áreas del SIN (…)”<sup>15</sup>

Artículo 6 y 8:

“(…) es obligatorio por parte de los agentes aceptar los pedidos que transitoriamente les asigne el CND para ejercer parcial o totalmente las funciones definidas en los numerales 2, 3 y 4 (Supervisión Operativa, Coordinación Operativa y Control Operativo) del Artículo 3 de la presente Resolución cuando se presenten eventos que impliquen el aislamiento de una o más áreas del SIN (…)”<sup>16</sup>

---

<sup>15</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución 080 (22, diciembre, 1999). Por la cual se reglamentan las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del SIN. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 1999. no. 43.835.

<sup>16</sup> *Ibíd.*, p.

#### 4. DESCRIPCION DE LA ZONA

El sistema de potencia de la Electrificadora de Santander ESSA cuenta con 4 subestaciones a nivel del STN, 11 a nivel del STR y 61 a nivel del SDL; para un total de 76, y está soportado por cuatro entradas de conexión al STN por 220 KV, estas son las subestaciones Los Palos, Bucaramanga, Piedecuesta (Guatiguará) y Termobarranca con configuraciones en forma de barra principal más transferencia, anillo, doble barra con seccionador de Bypass y anillo respectivamente.

Adicionalmente se tiene otra entrada proveniente de la subestación Paipa 115KV en la subestación Barbosa 115 KV por medio de un transformador de 40 MVA con tensiones nominales de 115/34,5 KV.

La generación de la zona viene dada por las hidroeléctricas Palmas, que cuenta con cuatro unidades y una capacidad efectiva de 18MW; y por la planta Cascada, con cinco unidades de generación y una capacidad de 3,20 MW.

Las entradas a la red por 115 kV en Nordeste son delimitadas por los autotransformadores de 230/115/13,8 kV de las subestaciones: Los Palos, Piedecuesta y Bucaramanga, cada uno con capacidad de 150 MVA y los tres autotransformadores de 230/115 KV instalados en Barranca cada uno con capacidad de 90 MVA para un acumulado de 760 MVA de capacidad instalada en la totalidad del sistema de potencia.

El área metropolitana de Bucaramanga se caracteriza por tener líneas muy cortas que están anilladas a nivel de 115 kV por medio de las subestaciones: Palenque, Los Palos, Florida, Piedecuesta, Bucaramanga y Real de Minas, lo que permite que se pueda atender la demanda de esta área lo más rápido y seguro posible dado que cuando se llega con tensión por el STN a cualquiera de estas subestaciones se

puede tomar carga en diferentes puntos. Además, el sistema cuenta con otras subestaciones de 115 KV como lo son: Termobarranca, San Gil, Lizama, Sabana de Torres, Wilches, San Alberto, San Silvestre y Cimitarra.

A nivel de 34.5 KV el sistema está conformado por dos anillos, uno formado por las subestaciones: Palenque, Principal, Norte, Sur, Conucos y Real de Minas y el otro por las subestaciones: Principal, Conucos, Sur y Norte. Las demás subestaciones se distribuyen en forma radial, estas son: Las Villas, Bellavista, Bucarica, El Bosque, Florida, San Cristobal, La Granja, Cabecera, San Andrés, Mesa de los Santos, Acuarela, Chicamocha, García Rovira, Capitanejo, Hamacas, Los Palos, Matanza, Trincheras, California, Laguna, La Esperanza, Vijagual, Café Corriendo, Rionegro, El Cero, Palmas, Bucaramanga, Caneyes, Piedecuesta San Gil, Charalá, Socorro, San Martín, San Alberto, Santa Catalina, Sabana, San Rafael, Lizama, Pozo Nutria, Los Pozos, Llano Grande, Zapatoca, Cuchilla del Ramo, San Vicente, Contratación, Oiba, Vado Real, Buenos Aires, San Silvestre, Buenavista, El Carmen, Barbosa, Velez, Sucre, Cimitarra, Landázuri, Puerto Araujo, Parnaso, Berlín, Termobarranca, El Llanito, KM 8, Puente Sogamoso, Ciénaga, Santa Gallo, La Esperanza, La Feria, Wilches, Cantagallo, San Pablo y Berlín.

A nivel de 13,8 KV el sistema cuenta con las siguientes subestaciones: California, Matanza, Palos, Principal, Norte, Hamacas, Laguna, Trincheras, La Esperanza, Café Corriendo, Vijagual, Rionegro, El Cero, Palmas, Las Villas, Conucos, Sur, Palenque, Real de Minas, El Bosque, Bucarica, Florida, Bucaramanga, San Cristóbal, Cabecera, La Granja, Mesa de los Santos, Piedecuesta, Caneyes, San Andrés, García Rovira, Capitanejo, Acuarela, Chicamocha, San Gil, Charalá, La Cascada, San Marín, San Alberto, Santa Catalina, San Rafael, Sabana, Lebrija, Lizama, San Silvestre, Pozo Nutria, Buenos Aires, Buenavista, Los Cosos, Llano Grande, Zapatoca, Cuchilla de Ramo, San Vicente, El Carmen, Socorro, Contratación, Oiba, Vado Real, San Pablo, Cantagallo, Ciénaga, La Feria, Puerto

Wilches, KM 8, Puente Sogamoso, El Llanito, Berlín, Parnaso, Puerto Araujo, Cimitarra, Landázuri, Vélez, Barbosa y Sucre.

El sistema también cuenta con fronteras de importación de energía, estas son, las subestaciones de: Chitaraque, Puerto Berrio, Tipacoque, Gambita y Embebida Comuneros y las líneas Paipa-Barbosa y Chiquinquirá-Barbosa para un promedio de 6,39 MWh/día de energía importada. Las fronteras de exportación incluyen las nombradas anteriormente incluyendo las subestaciones Cáchira, Santana, Monquirá, San José de Pare y Simití para un promedio de 182,06 KWh/día de energía exportada (ver en el Anexo A las tablas de demanda).

#### **4.1 PARTES INVOLUCRADAS**

Los siguientes operadores de red y entidades se ven involucrados en el proceso de restablecimiento:

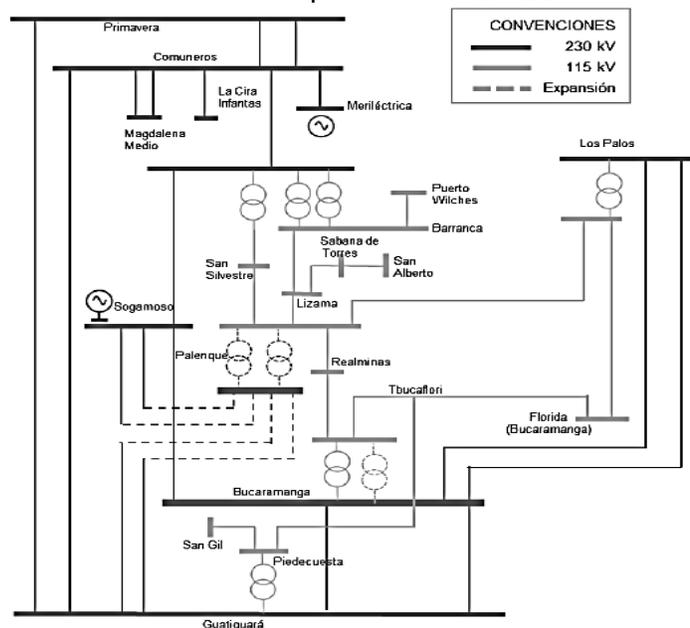
- *Centro Nacional de Despacho CND:* Es el responsable de elaborar, actualizar y difundir los planes de restablecimiento entre los diferentes agentes involucrados.
- *Centro de Supervisión y Maniobras de ITCO:* Encargado de ejecutar y coordinar todas las maniobras solicitadas por el CND en los activos de su propiedad.
- *CELSIA:* Responsable de dar el mantenimiento necesario y tener los insumos requeridos para el adecuado funcionamiento de los equipos de la Central Merilétrica.
- *EPM:* Responsable de dar el mantenimiento necesario y tener los insumos requeridos para el adecuado funcionamiento de los equipos de la Central La Sierra.

- *ESSA*: Encargado de ejecutar y coordinar todas las maniobras solicitadas por el *CND* en los activos de su propiedad o administración, en las subestaciones Palos 230 kV, Barranca 230kV, Bucaramanga 230 kV y Piedecuesta 115 kV, entre otras del *STR*.
- *ISAGEN*: Responsable de dar el mantenimiento necesario y tener los insumos requeridos para el adecuado funcionamiento de los equipos de la central TermoCentro, además de ejecutar y coordinar las maniobras solicitadas por el *CND* en la subestación TermoCentro.

## 4.2 ACTIVOS DISPONIBLES PARA EL RESTABLECIMIENTO

La subárea Santander está distribuida topológicamente de la siguiente forma.

Figura 1. Topología actual del sistema de potencia de la ESSA.



Fuente: ESSA<sup>17</sup>

<sup>17</sup> Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Manual de operación ESSA, Versión 2. Febrero de 2014

En el diagrama anterior se puede observar el sistema de potencia que actualmente se opera a nivel de 230 kV y 115 kV. Cabe resaltar que la guía de restablecimiento se realizó con los proyectos de expansión hasta Diciembre de 2017, lo que indica que ante la entrada de un nuevo proyecto de gran impacto a nivel del STN se requiere hacer una actualización del documento para considerar las variaciones de tensión y de flujos de potencia que pueden ocasionar las nuevas obras.

A continuación, se listan cada uno de los activos con los cuales cuenta la empresa para realizar el proceso de restablecimiento. Es de suma importancia tener en cuenta que la presente guía se diseñó teniendo en cuenta que todos los activos del operador de red se encuentran disponibles para su uso, es decir, que no se han presentado fallas internas en el sistema.

**4.2.1 Subestaciones y transformadores.** En el siguiente cuadro se listan las 76 subestaciones que conforman el sistema de potencia y se clasifican los transformadores asociados a cada una de ellas para calcular la capacidad total instalada.

Cuadro 1. Subestaciones y transformadores disponibles

SUBESTACIÓN		CAP INSTAL [MVA]	NIVELES DE TENSIÓN [kV]	TRAFOS 230 / 115 [kV]	TRAFOS 115 / 34.5 [kV]	TRAFOS 34.5 / 13.8 [kV]	TRAFOS 34.5/11.4 [kV]	TOTAL
CÓ D	NOMBRE							
04	BELLAVISTA	2,80	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
05	LAS VILLAS	5,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
06	BUCARAMANG A	198,00	230 / 115 / 34,5	1	1	0	0	2
07	LOS COCOS	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
08	BUCARICA	27,50	34,5 / 13,8	0	0	2	0	2
09	REAL DE MINAS	105,00	115 / 34,5 / 13,8	0	2	2	0	4
10	CONUCO	62,50	34,5 / 13,8	0	0	3	0	3
11	CANEYES	25,00	34,5 / 13,8	0	0	2	0	2
12	EL BOSQUE	37,50	34,5 / 13,8	0	0	2	0	2
13	EL CARMEN	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1

SUBESTACIÓN		CAP INSTAL [MVA]	NIVELES DE TENSIÓN [kV]	TRAFOS 230 / 115 [kV]	TRAFOS 115 / 34.5 [kV]	TRAFOS 34.5 / 13.8 [kV]	TRAFOS 34.5/11.4 [kV]	TOTAL
CÓD	NOMBRE							
14	EL CERO (BOCAS)	1,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
17	LA ESPERANZA	1,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
20	NORTE	37,50	34,5 / 13,8	0	0	2	0	2
21	LAS HAMACAS	5,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
22	PALOS	202,50	230/115/34,5 /13,8	1	2	1	0	4
24	PALENQUE	143,70	115 / 34,5 / 13,8	0	3	2	0	5
25	CALIFORNIA	5,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
26	PRINCIPAL	30,60	34,5 / 13,8 / 11,4	0	0	2	1	3
27	MATANZA	1,50	34,5 / 13,8 / 11,4	0	0	0	1	1
28	SUR	39,10	34,5 / 13,8	0	0	2	0	2
32	LLANO GRANDE	4,00	34,5 / 13,8	0	0	2	0	2
33	PALMAS	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
34	CABECERA DEL LLANO	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
35	MESA DE LOS SANTOS	5,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
36	ACUARELA	6,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
37	SAN CRISTOBAL	12,50	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
38	CHICAMOCHA	3,50	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
39	LEBRIJA	10,00	34,5 / 13,8	0	0	2	0	2
40	PIEDECUESTA	190,00	230 / 115	1	1	0	0	2
41	LA GRANJA	12,50	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
42	FLORIDA	92,50	115/ 34,5 / 13,8	0	2	1	0	3
45	CAFÉ CORRIENDO	0,50	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
47	RIO NEGRO	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
48	TRINCHERAS	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
49	LAGUNA	1,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
50	ZAPATOCA	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
51	PUERTO WILCHES	20,00	115 / 34,5	0	1	0	0	1
52	CUCHILLA DEL RAMO	1,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
53	SAN RAFAEL	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
54	VIJAGUAL	0,20	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
55	SAN ALBERTO	52,50	11 / 34,5 / 13,8	0	1	1	0	2
56	SAN MARTIN	5,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
57	SABANA	52,50	115 / 34,5 / 13,8	0	1	1	0	2
58	BUENOS AIRES	38,30	34,5 / 13,8	0	0	3	0	3
59	SANTA CATALINA	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
60	BUENAVISTA	12,50	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
61	LIZAMA	33,00	115 / 34,5 / 13,8	0	1	1	0	2
62	PARNASO	25,00	34,5 / 13,8	0	0	2	0	2
63	LA FERIA	1,50	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1

SUBESTACIÓN		CAP INSTAL [MVA]	NIVELES DE TENSIÓN [kV]	TRAFOS 230 / 115 [kV]	TRAFOS 115 / 34.5 [kV]	TRAFOS 34.5 / 13.8 [kV]	TRAFOS 34.5/11.4 [kV]	TOTAL
CÓD	NOMBRE							
64	SAN SILVESTRE	94,50	115 / 34,5 / 13,8	0	2	1	0	3
65	SAN VICENTE	5,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
66	TERMO BARRANCA	262,00	230/ 115 / 34,5 / 3,8	3	3	0	0	6
67	EL LLANITO	1,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
68	CIMITARRA	25,00	115 / 34,5 / 13,8	0	1	1	0	2
69	SAN PABLO	4,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
71	CANTA GALLO	5,00	34,5 / 4,16	0	0	1	0	1
72	PUERTO ARAUJO	5,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
73	POZO NUTRIA	1,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
74	PUENTE SOGAMOSO	5,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
75	KILOMETRO 8	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
76	CIENAGA	5,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
77	BERLIN	1,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
78	LANDAZURI	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
79	SAN GIL	87,00	115 / 34,5 / 13,8 / 6,3	0	2	2	0	4
80	LA CASCADA	0,00	6,3 / 13,8	0	0	0	0	0
82	SOCORRO	12,50	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
83	VADO REAL	1,50	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
84	OIBA	5,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
85	CONTRATACIÓN	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
86	CHARALA	2,50	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
88	BARBOSA	53,30	115 / 34,5 / 13,8	0	1	1	0	2
90	VELEZ	5,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
92	SUCRE	2,80	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
93	SAN ANDRES	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
94	CAPITANEJO	2,00	34,5 / 13,8	0	0	1	0	1
95	GARCIA ROVIRA	10,00	34,5 / 13,8	0	0	2	0	2

**4.2.2 Líneas de transmisión.** En el siguiente cuadro se listan las líneas de transmisión en los distintos niveles de tensión, con las cuales se cuenta para realizar el proceso de restablecimiento. Se parte de que estas líneas se encuentran en

condición normal de operación al momento de restablecer el servicio de energía eléctrica.

Cuadro 2. Líneas de transmisión disponibles en los respectivos niveles de tensión

<b>CÓDIGO</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>TENSIÓN [KV]</b>
201	BUCARAMANGA - PALOS	230
202	PALOS - TASAJERO	230
203	PALOS - CAÑO LIMON	230
204	PALOS - OCAÑA	230
205	PALOS - GUATIGUARA	230
206	GUATIGUARA - BUCARAMANGA	230
207	BUCARAMANGA - SOGAMOSO	230
208	SOGAMOSO - TERMOBARRANCA	230
211	TERMOBARRANCA - COMUNEROS	230
213	GUATIGUARA - COMUNEROS	230
301	PALOS - PALENQUE	115
302	PALOS - BOSCONIA - FLORIDA	115
303	TERMOBARRANCA - LIZAMA	115
304	PALENQUE - LIZAMA	115
305	PIEDRECUESTA - SAN GIL	115
306	BUCARAMANGA- FLORIDA-PDCTA	115
307	SAN SILVESTRE - PALENQUE	115
308	TERMOBARRANCA - SAN SILVESTRE	115
309	TERMOBARRANCA PUERTO WILCHES	115
312	BARBOSA - CIMITARRA	115
313	BARBOSA - CHIQUINQUIRA	115
314	PAIPA - BARBOSA	115
315	MINAS - BUCARAMANGA - FLORIDA	115
316	PALENQUE - REAL DE MINAS	115
319	LIZAMA - SABANA	115
320	SABANA - SAN ALBERTO	115
401	BUCARAMANGA - CONUCO	34,5
402	FLORIDA - CONUCO	34,5
403	CONUCO - PRINCIPAL	34,5
404	CONUCO - SUR	34,5
405	PALENQUE - MINAS	34,5
406	PALENQUE - SUR	34,5
407	PALENQUE - PRINCIPAL	34,5
408	PALENQUE - AEROPUERTO	34,5
409	PALENQUE - TREFILCO	34,5
410	PALENQUE - ZAPATOCA	34,5

<b>CÓDIGO</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>TENSIÓN [KV]</b>
411	SUR - NORTE	34,5
412	PRINCIPAL - NORTE	34,5
413	PRINCIPAL - PALMAS I	34,5
414	PRINCIPAL - PALMAS II	34,5
415	PALOS - PRINCIPAL	34,5
416	PALOS - MATANZA	34,5
417	PALOS - RIONEGRO	34,5
418	PALOS - BAVARIA	34,5
419	ZAPATOCA - SAN VICENTE	34,5
420	MINAS - CONUCO	34,5
421	FLORIDA - GUATIGUARA	34,5
422	FLORIDA - ICP	34,5
423	BUCARAMANGA - BUCARICA	34,5
424	MINAS - SUR	34,5
425	MATANZA - CALIFORNIA	34,5
426	MINAS - CODIESEL - CONUCOS II	34,5
427	SUR - ÉXITO	34,5
428	PALENQUE - LEBRIJA	34,5
429	SUR - HOME CENTER	34,5
430	SAN ALBERTO - LA ESPERANZA	34,5
431	SAN ALBERTO - SAN MARTIN	34,5
432	SAN MARTIN - LOS ANGELES - TISQUIRAMA	34,5
433	SABANA - S RAFAEL - STA CATALINA	34,5
434	SABANA - ECOPETROL CAMPO PROVINCIA I	34,5
435	SABANA - ECOPETROL CAMPO PROVINCIA II	34,5
436	LEBRIJA - PIMPOLLO	34,5
437	BOSQUE - FOSUNAB	34,5
438	CANEYES - ZAPATOCA	34,5
439	CANEYES - BUCARAMANGA	34,5
440	BOSQUE - CARDIOVASCULAR	34,5
441	PIEDECUESTA - LA GRANJA	34,5
442	CONUCO - EXITO - CACIQUE	34,5
443	PIEDECUESTA - LA MESA	34,5
449	WILCHES - CIENAGA	34,5
450	WILCHES - ECOPETROL CANTAGALLO	34,5
451	WILCHES - SUR DE BOLIVAR	34,5
453	TERMOBARRANCA - PARNASO L- 3	34,5
456	TERMOBARRANCA - IMPALA	34,5
457	TERMOBARRANCA - PARNASO L-7	34,5
460	PARNASO - BUENOS AIRES	34,5
461	PARNASO - POLICLINICA	34,5
463	PARNASO - SAN SILVESTRE	34,5
464	PARNASO - SAN SILVESTRE 2	34,5
465	TERMOBARRANCA - REFINERIA L-1	34,5
466	TERMOBARRANCA - CTA GALLO L-4	34,5

<b>CÓDIGO</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>TENSIÓN [KV]</b>
<b>467</b>	T/BARRANCA - PTO WILCHES L-5	34,5
<b>470</b>	SAN SILVESTRE - ECOPETROL - CAMPO 22	34,5
<b>471</b>	SAN SILVESTRE - ACUEDUCTO	34,5
<b>472</b>	PARNASO - CC SAN SILVESTRE	34,5
<b>473</b>	SAN SILVESTRE - BUENA VISTA	34,5
<b>474</b>	LIZAMA - ECOPETROL I - EL CARMEN	34,5
<b>475</b>	LIZAMA - ECOPETROL II	34,5
<b>477</b>	LIZAMA - HIDROSOGAMOSO	34,5
<b>480</b>	SAN GIL - SOCORRO	34,5
<b>481</b>	SAN GIL - GARCIA ROVIRA	34,5
<b>482</b>	SOCORRO - OIBA	34,5
<b>483</b>	BARBOSA - SANTANA	34,5
<b>484</b>	OIBA - VADO REAL	34,5
<b>485</b>	OIBA - CONTRATACION	34,5
<b>486</b>	BARBOSA - VELEZ	34,5
<b>487</b>	BARBOSA - MONQUIRA	34,5
<b>488</b>	CIMITARRA - PTO ARAUJO	34,5
<b>489</b>	CIMITARRA - LANDAZURI	34,5
<b>490</b>	SAN GIL - CEMENTOS	34,5
<b>492</b>	RCLS BUENAVISTA - SUCRE	34,5
<b>493</b>	MALAGA - SAN ANDRES	34,5
<b>494</b>	MALAGA - CAPITANEJO	34,5
<b>495</b>	CAPITANEJO - TIPACOQUE	34,5
<b>496</b>	RCLS CONFINES - CHARALÁ	34,5

### **4.3 GENERACIÓN**

La subárea de Santander cuenta con cuatro grupos de generación para atender la demanda de sus cargas y se muestran en la siguiente tabla. Es de anotar que para efectos de restablecimiento no se tiene en cuenta la generación local de la zona, por lo cual solo se valoraran las unidades de generación pertenecientes al STN.

Cuadro 3. Grupos de generación de la subárea Santander

<p><u>Paipa IV</u> -Cuenta con una unidad de generación de 154 MW. -No posee arranque autónomo.</p>	<p><u>Merilétrica</u> -Compuesta por una unidad de 170 MW. -Una vez tenga tensión y cuenta con gas puede arrancar en 45 min. -No posee arranque autónomo.</p>
<p><u>TermoTasajero</u> -Compuesta por dos unidades de 155 MW -No posee arranque autónomo. -En caso de llevarle tensión antes de 20 min puede estar en línea en 45 min, de lo contrario puede demorar 4 horas.</p>	<p><u>Sogamoso</u> -Compuesta por tres unidades de generación de 273 MW. -No posee arranque autónomo.</p>

Fuente: XM S.A E.S.P<sup>18</sup>

La generación interna de la zona viene dada por las hidroeléctricas Palmas, que cuenta con cuatro unidades y una capacidad efectiva de 18MW; y por la planta Cascada, con cinco unidades de generación y una capacidad de 3,20 MW.

El sistema también cuenta con fronteras de importación de energía, estas son, las subestaciones de: Chitaraque, Puerto Berrio, Tipacoque, Gambita y Embebida Comuneros y las líneas Paipa-Barbosa y Chiquinquirá-Barbosa para un promedio de 6,39 MWh/día de energía importada. Las fronteras de exportación incluyen las nombradas anteriormente incluyendo las subestaciones Cáchira, Santana, Moniquirá, San José de Pare y Simití para un promedio de 182,06 KWh/día de energía exportada (ver en el Anexo A las tablas de demanda).

<sup>18</sup> Gerencia del Centro Nacional de Despacho CND y XM S.A E.S.P, Compañía de Expertos en mercado. Guía de restablecimiento del área nordeste. Mayo 9 de 2014.  
GIRALDO, Daniela., “Análisis de sensibilidad de flujos de potencia activa respecto a variaciones de carga nodal”. Trabajo de grado. Universidad tecnológica de Pereira. 2015.

#### **4.4 DEMANDA**

La presente guía de restablecimiento se realizó para el escenario de demanda máxima dado que es un caso de estudio planteado por el Centro de Control de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Para ello se tomaron mediciones de potencia activa y reactiva consumida por circuito por hora y se usaron los datos de demanda máxima que se presentaron en la franja entre las 19:00 y 20:00 horas.

De esta forma se garantiza que la guía servirá como una alternativa confiable de restablecimiento si el evento ocurre durante el periodo de máxima carga del sistema. Si el evento ocurre en un escenario de demanda diferente la ruta de restablecimiento no cambia, pero si es de suma importancia controlar la tensión de los transformadores por medio de los taps y tomar carga de acuerdo a la disponibilidad que tenga el CND en ese momento.

## 5. OPCIONES DE ENERGIZACIÓN

Para el área nordeste se plantean opciones de energización por transmisión desde las subestaciones Chivor 230 kV, Primavera 230 kV y 500 kV , Ocaña 500 kV y Sogamoso 500 kV, la opción de energización con las unidades de generación de Termoyopal que poseen arranque autónomo y la opción de combinar las dos anteriores.

Para el desarrollo de la guía actual se tomó la opción de energización por los enlaces de Chivor – Sochagota 230 kV. Esto indica que dichos enlaces van a ser la **única** fuente que proporcionará la carga necesaria para el restablecimiento dado que las demás entradas mencionadas anteriormente permanecerán abiertas para hacer el escenario más crítico.

Se simularán las maniobras operativas planteadas en la Guía de Restablecimiento del área Nordeste hasta llegar al sistema de potencia de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (más específicamente al anillo de 115 kV formado por las subestaciones Piedecuesta, Bucaramanga, Real de Minas, Palenque, Palos y Florida) y posteriormente se diseñará una guía para normalizar la carga en este último.

Tampoco se tendrá en cuenta la generación local proporcionada por las unidades de Las Palmas y La Cascada, pero de ser necesario, y si el CND lo ve conveniente, se activarán algunas unidades de Sogamoso para dar soporte al proceso.

A continuación, se describe cada una de las opciones de energización planteadas por XM S.A. E.S.P.<sup>19</sup> en la Guía de restablecimiento del área Nordeste.

---

<sup>19</sup> Gerencia del Centro Nacional de Despacho CND y XM S.A E.S.P. Op. cit., p.

## **5.1 ENERGIZACIÓN POR TRANSMISIÓN**

Para retomar carga mediante transmisión se trata de llevar tensión a los centros de generación y se usan las líneas y circuitos que están disponibles en el momento del restablecimiento para abastecer las cargas prioritarias de acuerdo con la capacidad de generación con que se cuente en ese momento y con las instrucciones dadas por el CND. Esta condición es factible según XM S.A. E.S.P. cuando después de un apagón quedan tensionadas las subestaciones Chivor 230 kV, Playas 230 kV, jaguas 230 kV., Primavera 500 kV, Ocaña 500 kV y/o Sogamoso 500 kV.

### **5.1.1 Chivor 230 kV**

- Ayudados de las unidades de generación disponibles en las centrales de Chivor y/o Guavio y a través del cierre en ambos extremos de uno de los circuitos a 230 kV Chivor – Sochagota se establece una tensión máxima de 235 kV en la subestación Sochagota 230 kV y de 230 kV en la subestación Chivor 230 kV.
- Posteriormente se tensiona el circuito 1 a 230 kV Sochagota – Paipa verificando una tensión máxima de 236 kV.
- En la subestación Paipa 230 kV se cierra el circuito 2 Sochagota – Paipa y se lleva tensión a la central térmica de generación Paipa.
- En la subestación Paipa 230 kV cerrar uno de los transformadores por alta y por baja y tomar cargas prioritarias de EBSA. Una vez tensionada la subestación San Antonio 115 kV se debe enviar tensión a Termoyopal para que esta inicie su proceso de arranque.
- En la subestación Sochagota 230 kV cerrar el circuito 1 Sochagota – Guatiguará y verificar una tensión máxima de 225 kV.

- En la subestación Guatiguará 230 kV cerrar el circuito 1 Sochagota – Guatiguará y se verifica una tensión máxima de 234 kV.
- Energizar el transformador T1 230/115 kV de la subestación Piedecuesta de manera que quede alimentado el anillo por 115 kV formado por Piedecuesta, Bucaramanga, Real de Minas, Palenque, Palos y Florida e iniciar a tomar carga coordinada con el CND.
- De acuerdo con el nivel de tensión de la subestación Guatiguará (Máx 225 kV) se debe energizar la subestación Bucaramanga y el transformador de 230/115 kV para reforzar el anillo de 115 kV y continuar con la toma de carga a modo que se regule la tensión a máximo 225 kV.

#### **5.1.2 Primavera 230 kV**

- Si la subestación Primavera quedó sin tensión se puede energizar desde las subestaciones Playas o La Sierra (Si la térmica no está en servicio). Si las condiciones de red lo permiten se puede energizar desde la subestación Jaguas teniendo en cuenta que este circuito alimenta la carga de la subestación Malena. Con el fin de alimentar los servicios auxiliares de Termocentro cerrar un circuito Primavera – Termocentro a 230 kV iniciando en Primavera.
- Ajustar la tensión de la subestación Primavera máximo 235 kV y cerrar el circuito 2 Primavera – Comuneros a 230 kV en ambos extremos, iniciando en Primavera. Con el fin de reducir niveles de tensión en comuneros y cuando se tenga certeza que la carga industrial va a entrar, cerrar en ambos extremos el circuito Comuneros – Cira Infantas y tomar carga en esta última, habiendo cerrado previamente el circuito Comuneros Merilétrica a 230 kV con el fin de alimentar sus servicios auxiliares.

- En la subestación Comuneros energizar el circuito hacia la subestación Barranca. En esta subestación se energiza un transformador de 230/115 kV para iniciar el proceso de restablecimiento de carga.
- Se energiza el circuito a 230 kV Barranca – Sogamoso iniciando en la subestación Barranca.
- En la subestación Comuneros, con una tensión máxima de 232 kV, cerrar el circuito Comuneros – Guatiguará a 230 kV en ambos extremos, iniciando en Comuneros.
- Energizar el transformador T1 230/115 kV de la subestación Piedecuesta de manera que quede alimentado el anillo por 115 kV formado por Piedecuesta, Bucaramanga, Real de Minas, Palenque, Palos y Florida e iniciar a tomar carga coordinada con el CND.
- De acuerdo con el nivel de tensión de la subestación Guatiguará (Máx 225 kV) se debe energizar la subestación Bucaramanga y el transformador de 230/115 kV para reforzar el anillo de 115 kV y continuar con la toma de carga a modo que se regule la tensión a máximo 225 kV.

**5.1.3 Primavera 500 kV.** Según el CND esta opción solo deber ser considerada si no se cuentan con opciones para energizar por la red de transmisión a nivel de 230 kV.

- Antes de llevar tensión a la subestación primavera a 500 kV mover el tap de los autotransformadores de Bacatá, San Carlos o Cerromatoso a una posición cercana al mínimo con el fin de tener una tensión no superior a 470 kV en estas subestaciones.
- Cerrar en ambos extremos el circuito a 500 kv Bacatá – Primavera, San carlos – Primavera o Cerromatoso – Primavera iniciando con el extremo remoto a la subestación Primavera a 500 kV.

- Cerrar por ambos niveles de tensión el autotransformador de Primavera 500/230 kV. Con el fin de alimentar los servicios auxiliares de Termocentro, cerrar el circuito a 230 kV Primavera – Termocentro en ambos extremos iniciando en Primavera.
- Continuar desde el segundo paso para de la energización por Primavera 230 kV.

**5.1.4 Ocaña 500 kV.** Según el CND esta opción solo deber ser considerada si no se cuentan con opciones para energizar por la red de transmisión a nivel de 230 kV.

- Mover el tap del autotransformador 500/230 kV a una posición tal que lleve la tensión de la barra de 500 kV en esta subestación a un valor de 495 kV.
- Cerrar por ambos niveles de tensión el autotransformador de Ocaña 500/2300 kV. Con una tensión máxima de 230 kv en la subestación Ocaña, cerrar el circuito a San Mateo a 230 kV en ambos extremos iniciando en Ocaña y energizar el transformador de San Mateo 230/115 kV para reducir los niveles de tensión.
- Con el fin de alimenta los servicios auxiliares de Tasajero, cerrar el circuito Tasajero San Mateo 230 kV en ambos extremos iniciando en San Mateo.
- Llevar tensión a la subestación Belén cerrando el circuito a 230 kV San Mateo – Belén. Energizar el transformador de Belén 230/115 kV y tomar carga para reducir los niveles de tensión.
- Cerrar en ambos extremos los circuitos Tasajero – Palos, verificando que en la subestación Tasajero se tenga un máximo de 225 kV.
- Energizar el transformador de Palos 230/115 kV de manera que quede alimentado el anillo por 115 kV formado por las subestaciones Piedecuesta, Bucaramanga, Real de Minas, Palenque, Palos y Florida e iniciar a tomar carga coordinada con el CND.

- Para reforzar el anillo por 115 kV cerrar por ambos extremos los circuitos a 230 kV Palos – Bucaramanga y Palos – Guatiguará y energizar los autotransformadores 230/115 kV en las subestaciones Bucaramanga y Piedecuesta.

### **5.1.5 Sogamoso 500 kV**

- Ajustar el nivel de tensión de la subestación Primavera 500 kV amáximo 490 kV. Cerrar en ambos extremos el circuito a 500 kV Primavera – Sogamoso iniciando en la subestación Primavera. En la subestación Sogamoso ajustar los taps de los transformadores 500/230/34.5 kV y cerrar uno de los transformadores por 500/230 kV.
- Cerrar ambos extremos del circuito Sogamoso – Barranca 230 kV iniciando del lado de Sogamoso. En la subestación Barranca se energiza un transformador 230/115 kV para iniciar el proceso de recuperación de carga.
- Cerrar en ambos extremos el circuito Sogamoso – Bucaramanga 230 kV iniciando en el extremo de Sogamoso. En la subestación Bucaramanga inmediatamente se debe cerrar el interruptor S30 que energiza el autotransformador 1 230/115 kV para iniciar el proceso de recuperación de la carga coordinadamente con el CND, de forma que quede alimentado el anillo por 115 kV formado por las subestaciones Piedecuesta, Bucaramanga, Real de Minas, Palenque, Palos y Florida.
- En la subestación Guatiguará cerrar el circuito hacia Bucaramanga a 230 kV y energixar el transformador de Piedecuesta230/115 kV para iniciar la toma de carga coordinada con el CND. De acuerdo con el nivel de tensión de la subestación Guatiguará (Máx 230 kV) se debe energizar la subestación Sochagota a través del circuito 1 Guatiguará – Sochagota a 230 kV.

## 5.2 ENERGIZACIÓN POR ARRANQUE AUTÓNOMO

Este escenario supone que el evento que se presentó es de impacto nacional y el apagón es total o que no se puede energizar desde las subestaciones frontera del área Nordeste por problemas de tensión. Para este caso se energiza mediante el arranque autónomo de las unidades de Termoyopal, las cuales se encuentran todas conectadas a 115 kV.

Una vez se haya verificado la disponibilidad de arranque automático de TermoYopal (como única planta que cuenta con esta opción en el área Nordeste), se deben iniciar el proceso de generación de las unidades y esperar la señal del CND para energizar las barras de 115 kV y 230 kV del área respectivamente. Cuando esto suceda se deberá tomar carga rápidamente y no dejar mucho tiempo las unidades en vacío.

Las unidades que arrancaron autónomamente se deben encontrar sub excitadas (absorbiendo reactivos), con el fin de controlar la tensión lo más bajo posible y evitar problemas de sobretensión al conectar circuitos en vacío. El arranque autónomo de las unidades de TermoYopal debe realizarse una a una, llevando al mínimo valor de carga la primera unidad que haya iniciado el proceso, preferiblemente la unidad 2 que es la de mayor capacidad (30 MW), con un mínimo técnico de 22 MW.

A continuación, se describe el proceso para llegar a alimentar los servicios auxiliares de las unidades de generación de Paipa.

- Cerrar en ambos extremos un circuito TermoYopal – Yopal 115 kV, iniciando el cierre en TermoYopal. Tomar carga en la subestación Yopal 115 kV, buscando estabilizar a unidad de TermoYopal que se encuentra en servicio y que el nivel de tensión de la subestación Yopal sea máximo 117 kV.

- Cerrar ambos extremos del circuito Yopal – San Antonio 115 kV, iniciando el cierre en el extremo de Yopal y tomar 6 MW de carga en San Antonio.
- Cerrar ambos extremos del circuito San Antonio – Paipa 115 kV, iniciando el cierre en el extremo de San Antonio. Verificar una tensión máxima de 115 kV en san Antonio y de 116 kV en Paipa.
- Llevar la alimentación de los servicios auxiliares a las unidades de Paipa que se encontraban en servicio antes del apagón, dando prioridad a la unidad 4.
- -Tomar carga en la subestación Paipa 115 kV y de ser necesario aumentar la generación de TermoYopal incluso entrando una segunda unidad hasta estabilizarla.
- Al momento en que sea energizada la subestación Chiquinquirá 115 kV tomar carga en esta última (si la generación de TermoYopal y/o Paipa permiten una toma de carga adicional).
- Cerrar en ambos extremos los circuitos a 115 kV Chiquinquirá – Barbosa y Barbosa Paipa, iniciando el cierre desde el extremo de Chiquinquirá y tomar carga en Barbosa. De esta forma llega tensión al sistema de potencia de la ESSA y se empieza a tomar carga de acuerdo con la disponibilidad del CND.

### **5.3 ENERGIZACIÓN COMBINANDO LOS ESCENARIOS DESCRITOS**

Las experiencias operativas en el restablecimiento han demostrado que casi siempre la ruta más óptima para la normalización de la carga es (menos tiempo de desconexión), es una combinación coordinada desde CND de los anteriores escenarios.

Lo más importante de este escenario es el cuidado que se deben tener al momento de sincronizar las posibles áreas creadas entre sí, pues la sincronización no

deseada puede llevar a disparos no deseados o al deterioro de las unidades que probablemente hayan arrancado de forma autónoma.

Tras un evento de apagón nacional o la eventualidad de tener que operar una porción del sistema (por ejemplo, áreas o subáreas operativas) como una isla, es importante tener en cuenta la funcionalidad del AGC (Control Automático de Tensión) por islas.

Esta opción constituye una buena herramienta una vez el sistema se haya recuperado y estabilizado, dado que durante el restablecimiento son tantos los cambios de demanda y tan frágil el punto de operación del sistema que en ocasiones es recomendable no emplearlo.

## **6. METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DE LA GUÍA DE RESTABLECIMIENTO PARA EL CASO DE ENERGIZACIÓN CHIVOR – SOCHAGOTA 230 KV**

Para la realización de la guía de restablecimiento del sistema de potencia de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. se utilizó la estrategia paralela o Build-Up, que permite dividir el sistema en islas para así poder retomar carga simultáneamente en cada una de ellas a modo de optimizar el tiempo de restablecimiento y llegar rápidamente a los centros de carga prioritaria; una vez retomada la carga en cada una de las islas se procede a sincronizarlas y de esta manera normalizar la operación de la red eléctrica.

En este caso inició dividiendo el sistema en tres islas o áreas así: Área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores, Área de Barrancabermeja y Área de Barbosa (Ver figura 2). El primer subsistema se empieza a restablecer cuando haya señal de tensión en la SE Guatiguará 230 kV; el segundo cuando esté tensionada la SE Barranca 230 kV y el tercero cuando haya tensión en la barra de 115 kV en la SE Barbosa. El inicio del restablecimiento de cada uno de estos subsistemas depende únicamente de la disponibilidad que ofrezca el CND, por lo que puede darse el caso que se realicen de forma paralela o de forma secuencial.

Luego se determinó la carga prioritaria de cada área de acuerdo con los lineamientos establecidos en la resolución CREG 119 de 1998 y se clasificó en niveles de prioridad basados en la trascendencia que cada carga representa para la sociedad.

Posteriormente ya con el listado se elaboraron posibles rutas de restablecimiento que cumplieran con unos criterios establecidos (mínimo número de maniobras, nivel de tensión y pérdidas) y se escogió la que mejor los satisfizo; y por último, ya con la

ruta óptima, se elaboraron las maniobras operativas a seguir durante el proceso de restablecimiento, en las cuales se especifica el nivel de tensión de cada barra restablecida, la cargabilidad de los transformadores energizados y además la carga que se necesita obtener por parte del CND para realizar la maniobra siguiente.

A continuación, se describe detalladamente la metodología que se utilizó.

## **6.1 SECCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE POTENCIA EN ISLAS O SUBSISTEMAS**

El sistema de potencia de la electrificadora de Santander S.A. E.S.P. se dividió en las siguientes islas (Ver figura 2)

### *Área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores:*

Conformada por los municipios de Bucaramanga, Floridablanca, Piedecuesta, Girón, San Gil, Aratoca, Socorro, Tona, Suratá, California, Vetas, Matanza, Charta, Santa Bárbara, Los Santos, Lebrija, Rionegro, El Playón, Zapatoca, Galán, Betulia, San vicenre de Chucurí, Barichara, Curití, San Joaquín, Mogotes, Valle de San José, Simacota, Guaca, Guapotá, Oiba, Contratación, Santa Helena del Opón, Guadalupe, Charalá, San Andrés, Maracavita, Capitanejo, Málaga, Cerrito, Concepción, San José de Miranda, Cabrera, Carcasí, Cepitá, Chima, chipatá, Confines, coromoro, Guacamayo, encino, Encizo, Gámbita, Hato, Jordán, Malagavita, Ocamonte, Onzaga, Palmar, Palmas del Socorro, Páramo, Pinchote, San Miguel, Suaita y Villanueva

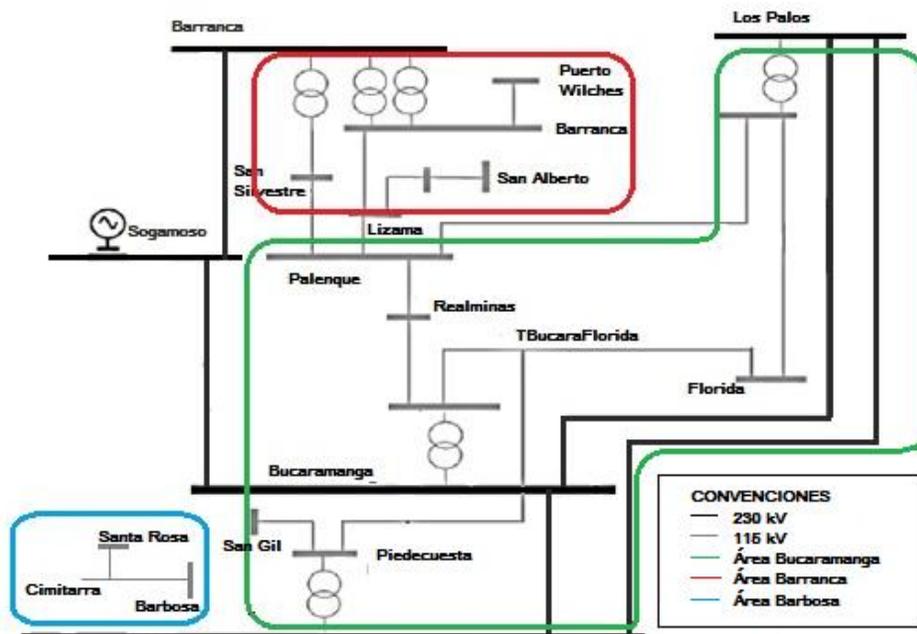
Área de Barrancabermeja:

Conformada por los municipios de Barrancabermeja, El Carmen de Chucurí, San Alberto, La Esperanza, San Martín, Sabana de Torres, Puerto Parra y Puerto Wilches.

Área de Barbosa.

Conformada por los municipios de Cimitarra, San Pablo, Puerto Araujo, Landázuri, Barbosa, Guepsa, Puente Nacional, Vélez, Bolívar, La Paz, aguada, Albania, El Peñón, Florián, Guavatá, Jesús María, La Belleza, San Benito y Sucre.

Figura 2. División en islas del sistema de potencia de la ESSA



## 6.2 ESTABLECIMIENTO DE LOS NIVELES DE PRIORIZACIÓN

Las cargas prioritarias son aquellas que serán energizadas en las primeras etapas del restablecimiento debido a que tienen una importancia significativa pues son bienes y servicios de interés social.

Para ello, la resolución CREG 119 de 1998 clasifica cada circuito de distribución, dependiendo de la actividad que se desarrolla con ellos en residencial, comercial, industrial, oficial y no regulado eléctricamente aislable y de esta manera determina, qué carga es clasificada como desconectable y no desconectable o prioritaria; entendiendo esta última como: hospitales, clínicas, acueductos, aeropuertos, cárceles, instalaciones militares gubernamentales y de policía, antenas de telecomunicaciones y circuitos importantes para la movilidad como semáforos y alumbrado público.

En base a lo anterior se establecieron los siguientes niveles de priorización dependiendo de la importancia social y económica que representa cada circuito.

**Nivel de prioridad 1.** Corresponde al centro de control de la ESSA y a los hospitales de nivel 4 o altamente especializados, que son los que cuentan con unidades de neurocirugía, unidad renal, unidad de cuidados intensivos, unidad de cuidados intensivos pediátricos, y realizan procedimientos de alta complejidad en ginecobstetricia y altos avances tecnológicos en el laboratorio.

**Nivel de prioridad 2.** Corresponde a los circuitos asociados con los entes gubernamentales, autoridades civiles, acueductos, semáforos y centros hospitalarios nivel 3 del área metropolitana de Bucaramanga, que son aquellos que cuentan con capacidad de atender a pacientes remitidos de los niveles 1 y 2 contando con especialidades médicas y quirúrgicas y médico-quirúrgicas. Además,

en este nivel de prioridad se colocaron las antenas de telecomunicaciones que cubren el departamento.

**Nivel de prioridad 3.** Corresponde a los hospitales de nivel 2 del área metropolitana de Bucaramanga, aquellos donde se realiza consulta médica, hospitalización y atención de urgencias de especialidades básicas, atención de partos, y cirugías de mediana complejidad.

**Nivel de prioridad 4.** Corresponde a los centros médicos de nivel 1 del área metropolitana de Bucaramanga en los cuales se prestan servicio de medicina y odontología general, laboratorio clínico e imagenología, hospitalización y atención de partos y urgencias de baja complejidad.

**Nivel de prioridad 5.** Corresponde a los centros de salud ubicados fuera del área metropolitana de Bucaramanga.

Es muy importante resaltar que a las cargas pertenecientes a las zonas de Barrancabermeja y Barbosa se les asignó su debido nivel de prioridad dependiendo de la importancia que representen, pero estas, debido a que el sistema se dividió en islas, se empiezan a restablecer hasta cuando el CND ofrezca los niveles de tensión requeridos en las barras de Barbosa y Barranca 115; lo que significa que puede darse el caso en que se restablezcan primero cargas prioritarias de un nivel mayor pertenecientes al área metropolitana de Bucaramanga dado que se espera que la barra de 115 kV de la subestación Piedecuesta sea la primera en energizarse por parte del CND.

### 6.3 CLASIFICACIÓN DE LA CARGA PRIORITARIA

En las siguientes tablas se clasifica de acuerdo a su prioridad cada uno de los circuitos que forma parte del sistema de potencia de la electrificadora de Santander S.A. E.S.P según el área al que pertenezcan.

#### Cargas prioritarias del área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores.

Cuadro 4. Cargas prioritarias del área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores.

MUNICIPIO	CÓDIGO CIRCUITO	CARGA	PRIORIDAD
BUCARAMANGA	20502	CENTRO DE CONTROL ESSA	1
BUCARAMANGA	20506	HOSPITAL UNIVERSITARIO DE SANTANDER	1
BUCARAMANGA	20506	CLÍNICA COMUNEROS	1
BUCARAMANGA	28504	CLINICA MATERNO INFANTIL SAN LUIS S.A.	1
BUCARAMANGA	28504	SALUD TOTAL SA	1
BUCARAMANGA	28504	SALUD TOTAL E.S.P SUCURSAL	1
BUCARAMANGA	28504	SOLSALUD E.P.S AV. GONZALEZ VALENCIA	1
BUCARAMANGA	28504	CLINICA SAN LUIS	1
BUCARAMANGA	28504	CLINICA ISNOR	1
FLORIDABLANCA	401	FUNDACION CARDIOVASCULAR DE COLOMBIA	1
FLORIDABLANCA	402	CLINICA – FOSCAL	1
FLORIDABLANCA	402	FUNDACIÓN OFTALMOLÓGICA DE SANTANDER	1
FLORIDABLANCA	402	CENTRO MÉDICO CARLOS ARDILA LÜLLE	1
FLORIDABLANCA	437	CLINICA – FOSUNAB	1
FLORIDABLANCA	8505	FUNDACION CARDIOVASCULAR DE COLOMBIA - CENTRO TECNOLOGICO EMPRESARIAL	1
FLORIDABLANCA	10504	CLINICA – FOSCAL	1
BUCARAMANGA	403	HOSPITAL - HOSPITAL MILITAR QUINTA BRIGADA	2
BUCARAMANGA	9506	CLINICA REGIONAL DEL ORIENTE (POLICIA)	2
BUCARAMANGA	10503	CLINICA - CLINICA BUCARAMANGA	2
BUCARAMANGA	10503	CLINICA SAN PABLO	2

MUNICIPIO	CÓDIGO CIRCUITO	CARGA	PRIORIDAD
BUCARAMANGA	10503	CLÍNICA RADIOLÓGICA	2
BUCARAMANGA	10503	CLINICA SAN PIO	2
BUCARAMANGA	10503	CLINICA B/MANGA	2
BUCARAMANGA	10503	CLINICA DE URGENCIAS BUCARAMANGA S.A.S	2
BUCARAMANGA	10504	CLINICA - CAFESALUD EPS S.A	2
BUCARAMANGA	10504	CLINICA SALUDCOOP	2
BUCARAMANGA	10504	UNIMEC CLINICA METROPOLITANA-BUCARAMANGA	2
BUCARAMANGA	10504	CLINICA TRAUMATOL	2
BUCARAMANGA	26507	CLINICA LA MERCED	2
BUCARAMANGA	28507	CLINICA COMFENALCO	2
BUCARAMANGA	28507	CLINICA CHICAMOCHA	2
BUCARAMANGA	28509	ENTES GUBERNAMENTALES Y SEMÁFOROS	2
FLORIDABLANCA	8505	HOSPITAL SAN JUAN DE DIOS	2
BUCARAMANGA	24505	ANTENA PROSEDATOS CERRO PALONEGRO	2
BUCARAMANGA	10509	ANTENAS DEL CERRO EL PICACHO	2
BUCARAMANGA	10502	SALUD TOTAL S.A E.P.S – CABECERA	3
BUCARAMANGA	10502	CLINICA SOTOMAYOR.	3
BUCARAMANGA	10508	INTERMEDICA HOSPITALARIA	3
BUCARAMANGA	10509	HOSPITAL SAN ISIDRO DE BERLÍN	3
BUCARAMANGA	21502	HOSPITAL - HOSPITAL LOCAL DEL NORTE;	3
BUCARAMANGA	26507	CLÍNICA SANTA TERESA	3
BUCARAMANGA	28501	HOSPITAL PSIQUIATRICO SAN CAMILO	3
BUCARAMANGA	28503	SOLSALUD	3
FLORIDABLANCA	8504	SALUD TOTAL S.A. ENT. PROMOT.	3
FLORIDABLANCA	8505	CLINICA - ESE CLINICA GUANE Y SU RED INTEGRAL DE SALUD	3
FLORIDABLANCA	8506	CENTRO HOSPITAL SAN JUAN DE DIOS	3
FLORIDABLANCA	12506	SALUDCOOP CLINICA CANAVERAL	3
BUCARAMANGA	10511	CLINICA - CLINICA EL PINAR	4
BUCARAMANGA	20504	CLINICA DE CONDUCTA	4
FLORIDABLANCA	12505	CENTRO MÉDICO SAN PÍO	4
FLORIDABLANCA	12505	CENTRO CLINICO DE CIRUGIA AMBULATORIA	4
PIEDRECUESTA	37503	CLINICA PIEDECUESTA S.A.	4
PIEDRECUESTA	41501	HOSPITAL LOCAL DE PIEDECUESTA	4
GIRON	11504	HOSPITAL SAN JUAN DE DIOS	4
SAN GIL	79501	CLINICA SANTA CRUZ	4

MUNICIPIO	CÓDIGO CIRCUITO	CARGA	PRIORIDAD
SAN GIL	79502	HOSPITAL - E S E HOSPITAL REGIONAL SAN GIL	4
ARATOCA	79504	HOSPITAL JUAN PABLO II	4
SOCORRO	82502	HOSPITAL MANUELA BELTRÁN	4
SAN GIL	79511	CLINICA UNIDAD DE SALUD MENTAL VILLAMARIA	4
TONA	10509	ESE HOSPITAL SAN ISIDRO DE TONA	5
SURATÁ	25502	HOSPITAL SAN SEBASTIAN SURATA	5
CALIFORNIA	25502	ESE HOSPITAL SAN ANTONIO DE CALIFORNIA	5
VETAS	25503	CENTRO DE SALUD NUESTRA SRA DEL CARMEN	5
MATANZA	26501	HOSPITAL SAN RAFAEL DE MATANZA	5
MATANZA	27601	HOSPITAL SAN RAFEL	5
CHARTA	27603	E.S.E. HOSPITAL SAN RAFAEL MATANZA	5
CHARTA	27603	HOSPITAL - ESE UCATA	5
TONA	27603	HOSPITAL SAN ISIDRO DEL MUNICIPIO DE TONA	5
SANTA BARBARA	34503	HOSPITAL CENTRO DE SALUD SANTA BARBARA	5
LOS SANTOS	36501	HOSPITAL NUESTRA SEÑORA DE LAS NIEVES	5
MESA DE LOS SANTOS	36501	PUESTO DE SALUD LA FUENTE, LA LAGUNA	5
LEBRIJA	39501	HOSPITAL SAN JUAN DE DIOS DE LEBRIJA	5
LEBRIJA	39501	HOSPITAL INTEGRADO SAN JUAN.	5
RIONEGRO	47501	HOSPITAL INTEGRADO SAN ANTONIO	5
RIONEGRO	47501	HOSPITAL MODERNO	5
EL PLAYON	48502	PUESTO DE SALUD	5
EL PLAYON	49501	HOSPITAL SANTO DOMINGO SABIO	5
ZAPATOCA	50501	HOSPITAL LA MERCED DE ZAPATOCA	5
GALAN	50502	ESE HOSPITAL SAN JUAN DE DIOS	5
BETULIA	52501	HOSPITAL S JUAN DIOS – BETULIA	5
SAN VICENTE DE CHUCURI	65501	I.P.S. CAPRECOM HOSPITAL SAN VICENTE DE	5
SAN VICENTE	65504	PUESTO DE SALUD	5
BARICHARA	79503	HOSPITAL SAN JUAN DE DIOS BARICHARA	5
CURITI	79504	HOSPITAL SAN ROQUE	5
ARATOCA	79504	HOSPITAL DE ARATOCA	5
SAN JOAQUIN	79507	HOSPITAL INTEGRADO	5
MOGOTES	79507	HOSPITAL NUEVO	5
MOGOTES	79507	ALIMENTA TODO MOGOTES	5

MUNICIPIO	CÓDIGO CIRCUITO	CARGA	PRIORIDAD
VALLE SAN JOSE	79508	HOSPITAL SAN JOSE DEL VALLE DE SAN JOSE	5
SOCORRO	82502	CORPO MEDICAS SAS-UCI HOSPITAL SOCORRO	5
SIMACOTA	82504	HOSPITAL SAN ROQUE	5
GUACA	82504	HOSPITAL STA ANA	5
GUAPOTA	82505	HOSPITAL GUAPOTA	5
OIBA	84501	HOSPITAL SAN RAFAEL DE OIBA	5
CONTRATACION	85501	HOSPITAL M MAZARELO	5
CONTRATACION	85501	HOSPITAL S J BOSCO	5
STA HELENA DEL OPON	85502	HOSPITAL SANTA HELENA DEL OPON	5
GUADALUPE	85503	HOSPITAL NUESTRA SRA DE GUADALUPE E.S.P.	5
CHARALA	86501	E.S.E. HOSPITAL LUIS CARLOS G.	5
SAN ANDRES	93501	HOSPITAL SAN JOSE	5
GUACA	93503	HOSPITAL SANTA ANA URGENCIAS	5
GUACA	93503	PUESTO DE SALUD EL LIBANO	5
MACARAVITA	94502	E S E HOSPITAL MACARAVITA	5
CAPITANEJO	94502	HOSPITAL BARTOLOME	5
MALAGA	95504	POLICIA NACIONAL POLICLINICA	5
CERRITO	95504	HOSPITAL E.S.E. SAN ANTONIO	5
CONCEPCION	95504	HOSPITAL SAN RAFAEL	5
MALAGA	95505	HOSPITAL REG DE GARCIA ROVIRA	5
SAN JOSE DE MIRANDA	95508	HOSPITAL	5

*Cargas prioritarias del área de Barrancabermeja*

Cuadro 5. Cargas prioritarias del área de Barrancabermeja

MUNICIPIO	CÓDIGO CIRCUITO	CARGA	PRIORIDAD
BARRANCA	58512	CIRCUITO ALUMBRADO PÚBLICO	2
BARRANCA	58521	CIRCUITO ENTES GUBERNAMENTALES	2
BARRANCA	460	CLINICA LA MAGDALENA	3
BARRANCA	461	CLINICA - POLICLINICA ECOPETROL	3

MUNICIPIO	CÓDIGO CIRCUITO	CARGA	PRIORIDAD
BARRANCA	58511	CLINICA PRIMERO DE MAYO S A S	3
BARRANCA	58511	CLINICA SAN JOSE	3
BARRANCA	58514	CLINICA MAGDALENA.	3
BARRANCA	62509	HOSPITAL REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO	3
BARRANCA	70501	PUESTO DE SALUD YARIMA	4
EL CARMEN	13501	HOSPITAL EL CARMEN DE CHUCURÍ	4
SAN ALBERTO	55501	HOSPITAL LAZARO ALFREDO HERNANDEZ	4
LA ESPERANZA	55502	HOSPITAL REGIONAL DE OCCIDENTE	4
SAN MARTIN	56501	HOSPITAL ALVARO RAMIREZ GONZALEZ	4
SABANA DE TORRES	57501	E.S.E. HOSPITAL INTEGRADO SABANA DE TORRES	4

Cargas prioritarias del área de Barbosa

Cuadro 6. Cargas prioritarias del área de Barbosa.

MUNICIPIO	CÓDIGO CIRCUITO	CARGA	PRIORIDAD
CIMITARRA	68501	HOSPITAL SAN JUAN	4
SAN PABLO	69501	E S E HOSPITAL LOCAL DE SAN PABLO	4
PTO. ARAUJO	72501	HOSPITAL - ESE CENTRO DE SALUD PUERTO PARRA	4
LANDAZURI	78501	ESE HOSPITAL INTEGRADO DE LANDAZURI	4
BARBOSA	88501	HOSPITAL SAN BERNARDO BARBOSA	4
GUEPSA	88502	PUESTO DE SALUD-HOSPITAL	4
PUENTE NACIONAL	88503	HOSPITAL SAN ANTONIO	4
VELEZ	90501	HOSPITAL - E.S.E. HOSPITAL REGIONAL DE VELEZ	4
BOLIVAR	90502	HOSPITAL SAN ANTONIO	4
LA PAZ	90503	ESE DIVINO NIÑO JESUS	4

## 6.4 RESTABLECIMIENTO DE CARGAS PRIORITARIAS

La metodología para escoger las rutas óptimas de restablecimiento que se expone a continuación se aplica para cada una de las **tres** islas en las cuales se dividió el sistema de potencia.

**6.4.1 Rutas Óptimas de restablecimiento.** La tarea de definir y escoger las posibles rutas de restablecimiento se resuelve teniendo en cuenta las prioridades de carga que se han establecido anteriormente y en base a esto se diseña una ruta que minimice los problemas de tensión que puedan presentarse y que permita controlar las variables eléctricas del sistema.

Para alimentar una carga puede haber diversas alternativas o caminos eléctricos, entonces, se analiza cada una de las opciones apoyados en simulaciones y se determina cuáles de estas cumplen con los límites de tensión permisibles en la carga (entre 0,9 y 1,1 p.u.). Las opciones que cumplan con esta restricción pasan a formar parte de las rutas óptimas para llegar a dicha carga. Ahora, para elegir la mejor opción se tienen en cuenta los siguientes criterios:

- Elegir el camino que requiera de un **menor número de maniobras** a realizar ya que esto traduce en un menor tiempo de restablecimiento
- Elegir el **camino eléctrico más corto** entre los elementos a restablecer ya que con esto se hace menor el incremento de voltios/kilómetro y con ello se minimiza el problema del efecto ferranti en la energización de elementos en vacío.
- Garantizar que el camino elegido tenga **menores pérdidas** de energía y mantenga las variables eléctricas del sistema (tensión, frecuencia y cargabilidad de equipos) en rangos normales de operación.

Con base en los análisis realizados se elige el camino que mejor cumpla con los tres aspectos nombrados anteriormente sin pasar por alto que lo que más prima en un restablecimiento es obtener una ruta rápida, por lo que siempre se velará por escoger la ruta con menos maniobras sin descuidar tampoco las otras condiciones que se han planteado que sirven más que todo para monitorizar el sistema.

Cuando hay dos o más rutas con datos muy cercanos, por ejemplo el número de maniobras, se pasa a analizar cuál de estas rutas me permite llegar más rápidamente a las cargas a restablecer en los siguientes pasos y también se trata de llegar rápidamente a las subestaciones con mayor capacidad de transformación.

Estos criterios me ayudarán a desempatar entre dos rutas que tengan datos muy cercanos.

Una vez determinado el camino y energizada la carga, se escoge otra carga del mismo nivel de prioridad y se vuelve a realizar el mismo proceso de ser necesario.

Al terminar de energizar todas las cargas que pertenezcan al mismo nivel de prioridad se pasa al siguiente nivel hasta restablecer la totalidad de cargas prioritarias

**6.4.2 Ejemplos.** Para abastecer una carga prioritaria puede haber varios caminos eléctricos. A continuación, se exponen tres ejemplos para ilustrar cómo se aplica la metodología expuesta para escoger la ruta de restablecimiento.

**6.4.2.1 Elección de la ruta para llegar al centro de control de la ESSA.** Una vez el CND haya garantizado una tensión máxima de 245 kV en la subestación Guatiguará 230 kV se procede a energizar el Autotransformador T1 de la

subestación Piedecuesta 115 kV quedando alimentado el anillo por 115 kV conformado por las subestaciones: Piedecuesta - Bucaramanga - Real de Minas - Palenque – Palos – Florida – Piedecuesta (este conjunto de maniobras está estipulado en la Guía de restablecimiento del Área Nordeste). Desde ese momento se empieza el restablecimiento del área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores. La primera carga a alimentar es el circuito 20502 que corresponde al centro de control de la ESSA, para energizar este circuito se tienen las siguientes dos rutas:

RUTA 1 (Tensión en barra de SE Norte de 13,74 kV 0,99 pu)

- Energizar el transformador T6 115/34.5 kV en la SE Palenque 115 kV.
- Cerrar línea 406 Palenque – Sur.
- Cerrar línea 411 Sur – Norte 1.
- Energizar el transformador T1 en la SE Norte 34,5 kV para abastecer el circuito 20502.

**Palenque → Sur → Norte 1 → Cto 20502**

RUTA 2 (Tensión en barra de SE Norte de 13,81 kV 1,001 pu)

- Energizar el transformador T1 115/34,5 kV en la SE Palos 230 kV.
- Cerrar la línea 415 Palos – Principal.
- Cerrar la línea 412 Principal – Norte 2.
- Cerrar el interruptor de acople de barra de la SE Norte 34,5 kV.
- Energizar el transformador T1 en la SE Norte 34,5 kV para abastecer el circuito 20502.

**Palos → Principal → Norte 2 → Norte 1 → Cto 20502**

Cuadro 7. Resultados ejemplo rutas óptimas 1.

	<b>RUTA 1</b>	<b>RUTA 2</b>
Maniobras	7	9
Distancia [Km]	8,2461	4,58
Pérdidas [MW]	0,1	0,07
Tensión [kV/pu]	13,74 / 0,99	13,81 / 1,001

Debido a que ambas rutas cumplen con los límites de tensión requeridos en la carga se comparan mediante los tres criterios definidos anteriormente y se elige la mejor opción. Cabe resaltar que el criterio más importante para escoger una ruta es el mínimo número de maniobras dado que lo que se busca es realizar el proceso de restablecimiento de una manera rápida.

En este caso se decide escoger la RUTA 1 debido a que requiere menos maniobras para llegar al Centro del Control de la ESSA y por lo tanto menor tiempo en energizar dicha carga. Además, esta opción es más viable porque las líneas de transmisión que salen de la barra de 34,5 kV de la subestación Palenque 115 kV pueden transportar más carga ( $I_{max}=0,728$  kA) que las que salen de la barra de 34,5 kV de la subestación Palos 230 kV ( $I_{max}=0,458$  kA).

Además, se puede tener acceso rápido a la barra de 34,5 kV de la subestación Minas 115 kV llegando a tener a disposición a los nodos más robustos del sistema (debido a su capacidad de transformación) para poder restablecer carga rápidamente por medio del anillo de 34,5 kV, mientras si se energiza la barra de 34,5 kV de la subestación Palos sólo se puede tener acceso a una radialidad.

#### **6.4.2.2 Elección de la ruta para llegar a las Clínicas Fosunab, Cardiovascular y Ardila Lülle.**

RUTA 1 (Tensión en barra de 34,5 kV de SE El bosque de 32,15 kV 0,93 pu)

- Cerrar la línea 404 Minas – Conucos
- Cerrar la línea 402 Conucos – Florida para llegar a la Clínica Ardila Lülle.
- Energizar la barra 1 de la subestación El Bosque 34,5 kV.
- Cerrar la línea 437 para llegar a la Clínica Fosunab.
- Cerrar el interruptor de acople de barra de la subestación El Bosque 34,5 kV
- Energizar carga Clínica Cardiovascular.

**Minas → Conucos → Ardila Lülle → El Bosque → Fosunab →  
Cardiovascular**

RUTA 2 (Tensión en barra de 34,5 kV de SE El bosque de 34,15 kV 0,99 pu)

- Cerrar el interruptor 120 en la subestación Bucaramanga 230 kV para energizar el transformador T2 115/34,5/13,2 kV
- Cerrar la línea 401 Bucaramanga – Conucos únicamente del lado de Bucaramanga quedando energizada la barra 2 de la subestación el Bosque 34,5 kV.
- Energizar carga Clínica Cardiovascular.
- Cerrar el interruptor de acople de barra de la subestación El Bosque 34,5 kV
- Energizar las cargas de las Clínicas Fosunab y Ardila Lülle.

**Bucaramanga → El Bosque → Cardiovascular → Fosunab → Ardila Lülle**

**RUTA 3 (Tensión en barra de 34,5 kV de SE El bosque de 33,83 kV 0,98 pu)**

- Energizar el transformador T1 115/34,5 kV en la subestación Florida 115 kV.
- Cerrar la línea 402 Florida – Conucos del lado de Florida y de El Bosque para energizar la Clínica Ardila Lülle.
- Cerrar la línea 437 para llegar a la Clínica Fosunab.
- Cerrar el interruptor de acople de barra de la subestación El Bosque 34,5 kV
- Energizar carga Clínica Cardiovascular.

**Florida → El Bosque → Ardila Lülle → Fosunab → Cardiovascular**

Cuadro 8. Resultados ejemplo rutas óptimas 2.

	RUTA 1	RUTA 2	RUTA 3
Maniobras	8	8	7
Distancia [Km]	5,7414	6,5363	4,9218
Pérdidas [MW]	0,13	0,15	0,12
Tensión [kV/pu]	32,15 / 0,93	34,15/0,99	33,83/0,98

Para llegar a las cargas por medio de la ruta 3 se realiza una maniobra menos, pero se elige la ruta 2 dado que en esta se tensiona la línea 401 Bucaramanga – Conucos del lado de Bucaramanga, luego con una sola maniobra (cerrar la línea 401 del lado de Conucos) se puede tomar carga rápidamente en la subestación Conucos 34,5 kV a la cual se asocia gran cantidad de cargas propias.

La ruta 1 no es viable dado que la línea 402 Conucos – Florida no se cierra del lado de Conucos por condiciones operativas porque esta última subestación no cuenta con la capacidad de suplir la carga del transformador T1 de El Bosque, carga que obligatoriamente debe ser suplida por la subestación Florida.

**6.4.2.3 Elección de la ruta para llegar a las Clínicas Policlínica y Magdalena y a los circuitos de semáforos y entes gubernamentales en Barrancabermeja.** En el área de Barrancabermeja, una vez se tenga tensión en la barra de 115 kV de la subestación Barranca 230 kV se hace necesario llegar a las cargas con mayor nivel de prioridad de esta zona, estas son la Policlínica y la Clínica Magdalena y los circuitos 58512 y 58521 que corresponden a los semáforos y entes gubernamentales. Para ello se tienen las siguientes opciones

RUTA 1 (Tensión en la barra de 13,8 kV de la SE Buenos Aires de 14,05 kV 1,018 pu).

- Energizar el Autotransformador T1 230/115/13,8 kV de la subestación Barranca 230 kV.
- Energizar el transformador T3 115/34,5/13,8 kV de la subestación Barranca 115 kV.
- Cerrar la línea 453 Barranca – Parnaso.
- Cerrar la línea 472 Parnaso – Buenos Aires, esta línea energiza los transformadores T2 y T3 34,5/13,8 kV de esta última subestación, y con esto se pueden abastecer los circuitos de los semáforos y entes gubernamentales.
- Cerrar el interruptor de la línea 461 para energizar la Policlínica.
- Cerrar el interruptor de la línea 460 para energizar la Clínica Magdalena y el transformador T1 34,5/13,8 kV de la subestación Buenos Aires, de esta manera se puede tomar otras cargas prioritarias de la zona.

**Barranca → Parnaso → Buenos Aires → Cto 58512 y 58521 → Policlínica  
→Magdalena**

RUTA 2 (Tensión en la barra de 13,8 kV de la SE Buenos Aires de 14,30 kV 1,0136pu)

- Energizar el Autotransformador T2 230/115/13,8 kV de la subestación Barranca 230 kV.
- Cerrar la línea 308 Barranca – San Silvestre.
- Energizar el transformador T4 115/34,5/13,8 kV de la subestación San silvestre 115 kV.
- Cerrar la línea 463 San Silvestre - Parnaso
- Cerrar la línea 472 Parnaso – Buenos Aires, esta línea energiza los transformadores T2 y T3 34,5/13,8 kV de esta última subestación, y con esto se pueden abastecer los circuitos de los semáforos y entes gubernamentales.
- Cerrar el interruptor de la línea 461 para energizar la Policlínica.
- Cerrar el interruptor de la línea 460 para energizar la Clínica Magdalena y el transformador T1 34,5/13,8 kV de la subestación Buenos Aires, de esta manera se puede tomar otras cargas prioritarias de la zona.

**Barranca → San Silvestre → Parnaso → Cto 58512 y 58521 → Policlínica →Magdalena**

Cuadro 9. Resultados ejemplo rutas óptimas 3.

	RUTA 1	RUTA 2
Maniobras	17	17
Distancia [Km]	9,2595	15,7895
Pérdidas [MW]	0,38	0,62
Tensión [kV/pu]	14,05/1,018	14,30/1,036

Como se observa en la tabla ambas rutas óptimas tienen igual número de maniobras que es el primer criterio de selección, por lo tanto, se pasa a analizar el nivel de tensión en la barra y la distancia eléctrica.

Siguiendo la ruta 2 se consigue un nivel de tensión más elevado en la barra de 13,8 kV de la subestación Buenos Aires comparado con el que se consigue con la ruta 1, esto se debe a que la distancia eléctrica es mayor en la ruta 2 por lo que aumenta el efecto capacitivo de la línea causando un aumento considerable de tensión en el lado receptor de la misma.

Se escoge la ruta 1 debido a que tiene una menor distancia eléctrica y representa menores pérdidas de potencia para el sistema. Además, con esta ruta se puede llegar en menos maniobras a la subestación Parnaso 34,5 kV que es de donde se alimentan la mayor cantidad de cargas prioritarias.

## **6.5 RESTABLECIMIENTO DE CARGAS RESIDENCIALES, INDUSTRIALES Y COMERCIALES**

A continuación, se muestra la metodología utilizada para el restablecimiento de cargas residenciales, industriales, comerciales y demás.

**6.5.1 Área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores.** Debido a la gran cantidad de cargas de esta área se determinó el número total de clientes por circuito asignado a cada subestación, cada cliente se clasificó en residencial, comercial, industrial, oficial, alumbrado, acueducto y otros. Teniendo los clientes clasificados se les dio el siguiente porcentaje.

Cuadro 10. Porcentajes asignados al total de clientes por subestación

<b>CLIENTES</b>	<b>PORCENTAJE</b>
Industriales	30
Comerciales	30
Residenciales	10
Alumbrado	5
Oficiales	5
Cientes Totales	20

De esta forma se determinó un ponderado para cada subestación, de modo que la que tenga el mayor valor es la que se va a normalizar primero, es decir se va a atender toda su demanda. En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos.

Cuadro 11. Porcentajes asignados al total de clientes por subestación.

<b>S/E</b>	<b>RESID</b>	<b>COMERC</b>	<b>INDUST</b>	<b>OFICIAL</b>	<b>ALUMB</b>	<b>OTRO</b>	<b>TOTAL</b>	<b>PONDER</b>
CONUCOS	37511	4928	294	170	81	1268	44252	14180,7
SUR	22206	10504	755	88	16	851	34420	12487,5
EL BOSQUE	35307	2286	241	43	11	518	38405	11972,5
MINAS	31448	1922	275	44	37	491	34217	10651,4
BUCARICA	27671	1938	240	61	12	496	30419	9508,0
NORTE	18404	5717	1391	63	14	640	26229	9222,5
CANEYES	26514	1431	218	33	36	437	28669	8883,4
PRINCIPAL	22402	2519	485	62	13	447	25928	8330,8
PALENQUE	20461	1517	546	39	31	638	23232	7314,9
SAN CRIST.	21262	976	96	36	28	269	22667	6984,4
LA GRANJA	17272	1892	144	41	23	348	19720	6285,2
PALOS	16676	653	124	34	11	240	17738	5450,6
FLORIDA	11358	412	140	31	9	335	12285	3760,4
LAS VILLAS	10948	301	40	21	1	103	11414	3481
LEBRIJA	9237	854	238	59	19	665	11072	3469,6
BELLAVISTA	5925	273	23	3	0	46	6270	1935,5
MESA	2750	194	116	31	9	369	3469	1063,8
LLANOGRA	2111	195	212	22	1	229	2770	888,35
LOS COCOS	2128	40	51	4	2	60	2285	697,4
PALMAS	1717	36	26	18	6	171	1974	586,3
EL CERO	1453	15	8	12	1	100	1589	470,7
CHICAMO	523	18	6	16	7	24	594	179,5

**6.5.2 Área de Barrancabermeja.** Debido a que en el área de Barrancabermeja no hay gran cantidad de cargas prioritarias en comparación con el área de Bucaramanga y sus alrededores se hace la toma de cargas residenciales, industriales y comerciales en conjunto con las cargas prioritarias, es decir, si se quiere energizar una carga prioritaria asociada a un transformador se toma toda la carga de este activo para restablecer de una manera rápida aprovechando la disponibilidad de carga proporcionada por el CND.

En dado caso de que haya restricción de carga por parte del CND se recomienda energizar únicamente los circuitos a los cuales pertenecen las cargas prioritarias y posteriormente normalizar las cargas residenciales, comerciales e industriales.

**6.5.3 Área de Barbosa.** Por su tamaño esta subárea tiene la ventaja de no contar con gran cantidad de cargas prioritarias, además, la barra de 115 kV de la subestación Barbosa puede ser energizada rápidamente por medio de las líneas 313 hacia Chiquinquirá y 314 hacia Paipa, por lo que es poco probable que al momento de restablecer esta isla haya restricciones de carga. Por tanto se recomienda hacer la toma de cargas residenciales, industriales y comerciales de igual forma que como se hizo en la subárea de Barrancabermeja.

Cabe anotar que desde esta isla se puede hacer una suplencia para energizar algunas poblaciones pertenecientes a la subárea vecina como lo son Oiba y Socorro, pero no se tienen en cuenta para el restablecimiento debido a que no hay condiciones para garantizar un nivel de tensión adecuado para energizar cargas prioritarias en estas poblaciones.

## **6.6 RUTA DE RESTABLECIMIENTO ELEGIDA**

Utilizando la metodología descrita anteriormente y basados en simulaciones en la herramienta DigSilent se llegó a escoger la siguiente ruta de restablecimiento para cada Área. En las siguientes figuras se muestra cómo es el proceso de restablecimiento de cada una de las islas propuestas.

### 6.6.1 Área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores

Figura 3. Ruta de restablecimiento del área Bucaramanga, Parte 1.

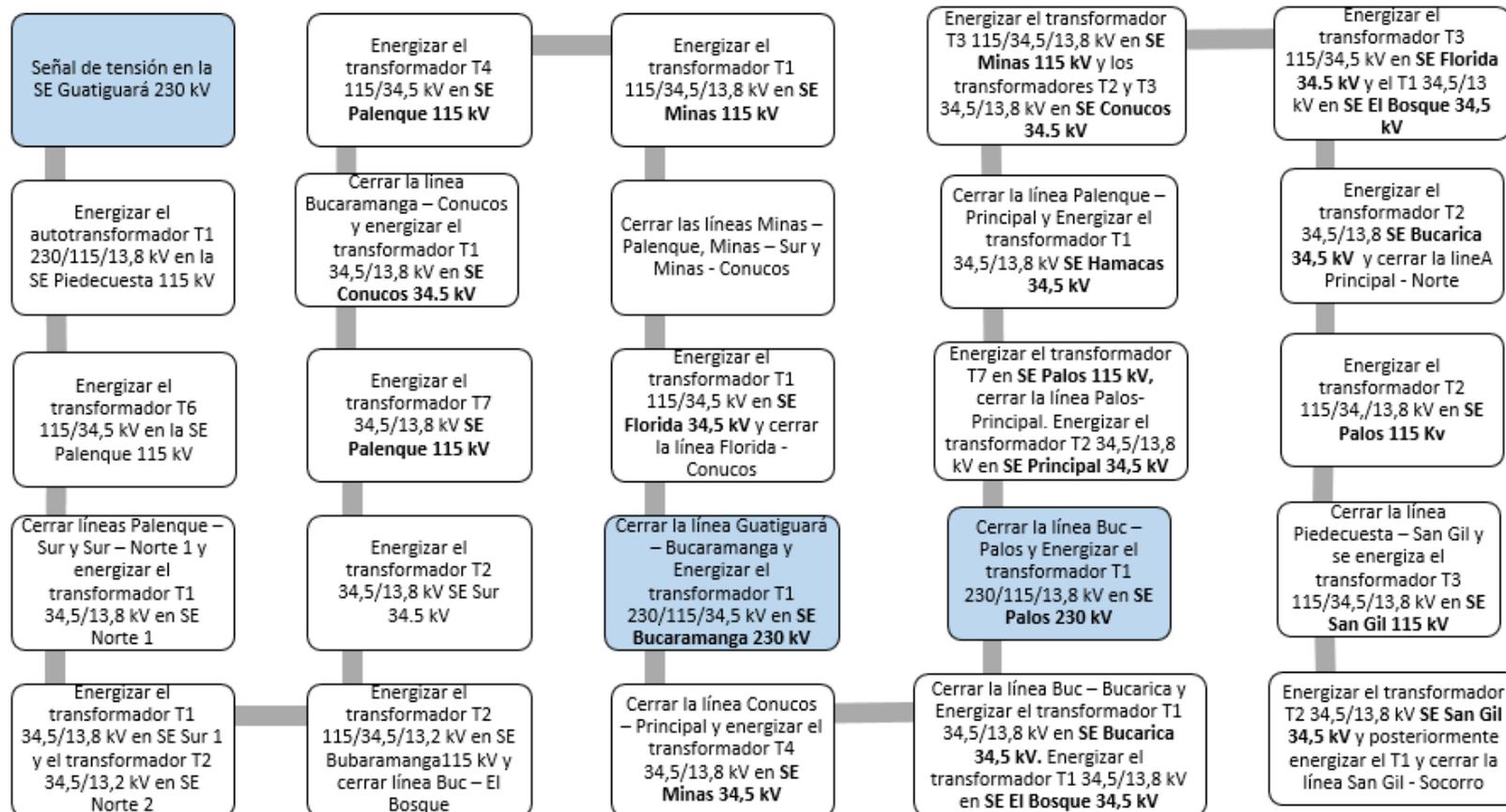
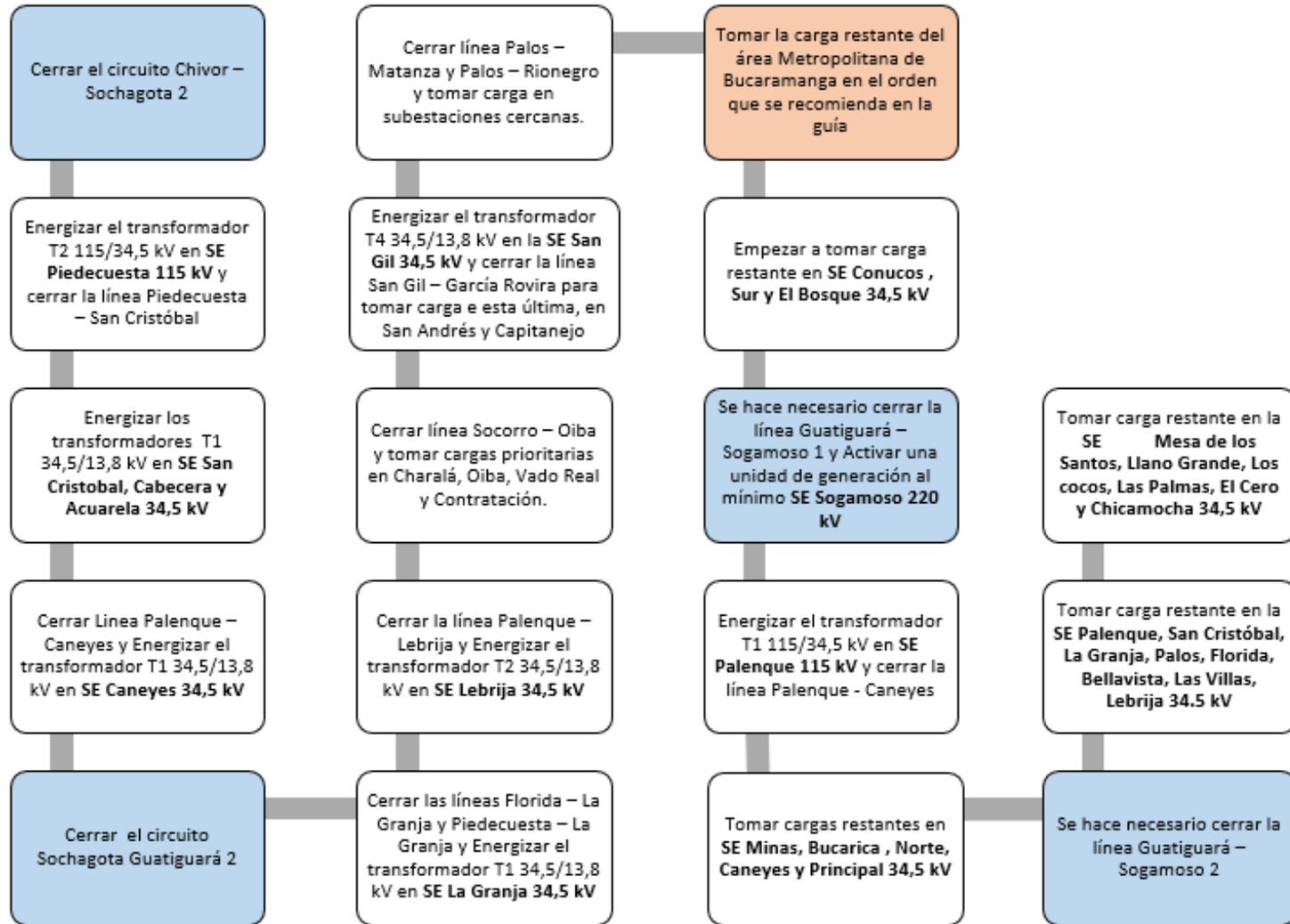
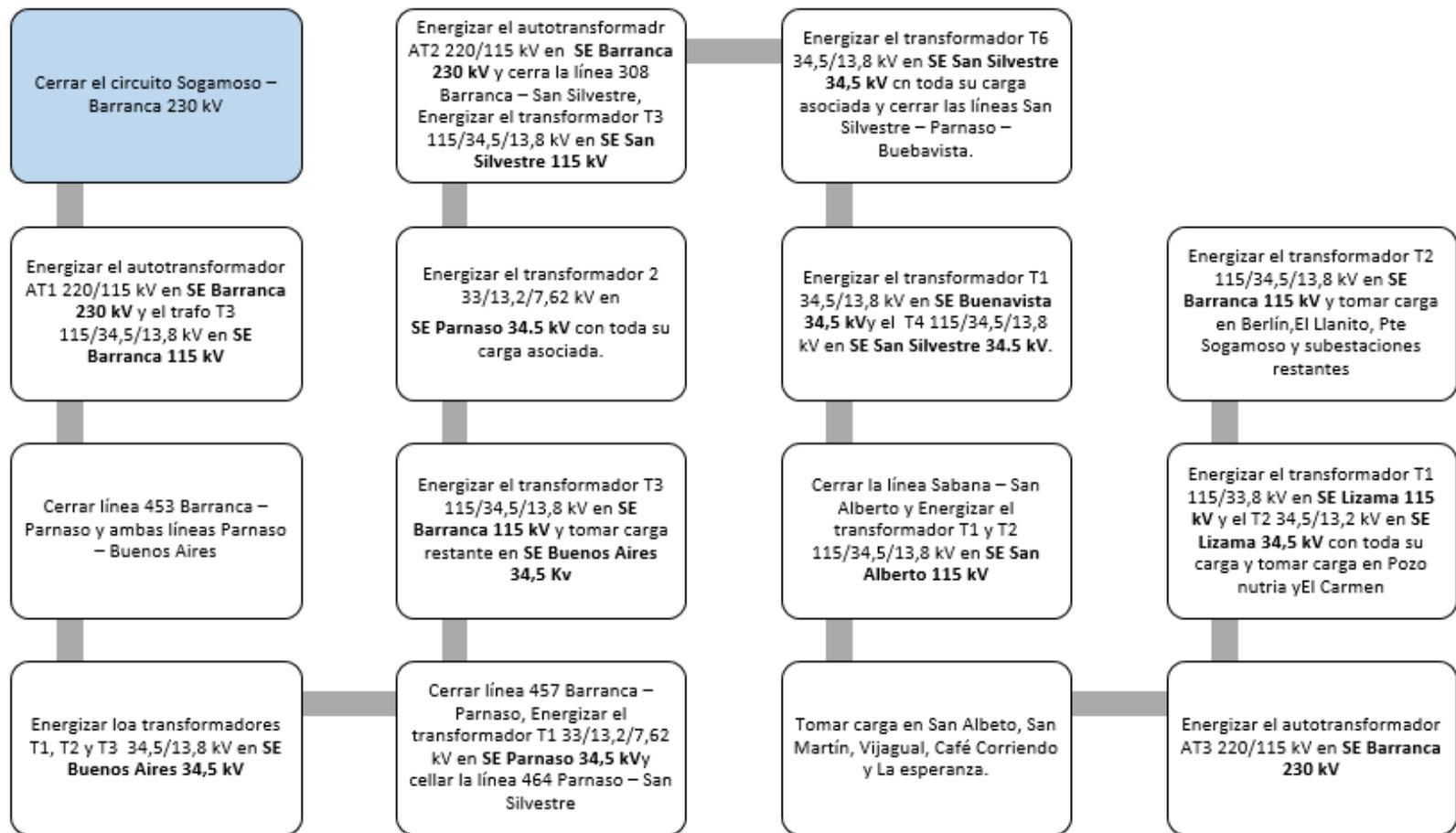


Figura 4. Ruta de restablecimiento del área Bucaramanga, Parte 2.



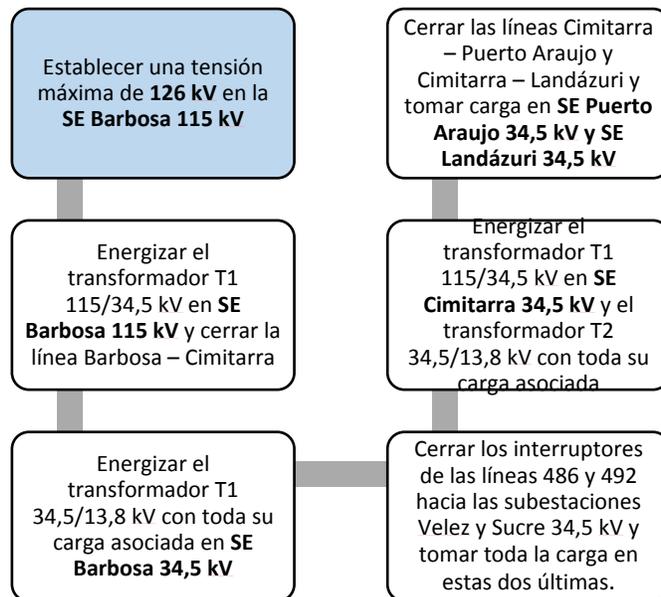
## 6.6.2 Área de Barrancabermeja

Figura 5. Ruta de restablecimiento del área Barrancabermeja.



### 6.6.3 Área de Barbosa

Figura 6. Ruta de restablecimiento del área Barbosa.



## 6.7 MANIOBRAS A REALIZAR

Como antes se había mencionado, el sistema de potencia se dividió en tres subsistemas como lo son Bucaramanga, Barrancabermeja y Barbosa. Cabe dejar claro que las maniobras que se resaltan con color **azul** deben ser realizadas por el CND para garantizar condiciones mínimas de tensión y de carga en la entrada al sistema de potencia que es la subestación Guatiguará 230 kV y así poder continuar con la toma de carga. Los recuadros seleccionados con **rojo** son maniobras en las que se hace una recomendación al operario para que realice la siguiente maniobra o para que espere alguna indicación del CND

Cuadro 12. Maniobras operativas para el restablecimiento del área metropolitana de Bucaramanga.

RESTABLECIMIENTO DE ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA Y MUNICIPIOS ALEDAÑOS								
SEC	INSTRUCCIÓN	ENCARGADO	POTENCIA EN FRONTERA CON STN					
			Piedecuesta 230 kV		Bucaramanga 230 kV		Palos 230 kV	
			MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1	Establecer una tensión máxima de <b>235 kV</b> en la SE <b>Sochagota 230 kV</b> y de <b>230 kV</b> en la SE <b>Chivor 230 kV</b> . Se recomienda activar las cinco unidades de generación de Guavio a 60 MW/Unidad y cerrar por ambos extremos los circuitos 1 y 2 de Guavio - Chivor y el circuito 1 Chivor - Sochagota.	CND	0	0	0	0	0	0
2	Tensionar el circuito 1 a 230 kV Sochagota - Paipa verificando una tensión máxima de <b>236 kV</b> en <b>Paipa 230 kV</b> con el fin de hacer menos maniobras para energizar los transformadores 1 y 2 de Paipa.	CND	0	0	0	0	0	0
3	En <b>Paipa 230 kV</b> cerrar el circuito 2 Sochagota – Paipa para tensionar la central térmica de generación Paipa verificando una tensión máxima de <b>236 kV</b>	CND	0	0	0	0	0	0
4	En <b>Paipa 230 kV</b> cerrar en transformador 1 por alta y por baja y se procede a iniciar la toma de cargas prioritarias del área por parte de EBSA verificando una tensión máxima de <b>232 kV</b> .  Cuando se tenga una carga del 50% se procede a energizar el transformador 2 y posteriormente el transformador 3.  Estando tensionada la SE <b>Paipa 115 kV</b> se activa una de las unidades de generación en la misma para continuar con la toma de carga. Se recomienda llegar rápidamente a Termoyopal para que pueda iniciar su proceso de arranque.	EBSA	0	0	0	0	0	0
5	En SE <b>Sochagota 230 kV</b> tensionar el circuito 1 Sochagota - Guatiguará verificando una tensión máxima de <b>235 kV</b> . Se recomienda controlar la tensión en Guatiguará y en subestaciones cercanas mediante el movimiento de los taps del transformador en Paipa IV.	CND	0	0	0	0	0	0

	<p><b>SE Guatiguará 230 kV</b> -Cerrar el interruptor del circuito 1 Sochagota – Guatiguará verificando una tensión máxima de <b>241 kV (1.1 pu)</b>.</p> <p>NOTA: Debido a la gran longitud de la línea Sochagota - Guatiguará (142.2 Km) se tienen tensiones mayores en el lado receptor por efecto Ferranti, por lo que se recomienda no cerrar el circuito en Guatiguará hasta que el CND haya indicado tensiones inferiores a <b>235 kV</b> en la SE <b>Sochagota 230 kV</b>. De lo contrario se violan los límites de tensión en la SE Guatiguará 230 kV.</p>	CND	0	0	0	0	0	0
6	<p><b>SE Piedecuesta 115 kV</b> -Energizar el autotransformador T1 230/115/13.8 kV en el tap nominal (11) de tal forma que quede alimentado el anillo por 115 kV conformado por las subestaciones: Piedecuesta - Bucaramanga - Real de Minas - Palenque – Palos – Florida – Piedecuesta.</p> <p>NOTA: Para evitar sobretensiones en la zona debido a la energización de líneas en vacío se recomienda mantener todas las unidades de generación de Guavio al mínimo y si es necesario para mejorar perfil de tensión activar una unidad de generación en Chivor.</p>	ESSA	0	0	0	0	0	0
7	<p><b>SE Palenque 115 kV</b> -Energizar el transformador T6 115/34.5 kV en el tap nominal (9). -Cerrar el interruptor de la línea 406 Palenque – Sur.</p> <p><b>SE Sur 34.5 kV</b> -Cerrar el interruptor de la línea 406 Sur – Palenque. -Cerrar el interruptor de la línea 411 Sur – Norte 1.</p> <p><b>SE Norte 34.5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34.5/13.8 kV -Cerrar el interruptor del circuito 20502 que corresponde al centro de control de la ESSA.</p> <p>NOTA: En la SE Palenque 115 kV se debe empezar la toma de carga mediante el transformador T6 debido a que es el que tiene mayor impedancia de corto circuito. Cuando haya tomado una carga cercana al 50 % energizar el T4 y por último el T1.</p>	ESSA	4,68	-0,74	0	0	0	0
8	<p><b>SE Sur 34.5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34.5/13.8 kV. -Cerrar el interruptor del circuito 28504</p>	ESSA	8,31	0,65	0	0	0	0
9	<p><b>SE Norte 34.5 kV</b></p>	ESSA	12,51	1,98	0	0	0	0

	-Energizar el transformador T2 34.5/13.2 kV -Cerrar el interruptor del circuito 20506.							
10	<b>SE Bucaramanga 115 kV</b> -Cerrar el interruptor 120. -Energizar el transformador T2 115/34.5/13.2 kV en el tap nominal (11). -Cerrar el interruptor de la línea 401 Bucaramanga - El Bosque. <b>SE El Bosque 34.5 kV</b> - Cerrar el interruptor de la línea 401 El Bosque - Bucaramanga. -Cerrar el interruptor de acople. -Cerrar los interruptores de las cargas de FosUnab, Cardiovascular y Ardila Lülle	ESSA	19,86	5,46	0	0	0	0
11	<b>SE Sur 34.5 kV</b> -Energizar el transformador T2 34.5/13.8 kV. -Cerrar los interruptores de los circuitos 28507 y 28509 que corresponden a los entes gubernamentales y semáforos.	ESSA	28,04	10,71	0	0	0	0
12	<b>SE Palenque 115 kV</b> -Subir los taps del transformador T6 115/34.5 kV a la posición 13 para mejorar perfil de tensión a nivel de 34.5 kV. -Energizar el transformador T7 34.5/13.8 kV -Cerrar el interruptor del circuito 24505 que corresponde a la antena prosedatos en el cerro Palonegro <b>SE Conucos 34.5 kV</b> -Cerrar el interruptor de la línea 401 Conucos – Bucaramanga. -Energizar el transformador T1 34.5/13.8 kV. -Cerrar los interruptores de los circuitos 10503, 10504 y 10509. Este último corresponde a las antenas del cerro El Picacho.	ESSA	37,83	14,35	0	0	0	0
13	<b>SE Palenque 115 kV</b> -Energizar el transformador T4 115/34.5 kV en el tap nominal y luego subir a la posición 13 al igual que se encuentra el T6. <b>SE Piedecuesta 115 kV</b> -Regular el sistema por 115 kV subiendo los taps del autotransformador 230/115/13.8 kV a la posición 13. <b>SE Bucaramanga 115 kV</b> -Subir los taps del transformador T2 115/34.5/13.2 kV a la posición 11.	ESSA	37,65	12,23	0	0	0	0
14	REFUERZO DEL SISTEMA A NIVEL DE 34.5 kV	ESSA	37,23	10,60	0	0	0	0

	<p><b>SE Minas 115 kV</b>  - Energizar el transformador T1 115/34.5/13.8 kV en el tap nominal (9) y posteriormente subir a la posición 13. Esto debido a que está conectado en paralelo con los transformadores de la SE Palenque 115 kV.  - Cerrar el interruptor de la línea 405 Minas – Palenque.  - Cerrar el interruptor de la línea 420 Minas – Conucos.  - Cerrar el interruptor de la línea 424 Minas – Sur.</p> <p><b>SE Palenque 115 kV</b>  - Cerrar el interruptor de la línea 405 Palenque – Minas.</p> <p><b>SE Conucos 34.5 kV</b>  - Cerrar el interruptor de la línea 420 Conucos – Minas.  - Cerrar el interruptor de la línea 404 Conucos – Sur.</p> <p><b>SE Sur 34.5 kV</b>  - Cerrar el interruptor de la línea 424 Sur – Minas.  - Cerrar el interruptor de la línea 404 Sur – Conucos.</p>							
15	<p><b>SE Florida 34.5 kV</b>  - Energizar el transformador T1 115/34.5 kV en el tap nominal (9)  - Cerrar el interruptor de la línea 402 Florida – Conucos.  - Cerrar el interruptor de la línea 421 para llevar tensión al Hospital Internacional de Colombia.</p> <p><b>SE El Bosque 34.5 kV</b>  - Abrir el interruptor de acople entre las barras de esta subestación.</p>	ESSA	46,33	17,63	0	0	0	0
16	<p><b>SE Guatiguará 230 kV</b>  - Cerrar el interruptor de la línea Guatiguará – Bucaramanga.</p> <p><b>SE Bucaramanga 230 kV</b>  - Cerrar el interruptor de la línea Bucaramanga – Guatiguará.  - Energizar el transformador T1 230/115/34.5 kV en el tap nominal y posteriormente subir el tap a la posición 13.</p>	CND	21,08	5,68	24,87	9,41	0	0
17	<p><b>SE Conucos 34.5 kV</b>  - Cerrar el interruptor de la línea 403 Conucos – Principal para llevar tensión al Hospital de la Quinta Brigada.</p>	ESSA	23,77	6,51	28,04	10,70	0	0
18	<p><b>SE Minas 34,5 kV</b>  - Energizar el transformador T4 34,5/13,8 kV.  - Cerrar el interruptor del circuito 9506 que corresponde a la clínica de la Policía.</p> <p><b>SE Bucaramanga 115 kV</b></p>	ESSA	28,70	8,95	33,75	14,18	0	0

	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 423 Bucaramannga – Bucarica</li> <li><b>SE Bucarica 34,5 kV</b></li> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 423 Bucarica – Bucaramanga.</li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV.</li> <li>-Cerrar el interruptor de los circuitos 8505 y 8506.</li> <li><b>SE El Bosque 34,5 kV</b></li> <li>-Energizar el transformador T2 34,5/13 kV.</li> <li>-Cerrar el interruptor del circuito 12506.</li> </ul>							
19	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>SE Piedecuesta 115 kV</b></li> <li>-Subir los taps del transformador T1 220/115/13,8 a la posición 15</li> <li><b>SE Bucaramanga 230 kV</b></li> <li>-Subir los taps del transformador T1 220/115/13,8 a la posición 15</li> <li>-Cerrar el interruptor de la línea Bucaramanga – Palos.</li> <li><b>SE Palos 230 kV</b></li> <li>- Cerrar el interruptor de la línea Palos - Bucaramanga.</li> <li>-Energizar el transformador T1 230/115/13,8 kV en el tap nominal (11) y posteriormente subir a la posición 15.</li> </ul>	CND	20,95	5,70	22,71	8,72	18,88	6,48
20	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>SE Palos 115 kV y 34,5 kV</b></li> <li>-Energizar el transformador T7 en el tap nominal (9).</li> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 415 Palos - Principal.</li> <li><b>SE Principal 34,5 kV</b></li> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 415 Principal - Palos.</li> <li>-Energizar el transformador T2 34,5/13,8 kV.</li> <li>-Cerrar el interruptor del circuito 26507.</li> </ul>	ESSA	22,59	6,20	24,42	9,35	21,09	7,50
21	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>SE Palenque 34,5 kV</b></li> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 407 Palenque – Principal.</li> <li><b>SE Principal 34,5 kV</b></li> <li>- Cerrar el interruptor de la línea 407 Principal – Palenque.</li> <li><b>SE Hamacas 34,5 kV</b></li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV</li> <li>-Cerrar el interruptor de los circuitos 21501 y 21502.</li> <li><b>SE Palos 34,5 kV</b></li> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 418 con su respectiva carga.</li> </ul>	ESSA	25,30	7,97	27,23	11,53	24,30	9,26
22	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>SE Piedecuesta 115 kV</b></li> <li>-Subir los taps del transformador T1 220/115/13.8 a la posición 17</li> <li><b>SE Bucaramanga 230 kV</b></li> <li>-Subir los taps del transformador T1 220/115/13.8 a la posición 17</li> <li><b>SE Palos 230 kV</b></li> </ul>	ESSA	30,68	7,37	33,07	11,56	28,83	8,70

	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Subir los taps del transformador T1 230/115/13,8 kV a la posición 17.</li> </ul> <p><b>SE Minas 115 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Energizar el transformador T3 115/34,5/13,8 kV en el tap nominal (9) y posteriormente subirlo a la posición 13.</li> </ul> <p><b>SE Conucos 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Cerrar los interruptores de los circuitos 10508 y 10509.</li> <li>-Energizar los transformadores T2 y T3 34,5/13,8 kV.</li> <li>-Cerrar los interruptores de los circuitos 10502 y 10511.</li> </ul>							
23	<p><b>SE Sur 34,5 Kv</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Cierro los interruptores de los circuitos 28501 y 28503</li> </ul> <p><b>SE Palos 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Subir los taps del transformador T7 115/34,5/13,8 kV a la posición 10.</li> </ul>	ESSA	34,41	10,71	36,80	15,20	32,45	12,09
24	<p><b>SE Florida 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Energizar el transformador T3 115/34,5 kV en el tap nominal (9)</li> <li>-Subir los taps de los transformadores T1 y T3 a la posición 13</li> </ul> <p><b>SE El Bosque 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13 kV.</li> <li>-Cerrar el interruptor del circuito 12505.</li> </ul>	ESSA	35,60	8,40	38,31	12,99	33,57	9,76
25	<p><b>SE Bucaramanga 115 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Subir los taps del transformador T2 115/34,5/13,2 kV a la posición 11.</li> </ul> <p><b>SE Bucarica 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Energizar el transformador T2 34,5/13,8.</li> <li>-Cerrar el interruptor del circuito 08504.</li> </ul>	ESSA	36,10	9,33	38,79	13,99	33,95	10,63
26	<p><b>SE Principal 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 412 Principal – Norte.</li> </ul> <p><b>SE Norte 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cerrar el interruptor de la línea 412 Norte - Principal.</li> <li>-Abrir el interruptor de acople.</li> <li>-Cerrar el interruptor del circuito 20504.</li> </ul> <p><b>SE Piedecuesta 115 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Subir los taps del transformador T1 220/115/13,8 a la posición 19.</li> </ul> <p><b>SE Bucaramanga 230 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Subir los taps del transformador T1 220/115/13,8 a la posición 19.</li> </ul> <p><b>SE Palos 230 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Subir los taps del transformador T1 230/115/13,8 kV a la posición 19</li> </ul>	ESSA	34,80	8,72	37,15	13,14	32,52	10,08
27	<p><b>SE Palos 115 Kv</b></p>	ESSA	35,60	13,30	37,57	17,66	33,64	14,61

	<p>-Energizar el transformador T2 115/34,5/13,8 kV en el tap nominal (9) y posteriormente subirlos a la posición 10 al igual que se encuentra el T7.</p> <p><b>SE Minas 34,5 kV</b></p> <p>-Cerrar el interruptor de la línea 426 Minas – Conucos (Codiesel)</p> <p>-Cerrar los interruptores de las cargas asociadas con dicha línea.</p> <p><b>SE Conucos 34,5 kV</b></p> <p>-Cerrar el interruptor de la línea 426 Conucos – Minas.</p>							
28	<p><b>SE Piedecuesta 115 kV</b></p> <p>-Cerrar el interruptor de la línea 305 Piedecuesta - San Gil-</p> <p><b>SE San Gil 115 kV</b></p> <p>-Cerrar los interruptores por alta y por baja del transformador T3 115/34,5/13,8 kV para energizar este activo en el tap nominal (9).</p> <p><b>SE San Gil 34,5 kV</b></p> <p>-Energizar el transformador T2 34,5/13,8 kV.</p> <p>-Cerrar los interruptores de los circuitos 79501, 79502 y 79511.</p> <p><b>SE San Gil 115 kV</b></p> <p>-Una vez alimentadas las cargas de la SE San Gil subir los taps del transformador T3 115/34,5/13,8 kV a la posición 13 para mejorar perfil de tensión.</p>	ESSA	39,69	14,62	39,98	18,22	35,28	14,99
29	<p><b>SE San Gil 34,5 kV</b></p> <p>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV en el tap nominal y posteriormente subir a la posición 6 para garantizar una tensión admisible en las cargas lejanas</p> <p>-Cerrar el interruptor de la línea 480 San Gil – Socorro</p> <p><b>SE Socorro 34,5 kV</b></p> <p>-Cerrar el interruptor de la línea 480 Socorro – San Gil.</p> <p>-Cerrar el interruptor del circuito 82502 que corresponde al hospital Manuela Beltrán.</p>	ESSA	40,47	12,79	40,61	16,36	35,81	13,13
30	<p>Para continuar con la toma de carga se espera que el CND mejore el perfil de tensión mediante el cierre del otro circuito Chivor – Sochagota.</p> <p><b>SE Chivor 220 kV</b></p> <p>-Cerrar el interruptor de la línea Chivor – Sochagota 2</p> <p><b>SE Sochagota 220 kV</b></p> <p>-Cerrar el interruptor de la línea Sochagota – Chivor 2.</p>	CND	40,29	12,76	40,45	16,39	35,68	13,18

	<p>NOTA: Para garantizar tensiones admisibles en las barras de sistema de potencia de la ESSA se recomienda que en este momento las unidades Guavio estén generando un promedio de 80 MW/Unid, la de Paipa IV 70 MW con su transformador en el tap 0 y la de Paipa 1 31 MW con su transformador en el tap 0 también. Además se recomienda la activación de dos unidades de generación en Chivor a 40 MW/Unid. Así se consiguen condiciones óptimas de tensión y de carga para continuar con el restablecimiento.</p>							
31	<p><b>SE Piedecuesta 115 kV</b>          -Energizar el transformador T2 115/34,5 kV en el tap nominal (9) y posteriormente subir a la posición 11.          -Cerrar el interruptor de la línea 443 Piedecuesta – San Cristóbal</p> <p><b>SE San Cristobal 34,5 kV</b>          -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV.          -Cerrar el interruptor del circuito 37503.</p> <p><b>SE Cabecera 34,5 kV</b>          -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV.          -Cerrar el interruptor del circuito 34503.</p> <p><b>SE Acuarela 34,5 kV</b>          -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV.          -Cerrar el interruptor de los circuitos 36501, 36502 y 36503.</p>	ESSA	43,67	15,67	42,12	18,18	36,60	14,46
32	<p><b>SE Palenque 34,5 kV</b>          -Cerrar el interruptor de la línea 409 Palenque – Caneyes.          -Tomar las cargas industriales asociadas a la línea 409.</p> <p><b>SE Caneyes 34,5 kV</b>          -Cerrar el interruptor de acople.          -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV.          -Cerrar el interruptor del circuito 11504.</p>	ESSA	45,80	17,62	44,29	20,26	38,70	16,43
33	<p><b>SE Sochagota 220 kV</b>          -Cerrar el interruptor de la línea Sochagota – Guatiguará 2</p> <p><b>SE Guatiguará 220 kV</b>          -Cerrar el interruptor de la línea Guatiguará – Sochagota 2.</p>	CND	43,93	15,13	42,55	17,98	37,17	14,51
34	<p><b>SE Florida 34,5 kV</b>          -Cerrar el interruptor de la línea 422 Florida – La Granja.</p> <p><b>SE Piedecuesta 34,5 kV</b>          -Cerrar el interruptor de la línea 441 Piedecuesta – La Granja.</p> <p><b>SE La Granja 34,5 kV</b>          -Cerrar el interruptor de la línea 422 La Granja – Florida.</p>	ESSA	63,85	26,59	57,99	26,36	50,02	20,99

	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 441 La Granja – Piedecuesta.</li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV.</li> <li>-Cerrar el interruptor del circuito 41501</li> <li>-Tomar cargas asociadas a la línea 422.</li> </ul> <p><b>SE Palenque 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 428 Palenque – Lebrija</li> </ul> <p><b>SE Lebrija 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 428 Lebrija – Palenque.</li> <li>-Energizar el transformador T2 34,5/13,8 kV.</li> <li>-Cerrar el interruptor del circuito 39501.</li> </ul> <p><b>SE Socorro 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 482 Socorro – Oiba quedando energizada también la línea 496 hacia Charalá.</li> </ul> <p><b>SE Charalá 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV.</li> <li>-Tomar la totalidad de la carga en esta subestación.</li> </ul> <p><b>SE Oiba 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 482 Oiba – Socorro</li> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 484 Oiba – Vado Real.</li> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 485 Oiba – Contratación.</li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y tomar toda la carga.</li> </ul> <p><b>SE Vado Real 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 484 Vado Real – Oiba.</li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y tomar toda la carga.</li> </ul> <p><b>SE Contratación 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y tomar toda la carga.</li> </ul> <p><b>SE San Gil 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Colocar los taps del transformador T2 34,5/13,8 kV en la posición 3 y tomar la totalidad de la carga para abastecer hospitales de poblaciones aledañas a San Gil.</li> <li>-Energizar el transformador T4 34,5/13,8 kV en el tap nominal y posteriormente subir la posición a 3. Tomar toda la carga.</li> <li>-Subir los taps del transformador T1 115/34,5/13,8 kV a la posición 8.</li> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 481 San Gil – García Rovira quedando energizada también las líneas 493 hacia San Andrés y 494 hacia Capitanejo. (Teniendo cerrado el switcheo Guanentá)</li> </ul> <p><b>SE García Rovira 34,5 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 481 García Rovira – San Gil.</li> </ul>							
--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--	--	--	--	--	--

<ul style="list-style-type: none"> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV y tomar toda la carga.</li> <li>-Energizar el transformador T2 34,5/13,8 kV y tomar toda la carga.</li> <li><b>SE San Andrés 34,5 kV</b></li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y tomar toda la carga.</li> <li><b>SE Capitanejo 34,5 kV</b></li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y tomar toda la carga.</li> <li><b>SE Palos 34,5 kV</b></li> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 416 Palos – Matanza quedando energizada también la línea 425 hacia California.</li> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 417 Palos – Rionegro.</li> <li><b>SE San Matanza 34,5 kV</b></li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/11,4 kV y tomar toda la carga.</li> <li><b>SE San California 34,5 kV</b></li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y tomar toda la carga.</li> <li><b>SE San Rionegro 34,5 kV</b></li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y tomar toda la carga.</li> <li><b>SE San Trincheras 34,5 kV</b></li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y tomar toda la carga.</li> <li><b>SE Laguna 34,5 kV</b></li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y tomar toda la carga.</li> <li><b>SE Caneyes 34,5 kV</b></li> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 438 Caneyes – Zapatoca.</li> <li><b>SE Zapatoca 34,5 kV</b></li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y tomar toda la carga.</li> <li>-Cerrar el interruptor de la línea 419 Zapatoca – San Vicente – Cuchilla del Ramo.</li> <li><b>SE Cuchilla del Ramo 34,5 kV</b></li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y tomar toda la carga.</li> <li><b>SE San Vicente 34,5 kV</b></li> <li>-Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV.</li> <li>-Cerrar el interruptor del circuito 65501.</li> </ul>							
<p>Si las condiciones de tensión en la SE Guatiguará 230 kV lo permiten y se dispone de la carga necesaria proporcionada por el CND, se procede a tomar la carga restante en las subestaciones del área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores en el siguiente orden: Conucos, Sur, El Bosque, Real de Minas, Bucarica, Norte, Caneyes, Principal, Palenque, San Cristóbal, La Granja, Palos, Florida, Las Villas, Lebrija, Bellavista, Mesa de los Santos, Llano Grande, Los Cocos, Las Palmas, El Cero y Chicamocho. En las</p>							

	siguientes secuencias se describen las maniobras a realizar. Cabe resaltar que la viabilidad de dichas maniobras depende directamente de la carga que el CND disponga para el sistema de potencia y del nivel de tensión que establezca en la SE Guatiguará 230 kV.							
35	<p><b>SE Conucos 34,5 kV</b> -Cerrar los interruptores de los circuitos restantes asociados a los transformadores T1, T2, y T3 34,5/13,8 kV.</p> <p><b>SE Sur 34,5 kV</b> - Cerrar los interruptores de los circuitos restantes asociados a los transformadores T1 y T2 34,5/13,2 kV.</p> <p><b>SE El Bosque 34,5 kV</b> - Cerrar los interruptores de los circuitos restantes asociados a los transformadores T1 y T2 34,5/13,8 kV.</p> <p>NOTA: Si al tomar carga en cualquiera de estas tres subestaciones se caen los niveles de tensión, subir la posición de los taps de los autotransformadores de las subestaciones Piedecuesta 115 kV, Bucaramanga 230 kV y Palos 230 kV como sea necesario. Para efectos de las simulaciones se llevaron hasta la posición 23. Si la tensión en la barra de 115 kV en la SE San Gil es muy elevada bajar los taps del transformador T1 115/34,5/13,8 en dicha subestación para evitar sobretensiones en las barras de 13,8 kV de San gil, Socorro y Charalá.</p>	ESSA	80,10	31,33	72,99	31,65	61,91	23,58
	<p>Para este momento la tensión en la barra de la SE Guatiguará 230 kV está cercana a 0,94 pu, por tanto, si se continua la toma de carga es probable que se llegue a tensiones no admisibles menores a 0,9 pu; por lo que se hace necesario que el CND envíe más carga y que además mejore el perfil de tensión en dicha subestación para proseguir con el proceso de restablecimiento.</p> <p>Una buena alternativa es llevar tensión a la SE Sogamoso 220 kV desde la SE Guatiguará 230 kV para permitir el arranque de las unidades de generación dado que así se tiene carga disponible y se mejora notablemente el nivel de tensión en la SE Guatiguará 230 kV. No es aconsejable que se siga tomando carga apoyados en la generación de Paipa IV puesto que aporta carga pero no contribuye a mejorar drásticamente la tensión en Guatiguará, lo que hará que se tenga que abusar de la posición de los taps de los autotransformadores.</p>							

	Tampoco se debe contar con la generación de Tasajero debido a que sus unidades toman mucho tiempo en el arranque y en sincronizarse con el STN.							
36	<p><b>SE Guatiguará 220 kV</b> -Cerrar el interruptor L230 que corresponde a la línea Guatiguará – Sogamoso 1.</p> <p><b>SE Sogamoso 220 kV</b> -Cerrar el interruptor L240 quedando tensionada una barra de 220 kV. -Cerrar los interruptores 2M040 y 2L140 para tensionar la otra barra de 220 kV. -Activar una unidad de generación al mínimo.</p> <p>NOTA: Debido a la entrada de la unidad de generación de Sogamoso y teniendo en cuenta la posición actual de los autotransformadores de Piedecuesta, Bucaramanga y Palos (23) se pueden llegar a presentar sobretensiones a nivel de 115, 34,5 y 13,8 kV, por lo tanto, es recomendable que al momento de ingresar la generación al sistema se estén monitoreando especialmente las tensiones por 115 kV especialmente en las subestaciones de Piedecuesta 115 kV, Bucaramanga 115 kV y Palos 115 kV. De ser necesario bajar la posición de los taps de los autotransformadores nombrados. Para el caso de las simulaciones se llevaron a la posición 19.</p>	CND	75,38	34,28	69,66	35,60	59,96	28,31
37	<p><b>SE Palenque 115 kV</b> -Energizar el transformador T1 115/34,5 kV en el tap nominal (9). -Cerrar el interruptor de la línea 410 Palenque - Caneyes</p> <p><b>SE Minas 115 kV</b> -Para evitar sobrecargas en los transformadores T1 y T3 115/34,5/13,8 se recomienda bajar los taps a la posición nominal (9). -Energizar el transformador T2 34,5/13,8 kV y tomar toda la carga. -Tomar carga restante en el transformador T4 34,5/13,8 kV.</p> <p><b>SE Bucarica 34,5 kV</b> - Cerrar los interruptores de los circuitos restantes asociados a los transformadores T1 y T2 34,5/13,2 kV.</p> <p><b>SE Norte 34,5 kV</b> - Cerrar los interruptores de los circuitos restantes asociados a los transformadores T1 y T2 34,5/13,2 kV.</p> <p>NOTA: Si el nivel de tensión por 115 kV decae y está cercano al límite inferior admisible se recomienda subir los taps de los autotransformadores de las subestaciones Piedecuesta 115 kV, Bucaramanga 230 kV y Palos 230 kV. Para efecto de las simulaciones se llevaron a la posición 21.</p>	ESSA	110,5	58,10	102,6	58,38	90,66	48,41

	<p><b>SE Caneyes 34,5 kV</b>  -Cerrar el interruptor de la línea 410 Caneyes – Palenque,  -Energizar el transformador T2 34,5/13,8 kV.  -Cerrar los interruptores de los circuitos restantes asociados a los transformadores T1 y T2 34,5/13,8 kV.  -Cerrar el interruptor de la línea 439 y tomar carga asociada a esta línea.</p> <p><b>SE Principal 34,5 kV</b>  -Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV.  -Energizar el transformador T3 33/11 kV con su respectiva carga.  -Cerrar los interruptores de los circuitos restantes asociados a los transformadores T1 y T2 34,5/13,2 Kv.</p>							
38	<p>Para estos momentos la línea Sogamoso – Guatiguará se encuentra cargada al 47,28%, luego se recomienda cerrar el segundo circuito entre estas subestaciones para mejorar el perfil de tensión y para disminuir la carga en los autotransformadores de Piedecuesta Bucaramanga y Palos. También se recomienda cerrar por ambos extremos el circuito Sogamoso – Bucaramanga 230 kV</p> <p><b>SE Guatiguará 220 kV</b>  -Cerrar el interruptor L250 que corresponde a la línea Guatiguará – Sogamoso 2.</p> <p><b>SE Bucaramanga 220 kV</b>  -Cerrar los interruptores S10 y S20 quedando normalizada esta subestación.</p> <p><b>SE Sogamoso 220 kV</b>  -Cerrar el interruptor 2L250  -Cerrar los interruptores 2M040 y 2L240</p> <p>NOTA: Debido a que se cerró el segundo circuito Guatiguará – Sogamoso los niveles de tensión por 115 kV van a ser altos, por lo que se recomienda si es necesario bajar los taps de los autotransformadores de Piedecuesta, Bucaramanga y Palos. Para el caso de las simulaciones se bajaron la posición 19.</p>	ESSA	93,44	49,86	97,88	61,04	95,33	58,68
39	<p><b>SE Palenque 115 kV</b>  -Subir los taps del transformador T1 115/34,5 kV a la posición 10  -Normalizar carga en el transformador T7 34,5/13,8 kV</p>	ESSA	98,53	57,22	104,9	70,16	102,8	69,19

	<p>-Energizar el transformador T2 33/13,2 kV y normalizar carga en este activo. -Tomar carga asociada a la línea 408.</p> <p><b>SE San Cristóbal 34,5 kV</b> -Cerrar los interruptores de los circuitos restantes asociados al transformador T1 34,5/13,8 kV.</p> <p><b>SE San La Granja 34,5 kV</b> -Cerrar los interruptores de los circuitos restantes asociados al transformador T1 34,5/13,8 kV.</p> <p><b>SE Palos 34,5 kV</b> - Energizar el transformador T3 34,5/13,8 kV y normalizar carga en este activo.</p>							
40	<p><b>SE Florida 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T2 34,5/13,8 kV y normalizar la carga asociada a dicho activo</p> <p><b>SE Bellavista 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y normalizar la carga asociada a dicho activo</p> <p><b>SE Las Villas 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y normalizar la carga asociada a dicho activo</p> <p><b>SE Lebrija 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV y normalizar la carga asociada a dicho activo</p> <p>NOTA: Si el nivel de tensión por 115 kV está cercano a 0,9 pu que es el límite inferior se recomienda subir la posición de los taps de los autotransformadores de Piedecuesta, Bucaramanga y Palos, en este caso a la posición 21.</p>	ESSA	101,9	59,08	109,3	72,58	106,3	69,74

Cuadro 13. Maniobras operativas para el restablecimiento del área de Barrancabermeja

RESTABLECIMIENTO DEL ÁREA DE BARRANCABERMEJA								
SEC	INSTRUCCIÓN	ENCARGADO	POTENCIA EN FRONTERA CON STN					
			Barranca 1 230 kV		Barranca 2 230 kV		Barranca 3 230 Kv	
			MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1	Cerrar el circuito Sogamoso – Barranca 230 kV en ambos extremos verificando una tensión máxima de 235 kV en las subestaciones Sogamoso 230 kV y Barranca 230 kV.	CND	0	0	0	0	0	0
2	<p>Tomar carga con unos de los autotransformadores ubicados en la SE Barranca 230 kV. Se recomienda iniciar por el AT1 ya que permite tensionar la barra de 115 kV rápidamente. No empezar por el AT3 dado que se puede llegar a tener sobretensiones por 115 kV. A nivel de 115 kV se recomienda empezar a tomar carga mediante el transformador T3 que es el de mayor impedancia.</p> <p><b>SE Barranca 230 kV</b> -Energizar el autotransformador AT1 220/115 kV en el tap nominal (0)</p> <p><b>SE Barranca 115 kV</b> -Energizar el transformador T3 115/34,5/13,8 kV en el tap nominal (-9)</p>	ESSA	0	0	0	0	0	0
3	<p><b>SE Barranca 34,5 kV</b> -Cerrar el interruptor de la línea 453 Barranca – Pamaso.</p> <p><b>SE Pamaso 34,5 kV</b> -Cerrar el interruptor de la línea 453 Pamaso – Barranca. -Cerrar el interruptor de la carga 461 que corresponde a la Policlínica. -Cerrar el interruptor de la línea 460 Pamaso – Buenos Aires y tomar su carga asociada que corresponde a la Clínica Magdalena. -Cerrar el interruptor de la línea 472 Pamaso – Buenos Aires.</p> <p><b>SE Buenos Aires 34,5 kV</b> -Cerrar los interruptores de las líneas 460 y 472 Buenos Aires – Pamaso. -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV. -Cerrar los interruptores de los circuitos 58511 y 58514 -Energizar el transformador T2 34,5/13,8 kV.</p>	ESSA	14,63	1,78	0	0	0	0

	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Cerrar el del interruptor del circuito 58521 que corresponde a los semáforos</li> <li>-Energizar el transformador T3 34,5/13,8 kV.</li> <li>-Cerrar el del interruptor del circuito 58512 que corresponde a los entes gubernamentales.</li> </ul>							
4	<p>Para este momento la línea 453 Barranca – Parnaso se encuentra cargada al 54,21%, por lo que se recomienda el cierre de la línea 457 Barranca – Parnaso.</p> <p><b>SE Barranca 34,5 kV</b> -Cerrar el interruptor de la línea 457 Barranca – Parnaso.</p> <p><b>SE Parnaso 34,5 kV</b> -Cerrar el interruptor de la línea 457 Parnaso – Barranca. -Energizar el transformador T1 33/13,2/7,62 kV. -Cerrar el del interruptor del circuito 62509 que corresponde al Hospital Regional del Magdalena Medio. -Cerrar el interruptor de la línea 464 Parnaso – San Silvestre.</p> <p><b>SE San Silvestre 34,5 kV</b> -Cerrar el interruptor de la línea 464 San Silvestre – Parnaso. -Cerrar el interruptor de la línea 471 hacia el acueducto</p>	ESSA	31,34	15,47	0	0	0	0
5	<p>Para hacer la toma de carga del área urbana de Barrancabermeja se recomienda energizar el transformador T1 115/34,5 kV debido a que el transformador T3 115/34,5 kV se encuentra cargado cercano al 50%.</p> <p><b>SE Barranca 115 kV</b> -Energizar el transformador T3 115/34,5/13,8 kV en el tap nominal (-9)</p> <p><b>SE Buenos Aires 34,5 Kv</b> -Cerrar los interruptores de los circuitos restantes asociados a los transformadores T1 y T2 34,5/13,8 kV</p> <p><b>SE Parnaso 34.5 kV</b> -Energizar el transformador 2 33/13,2/7,62 kV con toda su carga asociada -Cerrar los interruptores restantes asociados al transformador T2 33/13,2/7,62 kV.</p>	ESSA	42,34	21,08	0	0	0	0
6	Debido a que el autotransformador AT1 se encuentra cargado cerca al 50% se recomienda energizar el autotransformador AT2 220/115 kV. Lo que	ESSA	29,86	12,91	30,60	17,27	0	0

	<p>permitirá tensionar la barra de 115 y de 34,5 kV de la SE San Silvestre y posteriormente la línea 463 San Silvestre – Parnaso, esto último evita que se sobrecarguen los transformadores de Barranca 115 kV y las líneas 453 y 457 Barranca – Parnaso.</p> <p><b>SE Barranca 230 kV</b>          -Energizar el autotransformador AT2 220/115 kV en el tap nominal (0)          -Cerrar los interruptores 420 y 220 para tensionar la línea 308 Barranca – San Silvestre.</p> <p><b>SE San Silvestre 115 kV</b>          -Energizar el transformador T3 115/34,5/13,8 kV en el tap nominal (-7).          -Cerrar el interruptor de la línea 308 San Silvestre – Barranca.</p> <p><b>SE San Silvestre 34,5 kV</b>          -Energizar el transformador T6 34,5/13,8 kV con toda su carga asociada          -Cerrar el interruptor de la línea 470 y su carga asociada.          -Cerrar el interruptor de la línea 463 San Silvestre – Parnaso.          -Cerrar el interruptor de la línea 473 San Silvestre – Buenavista.</p> <p><b>SE Parnaso 34,5 kV</b>          -Cerrar el interruptor de la línea 463 Parnaso – San Silvestre.</p> <p><b>SE Buenavista 34,5 kV</b>          - Cerrar el interruptor de la línea 463 San Silvestre – Parnaso.          -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE San Silvestre 34,5 kV</b>          -Energizar el transformador T4 115/34,5/13,8 kV en el tap nominal (-7) debido a que el T6 sobrepasa el 50% de carga</p>							
7	<p><b>SE Barranca 115 kV</b>          -Cerrar el interruptor de la línea 303 Barranca – Lizama.</p> <p><b>SE Lizama 115 kV</b>          -Cerrar el interruptor de la línea 303 Lizama – Barranca.          -Cerrar el interruptor de la línea 319 Lizama – Sabana.</p>	ESSA	37,57	14,53	30,90	16,68	0	0

	<p><b>SE Sabana 115 kV</b> -Energizar el transformador T1 115/34,5 kV en el tap nominal (-9)</p> <p><b>SE Sabana 115 kV</b> -Energizar el transformador T2 34,5/13,8 kV con toda su carga asociada. -Cerrar el interruptor de la línea 433 Sabana – San Rafael con su carga asociada -Cerrar interruptores de las cargas asociadas a las líneas 434 y 435.</p> <p><b>SE San Rafael 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE Santa Catalina 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada.</p> <p>NOTA: Si el nivel de tensión en la barra de 13,8 kV en Santa Catalina está cerca al límite mínimo admisible subir los taps del transformador T1 115/34,5 kV en la SE Sabana 115 kV. Para este caso se manejaron a la posición -10.</p>							
8	<p><b>SE Sabana 115 kV</b> -Cerrar el interruptor de la línea 320 Sabana – San Alberto</p> <p><b>SE San Alberto 115 kV</b> -Cerrar el interruptor de la línea 320 San Alberto – Sabana. -Energizar el transformador T1 115/34,5/13,8 kV en el tap nominal (0).</p> <p><b>SE San Alberto 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T2 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada. -Cerrar el interruptor de la línea 430 San Alberto – La Esperanza -Cerrar el interruptor de la línea 431 San Alberto – San Martín</p> <p><b>SE San Martín 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV con toda su carga asociada.</p>	ESSA	52,0	19,21	36,03	20,91	0	0

	<p>-Cerrar el interruptor de la carga asociada a la línea 432.</p> <p><b>SE Vijagual 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE Café Corriendo 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE La Esperanza 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 33/13,2 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE Barranca 230 kV</b> -Subir los taps de los autotransformadores AT1 a la posición 2 y el AT2 a la posición 3 para mejorar perfil de tensión en las barras de 13,8 kV de las subestaciones lejanas.</p>							
9	<p>Para este momento la carga del Autotransformador AT1 en la SE Barranca 230 kV sobrepasa el 50%, por lo que se recomienda energizar el Autotransformador AT3.</p> <p><b>SE Barranca 230 kV</b> -Energizar el autotransformador AT3 220/115 kV con los taps en la posición nominal y posteriormente cambiar a la posición 2 al igual que se encuentra el AT1 para garantizar el reparto uniforme de carga.</p> <p>NOTA: De ser necesario cambiar los taps de la SE San Alberto a la posición - 2 para evitar subtensiones en la barra de 13,8 kV de la SE San Matín.</p>	ESSA	27,11	8,81	30,42	18,46	27,22	8,85
10	<p><b>SE Lizama 115 kV</b> -Energizar el transformador T1 115/33,8 kV en el tap nominal (-17).</p> <p><b>SE Lizama 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T2 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada. -Cerrar el interruptor de la línea 477 hacia Hidrosolgamoso. -Cerrar el interruptor de la línea 474 Lizama – Pozo Nutria – El Carmen -Cerrar el interruptor de la línea 475</p> <p><b>SE Pozo Nutria 34,5 kV</b></p>	ESSA	33,86	14,42	30,43	13,85	32,21	13,72

	<p>-Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE El Carmen 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 33/13,8 kV con toda su carga asociada.</p> <p>NOTA: Si los niveles de tensión por 13,8 kV están cercanos al límite inferior (0,9 pu) se recomienda subir los taps de los autotransformadores AT1 y AT3 de Barranca 230 kV. Para este caso se subieron a la posición 4</p>							
11	<p><b>SE Barranca 115 kV</b> -Energizar el transformador T2 115/34,5/13,8 kV en la posición del tap nominal (-9) con su carga asociada. -Cerrar el interruptor de la línea 309 Barranca – Puerto Wilches</p> <p><b>SE Barranca 34,5 kV</b> -Cerrar el interruptor de la línea 466 con su carga asociada. -Cerrar el interruptor de la línea 467 Barranca – Berlín – El Llanito – Puente Sogamoso.</p> <p><b>SE Berlín 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE Berlín 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE El Llanito 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE Puente Sogamoso 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE Puerto Wilches 115 kV</b> -Cerrar el interruptor de la línea 309 Puerto Wilches – Barranca. -Cerrar el interruptor de la línea 311 Puerto Wilches – Isla VI.</p>	ESSA	44,57	17,62	33,68	13,79	42,40	16,76

<p>-Energizar el transformador T1 115/34,5/13,8 kV con el tap en la posición nominal (-9).</p> <p><b>SE Puerto Wilches 34,5 kV</b>  -Cerrar el interruptor de la línea 449 Puerto Wilches – Ciénaga – KM8  -Cerrar el interruptor de la línea 450 Puerto Wilches – Cantagallo – San Pablo.  -Cerrar el interruptor de la línea 452 Puerto Wilches – Isla VI</p> <p><b>SE Isla VI 115 kV</b>  -Energizar el transformador T1 115/34,5/13,8 kV con el tap en la posición nominal (-9).</p> <p><b>SE Isla VI 34,5 kV</b>  -Cerrar el interruptor de la línea 452 Isla VI - Puerto Wilches.  -Cerrar los interruptores de las líneas 454 y 455.</p> <p><b>SE KM 8 34,5 kV</b>  -Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE La Feria 34,5 kV</b>  -Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE Ciénaga 34,5 kV</b>  -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE Cantagallo 34,5 kV</b>  -Energizar el transformador T1 33/4,16 kV con toda su carga asociada.</p> <p><b>SE San Pablo 34,5 kV</b>  -Energizar el transformador T1 33/13,8 kV con toda su carga asociada.</p>							
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--	--	--	--	--	--

Cuadro 14. Maniobras operativas para el restablecimiento del área de Barbosa.

RESTABLECIMIENTO DEL ÁREA DE BARBOSA		
SEC	INSTRUCCIÓN	ENCARGADO
1	<p><b>SE Barbosa 115 kV</b> -Establecer una tensión máxima de <b>126 kV</b> en la <b>SE Barbosa 115 kV</b>.</p> <p>NOTA: Esta secuencia del restablecimiento se puede presentar en cualquier momento que le CND decida llevar tensión a la barra de 115 kV de dicha subestación, ya sea partiendo de las unidades de Chiquinquirá o de Paipa y de las líneas Chiquinquirá – Barbosa 115 kV o Paipa – Barbosa 115 kV.</p>	CND
2	<p><b>SE Barbosa 115 kV</b> -Energizar el transformador T1 115/34,5 kV en el tap nominal (-9) -Cerrar el interruptor de la línea 312 Barbosa – Cimitarra.</p> <p><b>SE Barbosa 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV con toda su carga asociada. -Cerrar los interruptores de las líneas 486 y 492 hacia las subestaciones Velez y Sucre 34,5 kV</p> <p><b>SE Vélez 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV con toda su carga asociada</p> <p><b>SE Sucre 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 33 /13,8 kV con toda su carga asociada</p>	ESSA
3	<p><b>SE Cimitarra 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 115/34,5 kV en el tap nominal (-17) -Energizar el transformador T1 34,5/13,8 kV con toda su carga asociada. -Cerrar el interruptor de la línea 488 Cimitarra – Puerto Araujo. -Cerrar el interruptor de la línea 489 Cimitarra – Landázuri.</p> <p><b>SE Puerto Araujo 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 33/13,8 kV con toda su carga asociada</p> <p><b>SE Landázuri 34,5 kV</b> -Energizar el transformador T1 34,5/13,2 kV con toda su carga asociada</p>	ESSA

## 7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los indicadores de sensibilidad en un Sistema de Potencia permiten medir y cuantificar el grado de afectación que sufre un sistema al ser expuesto a un cambio de sus valores normales de operación. La variación que sufren dichas cantidades con respecto a sus valores bases nos da a conocer qué tan sensible es el sistema a una alteración de sus variables (corriente, tensión, potencia activa o reactiva).

Los estudios de sensibilidad son comúnmente usados para caracterizar y analizar sistemas de potencia ya que ayudan a la toma de decisiones por parte de los operadores de red ante una situación de difícil análisis y permiten establecer límites operativos en las variables en estudio.

Para este caso se realizaron tres análisis de sensibilidad partiendo de los siguientes cuestionamientos:

- ¿Son sensibles las pérdidas totales del sistema de potencia de la ESSA ante variaciones de los taps de los transformadores que lo conforman?
- ¿Es sensible la cargabilidad de las líneas de 115 kV y 230kV, ante la salida de alguno de los autotransformadores que conforman el anillo de 115 kV del sistema de potencia?
- ¿Son sensibles las pérdidas totales del sistema de potencia de la ESSA al operar radialmente a nivel de 115 kV?

A continuación, los resultados:

## 7.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA DE POTENCIA DE LA ESSA ANTE VARIACIONES DE LOS TAPS DE LOS TRANSFORMADORES QUE LO CONFORMAN.

Para la realización de dicho análisis se tomaron como base los transformadores de 115/34,5/13,8 kV, los autotransformadores de 230/115 kV y además el transformador de Paipa 4 230/115 kV dado que este último puede llegar a afectar considerablemente las pérdidas totales del sistema de potencia.

Entonces, partiendo de la posición de operación normal de los activos base se calcularon las pérdidas totales del sistema y se compararon con las pérdidas del mismo cuando en cada uno de los transformadores escogidos se movía la posición de los taps cuatro posiciones hacia arriba y cuatro hacia abajo.

En el siguiente consolidado se aprecian los resultados obtenidos.

Cuadro 15. Consolidado de pérdidas totales del sistema de potencia ante variaciones de la posición de los taps.

TRANSFORMADOR	TAP OPER	PÉRDIDAS EN TAP DE OPERACIÓN [MW]	PÉRDIDAS CUATRO TAPS POR ARRIBA [MW]	$\Delta$ PÉRDIDAS [MW]	PÉRDIDAS CUATRO TAPS POR ABAJO [MW]	$\Delta$ PÉRDIDAS [MW]
PAIPA 4 230/115	0	11,94	11,80	0,14	12,12	-0,18
PIED 1 230/115	19	11,94	11,73	0,21	12,38	-0,44
BUCARA 1 230/115	19	11,94	11,50	0,44	12,51	-0,57
PALOS 1 230/115	19	11,94	11,51	0,43	12,55	-0,61
BARRANCA 1 230/115	2	11,94	11,95	-0,01	12,07	-0,13
BARRANCA 2 230/115	3	11,94	12,06	-0,12	12,17	-0,23
BARRANCA 3 230/115	2	11,94	11,92	0,02	12,10	-0,16
PALENQUE 1,4,6 115/34,5	-9	11,94	12,15	-0,21	12,17	-0,23
MINAS 1,3 115/34,5/13,8	-9	11,94	12,05	-0,11	12,19	-0,25

TRANSFORMADOR	TAP OPER	PÉRDIDAS EN TAP DE OPERACIÓN [MW]	PÉRDIDAS CUATRO TAPS POR ARRIBA [MW]	$\Delta$ PÉRDIDAS [MW]	PÉRDIDAS CUATRO TAPS POR ABAJO [MW]	$\Delta$ PÉRDIDAS [MW]
BUCARA 2 115/34,5/13,2	-9	11,94	11,79	0,15	12,20	-0,26
FLORIDA 1,3 115/34,5	-9	11,94	12,11	-0,17	11,91	0,03
PALOS 2,7 115/34,5/13,8	-9	11,94	11,94	0	12,04	-0,1
SAN GIL 1 115/34,5/13,8	-6	11,94	11,86	0,08	12,12	-0,18
SAN GIL 3 115/34,5/13,8	-9	11,94	11,93	0,01	11,96	-0,02
LIZAMA 1 115/33,8	-17	11,94	11,94	0	11,95	-0,01
SABANA 1 115/34,5/13,8	-13	11,94	11,92	0,02	11,97	-0,03
BARBOSA 1 115/34,5	-9	11,94	11,93	0,01	11,96	-0,02
SAN SILV 3,4 115/34,5	-7	11,94	11,88	0,06	12,01	-0,07
BARRANCA 1,3 115/34,5/13,8	-9	11,94	11,93	0,01	11,96	-0,02
WILCHES 1 115/34,5	-9	11,94	11,86	0,08	12,04	-0,1
SAN ALBERTO 1 115/34,5	-4	11,94	11,90	0,04	11,99	-0,05

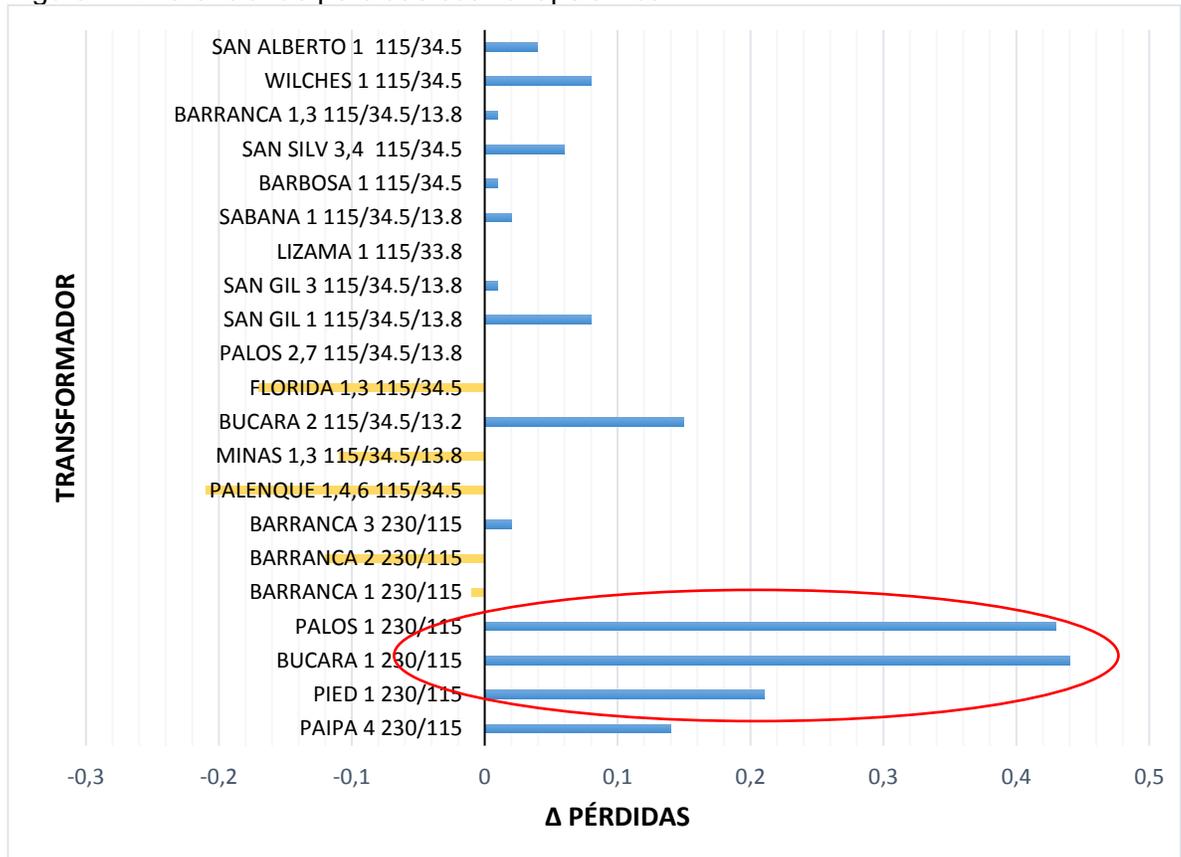
Se observa cada uno de los transformadores base con su respectiva posición de operación de sus taps, y en la siguiente columna, se aprecian las pérdidas totales del sistema que corresponden a 11,94 MW. Posteriormente se comparan con las pérdidas del sistema cuando a cada transformador se le cambian sus taps cuatro posiciones arriba y se saca un diferencial de pérdidas restando las pérdidas en condición normal de operación con las que se presentan luego del cambio de los taps; de la misma forma se hace cuando los taps se cambian cuatro posiciones abajo y se saca un nuevo diferencial.

Si el diferencial hallado es *positivo* se dice que las pérdidas en la nueva condición de operación son menores a las que se presentan en operación normal. Cuando el

diferencial es *negativo* se dice que las pérdidas en la nueva condición de operación superan a las primeras. En las dos gráficas presentadas a continuación se agrupan los resultados.

*Diferencial de pérdidas cuatro taps arriba*

Figura 7. Diferencial de pérdidas cuatro taps arriba



Se observa que las pérdidas totales del sistema son mucho más sensibles a variaciones de taps de los autotransformadores de 230/115 kV. Según la gráfica, se presentan menos pérdidas al subir los taps de dichos autotransformadores cuatro

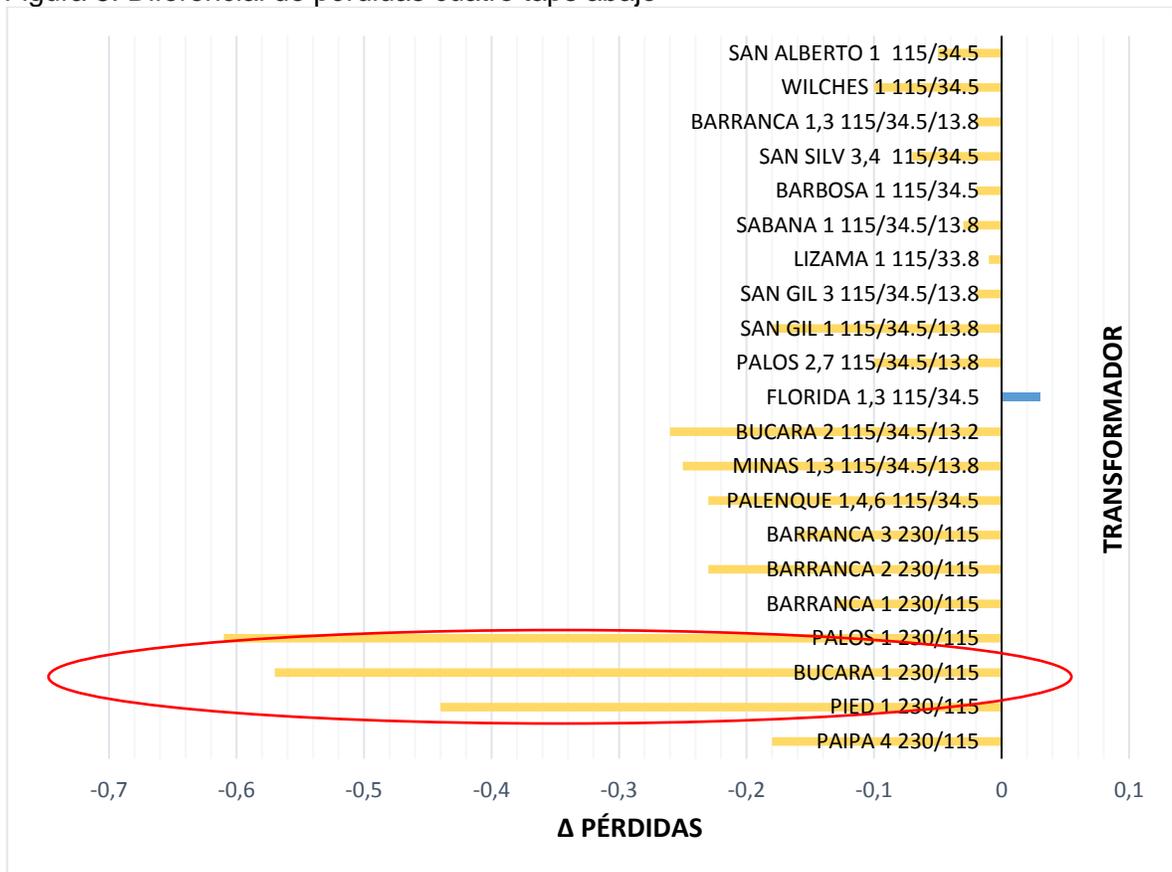
posiciones arriba cada uno, por ejemplo, en el caso del autotransformador de Bucaramanga 230/115 kV hay 0,44 MW de pérdidas menos, seguido de 0,43 MW si se cambian los taps del autotransformador de Palos y de 0,21MW si se cambian los del autotransformador de Piedecuesta.

También se observa que al cambiar los taps de los transformadores de 115/34,5/13,8 kV pertenecientes al área metropolitana de Bucaramanga se presenta un comportamiento no uniforme de las pérdidas totales del sistema, por ejemplo, al subir cuatro posiciones los taps de los transformadores de Florida, Minas y Palenque, por separado, se presenta una disminución en las pérdidas, en Palos se mantienen y en Bucaramanga aumentan, por lo que más adelante se realizará un análisis grupal de dichos activos cambiando ahora no sólo para uno sino para todos la posición de los taps para así mirar cómo se comportan las pérdidas.

Por último, se puede decir que las pérdidas totales del sistema no son muy sensibles ante la subida de taps de los transformadores de 115/34,5/13,8 kV de las zonas Sur y Barranca y tampoco ante la subida de taps de los autotransformadores de 230/115 kV en Barranca.

*Diferencial de pérdidas cuatro taps abajo*

Figura 8. Diferencial de pérdidas cuatro taps abajo



En el gráfico anterior se puede observar un comportamiento uniforme del diferencial de pérdidas del sistema, es decir, se puede afirmar que si los taps de los transformadores base se bajan cuatro posiciones por individual, las pérdidas aumentan en la mayoría de los casos excepto para el caso de bajar los taps de los transformadores 1 y 3 en Florida 115/34,5.

Se concluye que las pérdidas del sistema son muy sensibles al bajar cuatro posiciones los taps de los autotransformadores en Palos, Bucaramanga y Piedecuesta, medianamente sensibles al bajar los taps de los autotransformadores de Barranca por separado y también al bajar los de los transformadores de 115/34,4/13,8 de San Gil 1, Bucaramanga, Minas y Palenque, los transformadores de Palos y de Florida no hicieron muy sensibles las pérdidas del sistema así como tampoco lo hicieron los transformadores de la Zona Barranca 115/34,5/13,8

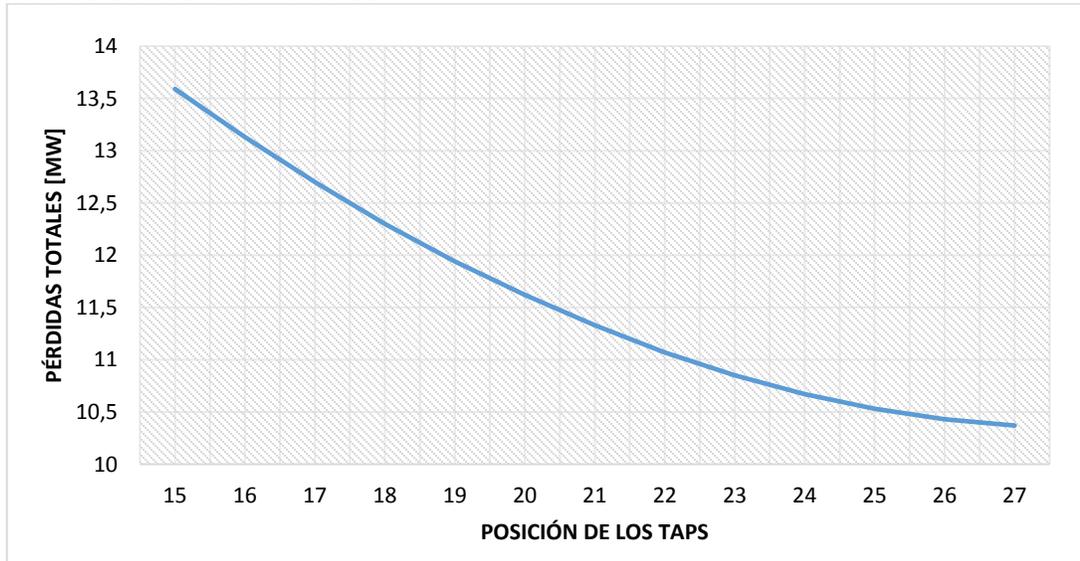
Para unificar resultados y ver el efecto del cambio de taps en las pérdidas del sistema se tomaron los siguientes datos.

*-Pérdidas del sistema al cambiar simultáneamente la posición de los taps de los autotransformadores: Palos 230/115 kV, Bucaramanga 230/115 kV y Piedecuesta 230/115 kV*

Cuadro 16. Pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps de los autotransformadores

<b>POSICIÓN</b>	<b>PÉRDIDAS [MW]</b>
15	13,59
16	13,13
17	12,7
18	12,3
19	11,94
20	11,62
21	11,33
22	11,07
23	10,85
24	10,67
25	10,53
26	10,43
27	10,37

Figura 9. Comportamiento de las pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps de los autotransformadores.



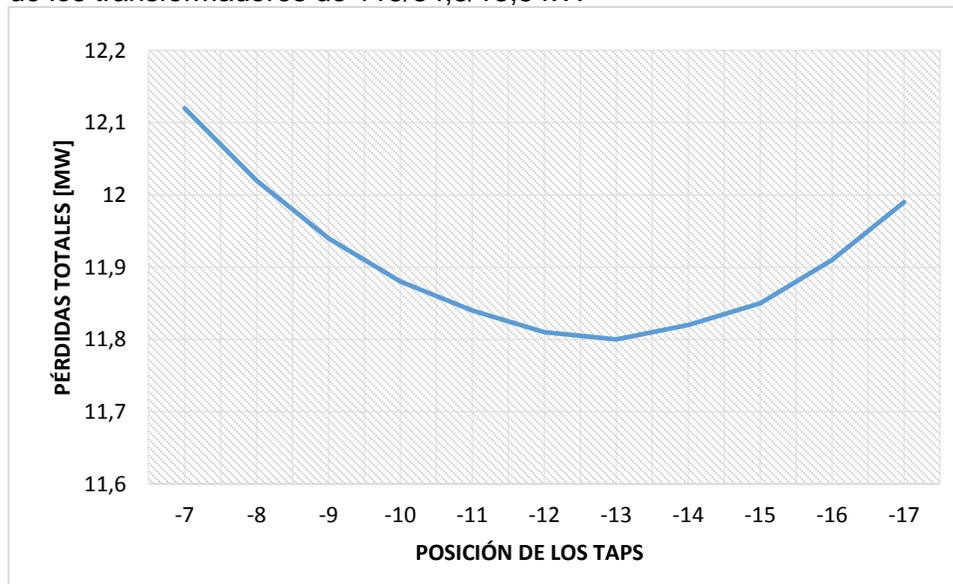
Como se observa en la figura, al subir la posición de los taps de los autotransformadores en análisis se ven reducidas considerablemente las pérdidas totales del sistema, y estas describen un comportamiento aproximadamente lineal, luego se puede concluir que una buena alternativa para disminuir las pérdidas del sistema es subir la posición de los taps por encima de la posición normal de operación; esto sin abusar de la posición de los mismos ya que es posible que se sobrecargue el equipo, por ejemplo, en este caso para las posiciones 26 en adelante se empieza a sobrecargar el autotransformador de Piedecuesta y hay sobretensiones en la barra de 115 kV de esta subestación.

*-Pérdidas del sistema al cambiar simultáneamente la posición de los taps de los transformadores: Palenque 1,4,6 115/34,5, Real de Minas 1,3 115/34,5/13,8 kV, Florida 1,3 115/34,5 kV, Bucaramanga 2 115/34,5/13,2 kV, y Palos 2,7 115/34,5/13,8 kV.*

Cuadro 17. Pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps de los transformadores de 115/34,5/13,8 kV.

POSICIÓN	PÉRDIDAS [MW]
-7	12,12
-8	12,02
-9	11,94
-10	11,88
-11	11,84
-12	11,81
-13	11,8
-14	11,82
-15	11,85
-16	11,91
-17	11,99

Figura 10. Comportamiento de las pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps de los transformadores de 115/34,5/13,8 kV.



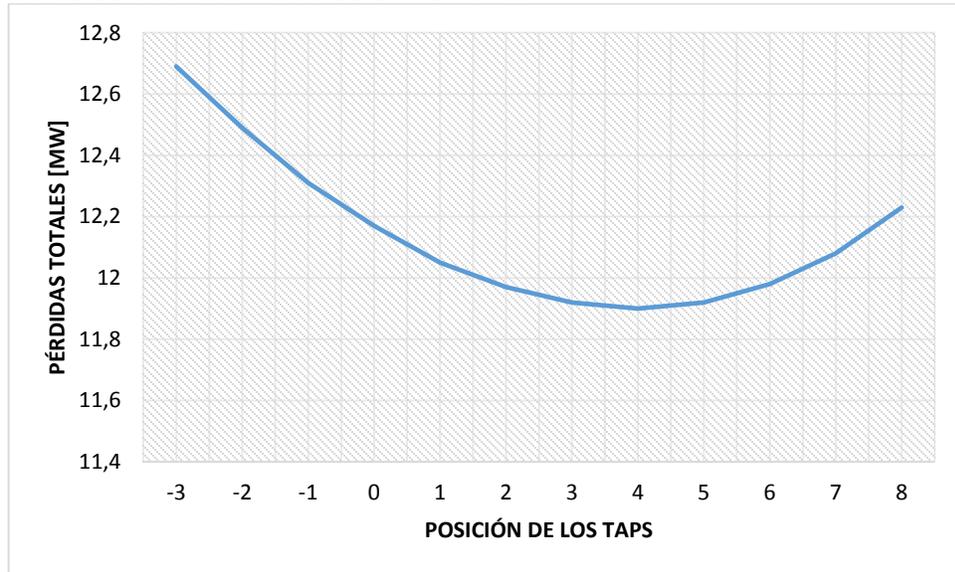
Como se puede observar en la figura anterior, las pérdidas del sistema presentan un comportamiento cuadrático, por lo que se puede hallar una posición óptima para los transformadores en análisis que minimiza las pérdidas del sistema. Según la gráfica esta posición es la 13 y en ella las pérdidas totales toman un valor mínimo de 11,8 MW

*-Pérdidas del sistema al cambiar simultáneamente la posición de los taps de los autotransformadores Barranca 1,2 y 3 220/115 kV.*

Cuadro 18. Pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps de los autotransformadores de Barranca

POSICIÓN	PÉRDIDAS [MW]
-3	12,69
-2	12,49
-1	12,31
0	12,17
1	12,05
2	11,97
3	11,92
4	11,9
5	11,92
6	11,98
7	12,08
8	12,23

Figura 11. Comportamiento de las pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps de los autotransformadores en Barranca.



En este caso también se puede apreciar que las pérdidas se comportan de manera cuadrática, pudiendo así hallar la posición de los taps óptima que garantiza una minimización de las pérdidas totales del sistema. Según la información recopilada la posición óptima de los taps de los autotransformadores de Barranca es la 4, dando como resultado unas pérdidas mínimas de 11,9 MW

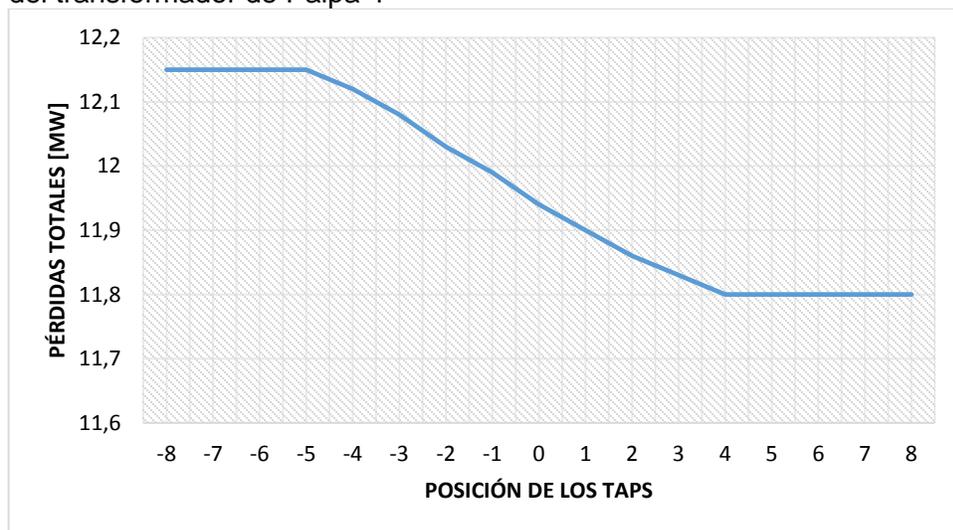
- *Pérdidas del sistema al cambiar la posición de los taps del transformador Paipa 4.*

Cuadro 19. Pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps del transformador Paipa 4

POSICIÓN	PÉRDIDAS [MW]
-7	12,15
-6	12,15
-5	12,15
-4	12,12

POSICIÓN	PÉRDIDAS [MW]
-3	12,08
-2	12,03
-1	11,99
0	11,94
1	11,9
2	11,86
3	11,83
4	11,8
5	11,8
6	11,8
7	11,8

Figura 12. Comportamiento de las pérdidas totales del sistema al cambiar la posición de los taps del transformador de Paipa 4



Se puede observar que para ciertas posiciones de los taps del transformador de Paipa 4 las pérdidas toman un comportamiento lineal, llegando a estabilizarse en 11,8 MW a partir de la posición 4. Entonces, una forma de llegar a reducir pérdidas

en el sistema podría ser subir la posición de los taps en dicho transformador. Cabe resaltar que si se hace esta operación, por ejemplo, subir los taps a la posición 4, se obtienen pérdidas de 11,8 MW, este valor también se puede obtener subiendo a la posición -13 los taps de los transformadores de 115/34,5/13,8 kV que conforman el anillo de 115 kV, entonces, una manera más óptima de llegar a este valor de pérdidas es manejando los taps del transformador de Paipa 4.

## RESULTADOS

- Las pérdidas totales del sistema son muy sensibles a variaciones de los taps de los autotransformadores de 230/115 kV de Piedecuesta, Bucaramanga y Palos, luego una manera efectiva de reducir las pérdidas es subir simultáneamente la posición de los taps de dichos autotransformadores sin causar sobretensiones a nivel de 115 kV.
- La posición de los taps de los transformadores de 115/34,5/13,8 que conforman el anillo de 115 kV afectan medianamente las pérdidas totales del sistema, se observa que al cambiar simultáneamente la posición de los taps de dichos transformadores se puede llegar a un mínimo de pérdidas de 11,8 MW.
- La posición de los taps de los autotransformadores de Barranca afecta significativamente las pérdidas, pero si se quiere llegar a reducir al máximo su valor esta no es una buena opción dado que al cambiar simultáneamente la posición de los taps de estos tres autotransformadores se llega a un mínimo de pérdidas de 11,9 MW, cifra mayor a la que se logra haciendo otras operaciones.
- Una manera rápida de controlar las pérdidas del sistema es mediante el movimiento de los taps del transformador de Paipa 4, ya que estos afectan considerablemente los niveles de tensión del sistema en estudio.
- Las pérdidas totales del sistema no son sensibles a cambios de la posición de los taps de los transformadores de 115/34,5/13,8 kV de las zonas Barranca y Sur.

## 7.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE 115 KV Y 230 KV ANTE LA SALIDA DE UN AUTOTRANSFORMADOR QUE CONFORMA EL ANILLO DE 115 KV.

Para llevar a cabo este análisis se tomó el valor de cargabilidad de las líneas a nivel de 115 kV y 230 kV en un escenario de operación normal y se comparó con la cargabilidad de las mismas cuando se presenta la salida de un autotransformador, ya sea el de Piedecuesta 230/115 kV, el de Bucaramanga 230/115 kV o el de Palos 230/115 kV.

Posteriormente se halló un diferencial de carga restando la cargabilidad de las líneas en estudio en estos dos escenarios de operación. Si el diferencial de carga es positivo significa que la cargabilidad de la línea es menor ante la salida del autotransformador y si es negativa significa lo contrario.

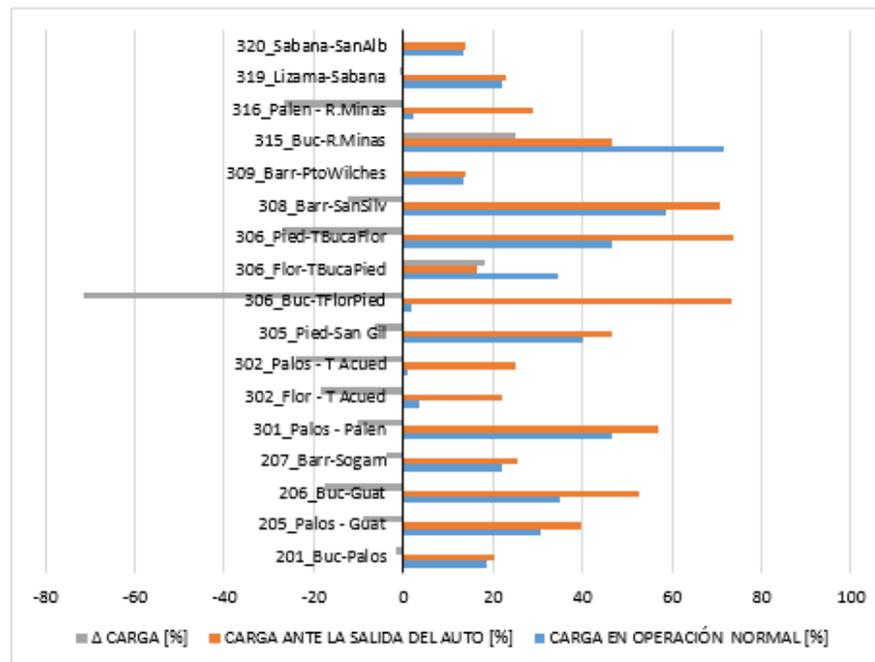
### *-Salida del autotransformador de Piedecuesta 230/115 kV*

Cuadro 20. Cargabilidad de las líneas de 230 kV y 115 kV en operación normal y ante la salida del autotransformador Piedecuesta 230/115 kV

<b>LÍNEA</b>	<b>CARGA EN OPERACIÓN NORMAL [%]</b>	<b>CARGA ANTE SALIDA DEL AUTO [%]</b>	<b>Δ CARGA [%]</b>
201_BUC-PALOS	18,52526	20,29397	-1,76871
205_PALOS - GUAT	30,86292	39,68695	-8,82403
206_BUC-GUAT	35,04817	52,83663	-17,78846
207_BARR-SOGAM	21,84195	25,51529	-3,67334
301_PALOS - PALEN	46,70693	57,08029	-10,37336
302_FLOR - T ACUED	3,702091	22,06111	-18,359019
302_PALOS - T ACUED	1,063347	25,06238	-23,999033
305_PIED-SAN GIL	40,27266	46,77292	-6,50026

LINEA	CARGA EN OPERACIÓN NORMAL [%]	CARGA ANTE SALIDA DEL AUTO [%]	$\Delta$ CARGA [%]
306_BUC-TFLORPIED	1,803759	73,21047	-71,406711
306_FLOR-TBUCAPIED	34,39763	16,31132	18,08631
306_PIED-TBUCAFLOR	46,52444	73,65818	-27,13374
308_BARR-SANSILV	58,47083	70,68634	-12,21551
309_BARR-PTOWIL	13,45164	13,6758	-0,22416
315_BUC-R.MINAS	71,48561	46,46197	25,02364
316_PALEN - R.MINAS	2,426276	29,13582	-26,709544
319_LIZAMA-SABANA	21,85828	22,75899	-0,90071
320_SABANA-SANALB	13,25679	13,79	-0,53321

Figura 13. Cargabilidad de las líneas de 230 kV y 115 kV en las dos condiciones de operación



Se puede observar en la gráfica que la línea más afectada ante la salida del autotransformador de Piedecuesta 230/115 kV es la línea 306 Bucaramanga – T Florida, Piedecuesta dado que su cargabilidad aumenta significativamente de 1,80 % a 73,66 %, causando una disminución de carga de las líneas 315 Bucaramanga – R. Minas y 306 Florida – T Bucaram, Piedecuesta.

La cargabilidad de las líneas 316 Palenque – Minas, 302 Palos – Florida y 306 Piedecuesta – T Bucara, Florida aumenta medianamente ante la salida del activo. Así mismo, la cargabilidad de las demás líneas a nivel de 115 kV y 230 kV no se ve afectada considerablemente.

Es de esperarse que se presenten sobrecargas en los autotransformadores de 230/115 kV de Bucaramanga y Palos, el primero queda con una sobrecarga de 121,79 % y el segundo de 104,97 %, mientras que en los autotransformadores 1 y 3 de 230 /115 kV de Barranca no se presentan variaciones significativas de carga, quedando cargados respectivamente con 59,65 % y 59,90 %. En el autotransformador 2 de Barranca 230/115 kV si hay una variación considerable de carga pasando de 71,06 % a 85,95 %. Además, los transformadores 1 y 3 de 115/34,5/13,8 kV de Real de minas quedan cargados al 99,68 %.

*-Salida del autotransformador de Bucaramanga 230/115 kV*

Cuadro 21. Cargabilidad de las líneas de 230 kV y 115 kV en operación normal y ante la salida del autotransformador Bucaramanga 230/115 kV.

<b>LINEA</b>	<b>CARGA EN OPERACIÓN NORMAL [%]</b>	<b>CARGA ANTE SALIDA DEL AUTO [%]</b>	<b>Δ CARGA</b>
201_BUC-PALOS	18,52526	28,82095	-10,29569
205_PALOS - GUAT	30,86292	32,55091	-1,68799
206_BUC-GUAT	35,04817	18,29619	16,75198
207_BARR-SOGAM	21,84195	26,44486	-4,60291

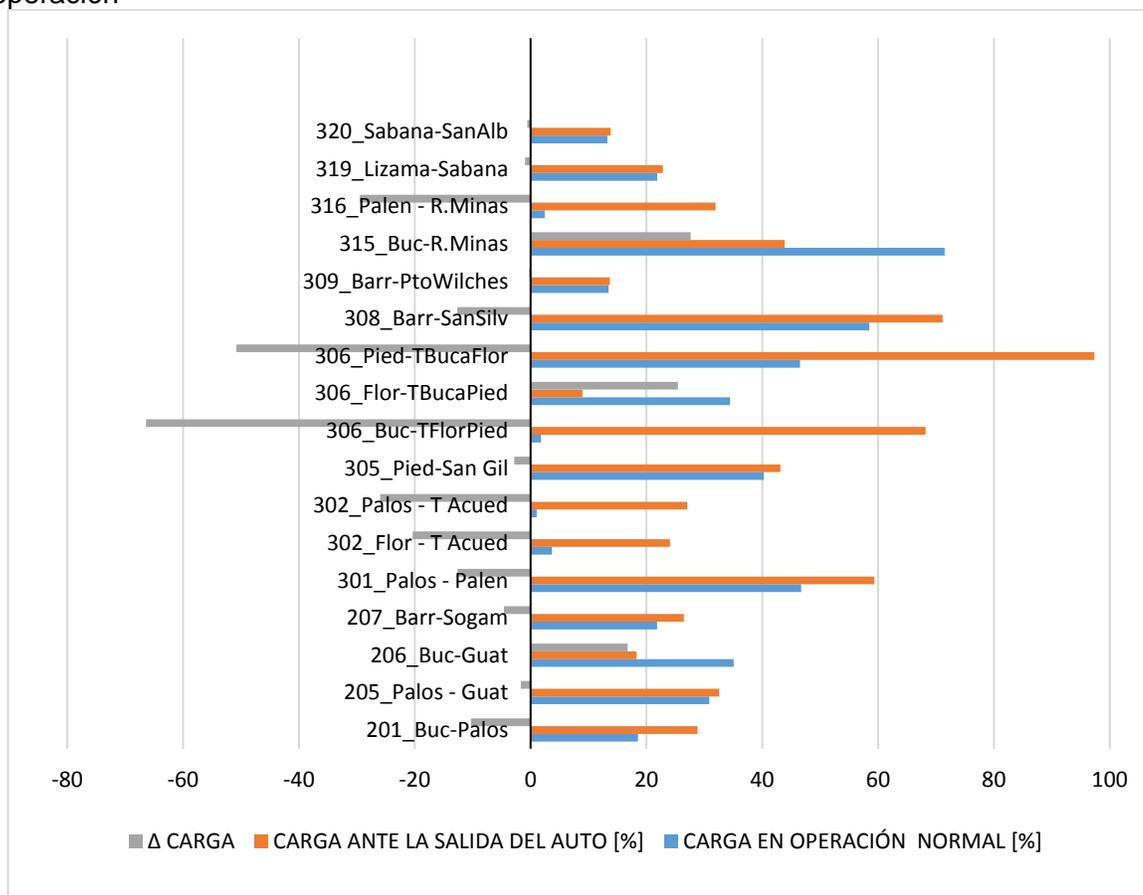
<b>LINEA</b>	<b>CARGA EN OPERACIÓN NORMAL [%]</b>	<b>CARGA ANTE SALIDA DEL AUTO [%]</b>	<b>Δ CARGA</b>
301_PALOS - PALEN	46,70693	59,35241	-12,64548
302_FLOR - T ACUED	3,702091	24,07105	-20,36895
302_PALOS - T ACUED	1,063347	27,03943	-25,97608
305_PIED-SAN GIL	40,27266	43,10591	-2,83325
306_BUC-TFLORPIED	1,803759	68,20134	-66,39758
306_FLOR-TBUCAPIED	34,39763	8,948817	25,448813
306_PIED-TBUCAFLOR	46,52444	97,31677	-50,79233
308_BARR-SANSILV	58,47083	71,13621	-12,66538
309_BARR-PTOWILC	13,45164	13,68404	-0,2324
315_BUC-R.MINAS	71,48561	43,84605	27,63956
316_PALEN - R.MINAS	2,426276	31,91929	-29,49301
319_LIZAMA-SABANA	21,85828	22,81486	-0,95658
320_SABANA-SANALB	13,25679	13,8231	-0,56631

Haciendo los análisis respectivos de la gráfica presentada a continuación se ve que las dos líneas más afectadas ante la salida del autotransformador Bucaramanga 230/115 kV son la 306 Bucaramanga - T Florida, Piedecuesta que pasa de 1,80 % a 68,2 % seguida de la línea 306 Piedecuesta – T Bucaram, Florida que pasa de 46,52 % a 97,32 % muy cerca a la sobrecarga.

La cargabilidad de las líneas 316 Palenque - R.Minas, 302 Florida - T Acueducto y 302 Palos - T Acueducto aumenta considerablemente pasando a 31,92 %, 24,07 % y 24,04 % respectivamente y además se presenta una disminución de carga en las líneas 306 Florida-T Bucam, Piedecuesta 315 Bucaramanga - R.Minas. A nivel de 230 kV se ve reducida la cargabilidad de la línea 206 Bucaramanga – Guatiguará. Las demás líneas no presentan variaciones importantes en su cargabilidad.

Se presentan sobrecargas en los autotransformadores de 230/115 kV de Piedecuesta con 114,39 % y de Palos con 108,66 % y los autotransformadores 1, 2 y 3 de 230/115 kV de Barranca toman una carga de 59,97%, 86,5% y 60,23% no presentando variaciones considerables. Los transformadores 1 y 3 de Real de Minas quedan cargados al 99,98%.

Figura 14. Cargabilidad de las líneas de 230 kV y 115 kV en las dos condiciones de operación

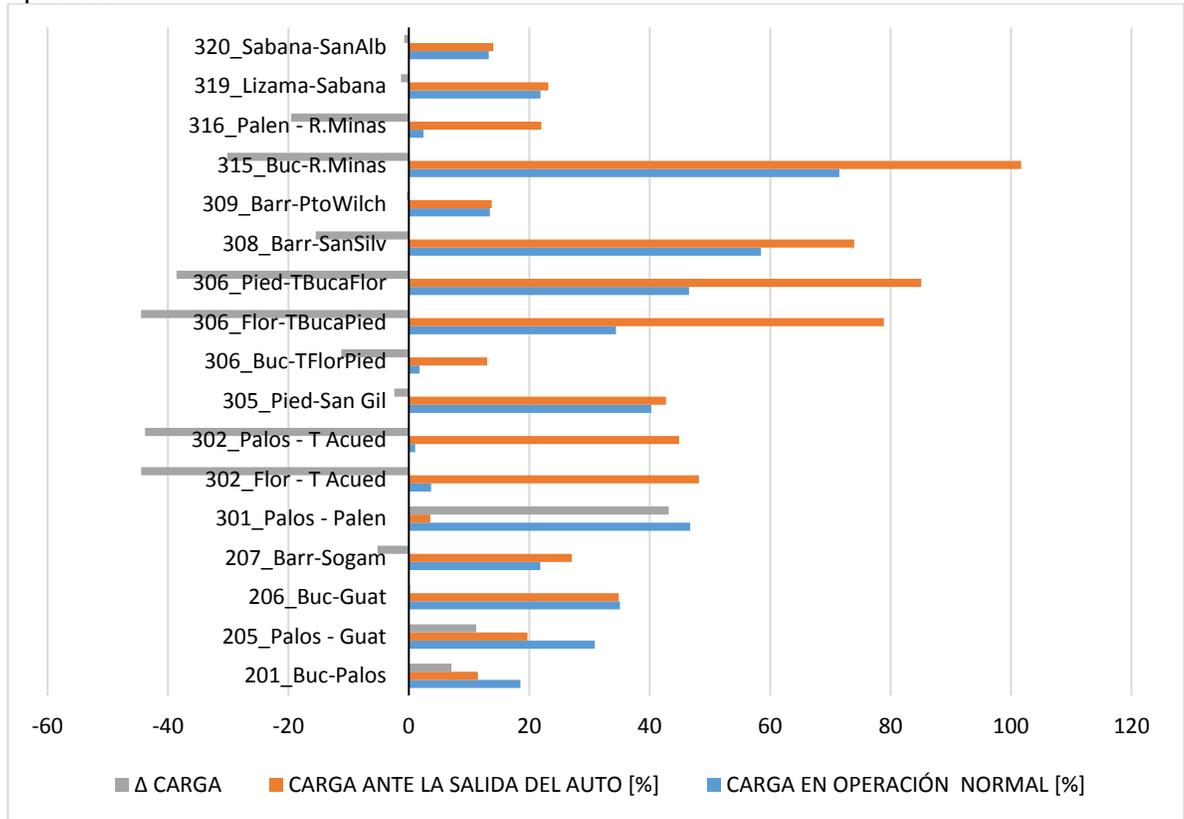


*-Salida del autotransformador de Palos 230/115 kV*

Cuadro 22. Cargabilidad de las líneas de 230 kV y 115 kV en operación normal y ante la salida del autotransformador Palos 230/115 kV.

LINEA	CARGA EN OPERACIÓN NORMAL [%]	CARGA ANTE LA SALIDA DEL AUTO [%]	$\Delta$ CARGA
201_BUC-PALOS	18,52526	11,45538	7,06988
205_PALOS - GUAT	30,86292	19,69716	11,16576
206_BUC-GUAT	35,04817	34,84631	0,20186
207_BARR-SOGAM	21,84195	27,05194	-5,20999
301_PALOS - PALEN	46,70693	3,567709	43,139221
302_FLOR - T ACUED	3,702091	48,16478	-44,462689
302_PALOS - T ACUED	1,063347	44,88083	-43,817483
305_PIED-SAN GIL	40,27266	42,68168	-2,40902
306_BUC-TFLORPIED	1,803759	13,0116	-11,207841
306_FLOR-TBUCAPIED	34,39763	78,88799	-44,49036
306_PIED-TBUCAFLOR	46,52444	85,10435	-38,57991
308_BARR-SANSILV	58,47083	73,94408	-15,47325
309_BARR-PTOWILCH	13,45164	13,77129	-0,31965
315_BUC-R.MINAS	71,48561	101,6714	-30,18579
316_PALEN - R.MINAS	2,426276	21,97897	-19,552694
319_LIZAMA-SABANA	21,85828	23,16567	-1,30739
320_SABANA-SANALB	13,25679	14,03109	-0,7743

Figura 15. Cargabilidad de las líneas de 230 kV y 115 kV en las dos condiciones de operación



Se observa en la gráfica que a nivel de 230 kV las líneas 201 Bucaramanga – Palos y 205 Palos - Guatiguará presentan una disminución en la cargabilidad, lo que hace que a nivel de 115 kV aumente la cargabilidad de todas las líneas que conforman el anillo de 115 kV a excepción de la línea 301 Palos – Palenque en la cual se disminuye su carga, lo que quiere decir que la salida del autotransformador de Palos 230/115 kV hace muy sensible la cargabilidad de estas líneas en estudio, siendo este el caso más extremo dado que se sobrecarga la línea 315 Bucaramanga - R.Minas al 101,67%, lo que causa una sobrecarga de 105,28% en los transformadores 1 y 3 115/43,5/13,8 kV en Real de Minas.

Se presentan además sobrecargas en los autotransformadores de 230/115 kV de Piedecuesta y Bucaramanga con 106% y 115,52% y hay variaciones de carga considerables en los autotransformadores 1, 2 y 3 de Barranca con 62,08%, 89,91% y 62,34% respectivamente. Ante la salida del autotransformador de Palos 230/115 kV no se presentan variaciones importantes en la cargabilidad de las líneas de 115 kV en las zonas Sur y Barranca.

## RESULTADOS

- La cargabilidad de las líneas de 230 kV que conforman el sistema de potencia no es muy sensible ante la salida de alguno de los autotransformadores de 230/115 kV de Bucaramanga, Piedecuesta o Palos. El peor de los casos se da ante la salida del autotransformador de Piedecuesta 230/115 kV en el que la línea 206 Bucaramanga Guatiguará se carga al 52,84%.
- En general, la cargabilidad de las líneas que conforman el anillo de 115 kV es muy sensible ante la salida de cada uno de los autotransformadores en estudio. El peor de los casos se presenta cuando se da la salida del autotransformador de Palos 230/115 kV dado que causa una sobrecarga de 101,67% en la línea 315 Bucaramanga - R.Minas y consigo una sobrecarga de 105,28% en los transformadores 1 y 3 115/43,5/13,8 kV en Real de Minas.
- Si se comparan las gráficas obtenidas ante la salida de los autotransformadores de 230/115 kV en Bucaramanga y Piedecuesta se observa un comportamiento muy similar en la cargabilidad de las líneas en estudio, es decir, la salida de alguno de estos activos causa efectos similares en el sistema, lo que no sucede con la salida del autotransformador de 230/115 kV en Palos dado que se aumenta la carga en todas las líneas que conforman el anillo de 115 kV a excepción de la línea 301 Palos Palenque en la cual se disminuye su carga.
- La cargabilidad de las líneas de 115 kV de las zonas Sur y Barranca es poco sensible ante la salida de alguno de los autotransformadores de 230/115 kV en Bucaramanga, Piedecuesta y Palos.

### 7.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA DE POTENCIA DE LA ESSA CUANDO SE OPERA RADIALMENTE A NIVEL DE 115 KV

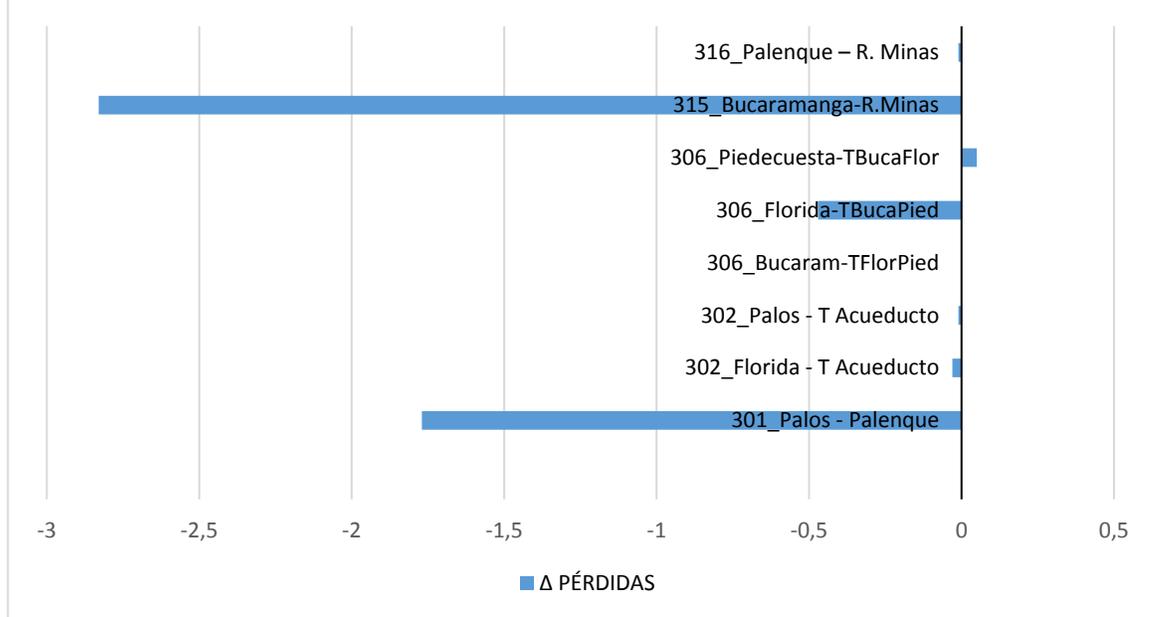
Para realizar dicho análisis se tomó en estudio el anillo a nivel de 115 kV conformado por las subestaciones Palenque, Real de Minas, Bucaramanga, Florida, Palos y Piedecuesta. Se calcularon las pérdidas totales del sistema cuando se opera de forma anillada a nivel de 115 kV y se compararon con las pérdidas totales del sistema al abrir cada una de las líneas que conforman dicho anillo para que quede operando radialmente.

Se obtienen los siguientes resultados.

Cuadro 23. Pérdidas del sistema cuando se opera de forma anillada y de forma radial a nivel de 115 kV

<b>LINEA ABIERTA</b>	<b>PÉRDIDAS SISTEMA ANILLADO EN 115 kV [MW]</b>	<b>PÉRDIDAS SISTEMA RADIAL EN 115 kV [MW]</b>	<b><math>\Delta</math> PÉRDIDAS</b>
301_PALOS - PALENQUE	11,94	13,71	-1,77
302_FLORIDA - T ACUEDUCTO	11,94	11,97	-0,03
302_PALOS - T ACUEDUCTO	11,94	11,95	-0,01
306_BUCARAM-TFLORPIED	11,94	11,94	0
306_FLORIDA-TBUCAPIED	11,94	12,41	-0,47
306_PIEDECUESTA-TBUCAFLOR	11,94	11,89	0,05
315_BUCARAMANGA-R.MINAS	11,94	14,77	-2,83
316_PALENQUE – R. MINAS	11,94	11,95	-0,01

Figura 16. Diferencial de pérdidas al operar de forma anillada y radial a nivel de 115 kV



## RESULTADOS

- Las pérdidas totales del sistema no son sensibles ante la apertura de las líneas 316 Palenque – R. Minas, 306 Piedecuesta - TBucaFlor, 306 Bucaram – TFlorPied, 302 Palos - T Acueducto y 302 Florida - T Acueducto.
- Las pérdidas totales del sistema son muy sensibles ante la apertura de las líneas 315 Bucaramanga-R.Minas y 301 Palos – Palenque. Al abrir la primera las pérdidas ascienden a 13,71 [MW] y al abrir la segunda a 14,77 [MW], siendo este su valor máximo. Analizando la cargabilidad de las líneas en servicio tampoco se recomienda la apertura de ninguna de estas dos líneas dado que al abrir la línea 301 se sobrecarga la línea 315 al 103,36% y hay aumentos significativos en la cargabilidad de las líneas 302, 316 y 306 desde Bucaramanga; y al abrir la línea 315 queda cerca la sobrecarga la línea 301 con 95,87% y hay aumentos en la cargabilidad de las líneas 302, 306 Y 316.

- Al abrir la línea 306\_Piedecuesta-TBucaFlor no se presentan variaciones significativas en la cargabilidad de las líneas que quedan en servicio, pero es importante tener en cuenta que pueden llegar a sobrecargarse los autotransformadores de 230/115 kV de Bucaramanga y Palos debido a que se disminuye considerablemente la carga del autotransformador de 230/115 kV de Piedecuesta.
- Al abrir la línea 306 Florida-TBucaPied se presenta una disminución en la carga de la línea 301 y de la línea 306 desde Piedecuesta pero hay un aumento considerable en la cargabilidad de las líneas restantes en especial de la 315 que toma un valor de 93%, por tanto no es recomendable abrir la línea en mención dado que también hace que las pérdidas totales del sistema aumenten a 12,41 MW.
- Al abrir la líneas 302\_Florida - T Acueducto, 302\_Palos - T Acueducto, 306\_Bucaramanga-TFlorPied y 316\_Palenque - Real de Minas no se presentaron variaciones importantes en la cargabilidad de las líneas que continuaron en servicio, luego si se quiere operar el sistema radialmente a nivel de 115 kV, abrir alguna de estas cuatro líneas es la mejor alternativa dado que tampoco se afectan considerablemente las pérdidas totales del sistema.

## 8. CONCLUSIONES

Se elaboró un listado de cargas prioritarias de acuerdo a la resolución CREG 119 de 1998. Estas cargas fueron energizadas en las primeras secuencias de restablecimiento y comprenden el Centro de Control de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., centros médicos, entes gubernamentales y civiles, centros de reclusión, circuitos de semáforos, alumbrado público y antenas de telecomunicaciones.

Para realizar el restablecimiento del sistema de potencia se utilizó la estrategia de restauración paralela o Build-up. Por lo tanto se seccionó el sistema en tres subsistemas como lo son el Área metropolitana de Bucaramanga y sus alrededores, el Área de Barrancabermeja y el Área de Barbosa y se restablecieron las cargas prioritarias de cada uno de ellos. Seguidamente se energizaron las cargas residenciales, industriales y comerciales y una vez estabilizado el sistema se cerraron las líneas de transmisión que unen estas islas para recuperar el estado normal de operación.

La ruta de restablecimiento elegida garantiza que la toma de carga en conjunto con el CND se haga de una manera rápida y segura; minimizando las maniobras operativas, sin sobrepasar los límites operativos de tensión, cargabilidad, potencia activa y reactiva en cada uno de los activos disponibles para realizar el restablecimiento. Lo anterior se puede corroborar en los anexos A, B, C, D, E y F en donde se muestran valores de tensión por secuencia en cada subestación y valores de cargabilidad, potencia activa y reactiva por secuencia para cada uno de los transformadores que conforman el sistema de potencia.

Se elaboró una secuencia detallada de maniobras operativas a ejecutar por parte del operador del sistema de potencia de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P para restablecer el servicio de energía eléctrica ante un apagón. Esta guía es una alternativa confiable a seguir en caso de presentarse un evento de esta índole dado que evitaría realizar maniobras equivocadas que pueden producir deslastre de carga o en el peor de los casos un apagón de mayor magnitud.

La guía de restablecimiento logra mitigar los impactos negativos a nivel social y económico que puede llegar a causar un apagón puesto que al ejecutarse maniobras previamente estudiadas se disminuye la incertidumbre en el proceso y se logra reconstruir rápidamente un sistema estable para así minimizar la interrupción en el servicio de energía eléctrica, lo que también evita que los índices de calidad que rigen al operador de red se vean afectados.

El tiempo de restablecimiento se ve afectado por la gravedad del evento que causó el apagón dado que para empezar con la toma de carga se hace necesario que el CND realice unas maniobras previas para energizar las barras de las subestaciones donde empieza el restablecimiento (Guatiguará 230 Kv, Barranca 230 Kv Y Barbosa 115 Kv). Además, durante todo el proceso de restauración, el CND debe garantizar condiciones adecuadas de carga y de tensión en las subestaciones conectadas al STN, de lo contrario se debe esperar a que este ente mejore dichas condiciones para poder continuar con el desarrollo del procedimiento.

## REFERENCIAS

ADIBI, M. M. and FINK, L. H. Power System Restoration Planning. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, February 1994

ADIBI, M. M. and MILANICZ, D. P. Estimating Restoration Duration. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 4, November 1999.

ADIBI, M., & MARTINS, N., "Power system restoration dynamics issues". Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE, 2008.

Área de Gestión Operativa. Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Informe de sostenibilidad ESSA, Bucaramanga 2015.

CAVA, María; RODRIGO, Marcel; VIVAS. José y MARTÍNEZ, Miguel. Plan de restablecimiento del sistema eléctrico de CORPOELEC-región capital ante caídas totales o parciales. III Congreso Venezolano de redes y Energía Eléctrica, Marzo de 2012.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución 080 (22, diciembre, 1999). Por la cual se reglamentan las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del SIN. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 1999. no. 43.835.

COOPER, M.E. et al. Bulk Power System Restoration Training Techniques. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 1, February 1993.

DONG, Liu; YUNPING, Chen and YOUPING, Fan. The Application of Association Rule Mining in Power System Restoration. International Symposium on Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, June 2006

EBERT, A. et al. System Restoration of a Transmission Network. IEEE Catalogue No. 95TH8130 0-7803-2981. 1995.

Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Manual de operación ESSA, Versión 2. Febrero de 2014

FINK, Lester H.; LIOU, Kan-Lee and LIU, Chen-Ching. From Generic Restoration Actions to Specific Restoration Strategies. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, May 1995.

Gerencia del Centro Nacional de Despacho CND y XM S.A E.S.P, Compañía de Expertos en mercado. Guía de restablecimiento del área nordeste. Mayo 9 de 2014. GIRALDO, Daniela., “Análisis de sensibilidad de flujos de potencia activa respecto a variaciones de carga nodal”. Trabajo de grado. Universidad tecnológica de Pereira. 2015.

KIRSCHEN, Daniel S. and VOLKMANN, Terry L. Guiding A Power System Restoration With An Expert System. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1991.

LIU, Chen-Ching et al. Generation Capability Dispatch for Bulk Power System Restoration: A Knowledge-Based Approach. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 1, February 1993.

SFORNA, Marino. BERTANZA, Vanni. Restoration Testing and Training in Italian ISO. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 17, No 4, November 2002.

SOCHA, Manuel. Metodología técnico-pedagógica para el entrenamiento de operadores en la tarea de restablecimiento de la operación del sistema de potencia, Bogotá: Unidad de Publicaciones, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Colombia - Sede Bogotá-. 2010.

URREA, Roberto y XM S.A E.S.P, Compañía de Expertos en mercado. Restablecimiento de sistemas de Potencia usando la teoría de grafos. II Congreso CIER de la Energía, Medellín, Noviembre de 2007.

XM S.A E.S.P, Compañía de Expertos en mercado. Restablecimiento de Sistemas de Potencia. 2012