

**ESTUDIO DE REDISTRIBUCIÓN DE REDES DE MEDIA TENSIÓN
EN LAS SUBESTACIONES CALDAS, ANCÓN SUR E ITAGÜÍ DE
EPM MEDIANTE EL USO DE HERRAMIENTAS
COMPUTACIONALES Y PROPUESTA PARA LA
RECONFIGURACIÓN TOPOLÓGICA**

JORGE IVÁN TANGARIFE ECHEVERRI

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍA
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2013**

**ESTUDIO DE REDISTRIBUCIÓN DE REDES DE MEDIA TENSIÓN EN LAS
SUBESTACIONES CALDAS, ANCÓN SUR E ITAGÜÍ DE EPM MEDIANTE EL
USO DE HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES Y PROPUESTA PARA LA
RECONFIGURACIÓN TOPOLÓGICA**

JORGE IVÁN TANGARIFE ECHEVERRI

**Trabajo de grado para optar al título de Especialistas en Transmisión y
Distribución de Energía**

**Director
RENÉ ALBERTO CASTRILLÓN OROZCO
Especialista en Transmisión y Distribución**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍA
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2013**

Nota de aceptación

Presidente del jurado

Jurado

Jurado

Medellín, 26 de agosto de 2013

DEDICATORIA

A mi esposa e hija por su comprensión y paciencia.

AGRADECIMIENTOS

Al director de este trabajo por su valioso acompañamiento y contribución para el logro de los objetivos.

A Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y todos los colaboradores que aportaron con sus conocimientos para realizar mis sueños.

A la Universidad Pontificia Bolivariana, los profesores y compañeros de curso por darme la oportunidad de crecer en conocimientos.

CONTENIDO

	pág.
1. INTRODUCCIÓN	21
1.1. Introducción general	21
1.2. Aportes	22
1.3. Justificación y beneficios	22
2. ALCANCE Y DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	25
2.1. Consideración metodológica	25
2.2. Consideraciones técnicas	26
2.3. Consideración operativa	27
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA INVESTIGATIVO	28
3.1. Raíces primarias	28
3.2. Raíces secundarias	29
3.3. Elementos primarios	29
3.4. Elementos secundarios	30
3.5. Perceptores directos	30
3.6. Perceptores indirectos	30
4. OBJETIVOS	33
4.1. Objetivo general	33
4.2. Objetivos específicos	33
5. METODOLOGÍA APLICADA PARA EL LOGRO DE LOS OBJETIVOS	34

6. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	37
6.1. El sistema de distribución eléctrico	37
6.1.1. Planeamiento en sistemas de distribución	37
6.1.2. Cargabilidad de los sistemas de distribución	38
6.2. Pérdidas técnicas	40
6.2.1. Reducción de pérdidas técnicas	40
6.2.2. Pérdidas técnicas en líneas de distribución	41
6.2.3. Factor de pérdidas	41
6.2.4. Repotenciación de conductores	42
6.3. Reconfiguración de circuitos	43
6.4. Técnicas de solución	44
6.4.1. Método de solución reconocido simulado	45
6.4.2. Solución basada en el método “Branch and Bound”	46
6.4.3. Solución usando un algoritmo de optimización basado en colonia de hormigas	46
6.4.4. Reconfiguración de redes eléctricas basadas en el algoritmo de PRIM	48
6.4.5. Reconfiguración empleando el método de intercambio de rama simple	50
6.4.6. Reconfiguración de alimentadores primarios	52
6.4.5. Balance de cargas	54
6.5.1. Circulación de corrientes por el neutro	58
6.6. Simulaciones empleando CYMDIST	59
6.7. Indicadores de calidad del servicio	60
6.7.1. Índices actuales	61
6.7.2. Índices de la discontinuidad del servicio	64
7. DESARROLLO PARA EL LOGRO DE LOS OBJETIVOS	68
7.1. Subestación Caldas	70
7.2. Subestación Ancón Sur	72

7.3. Subestación Itagüí	74
7.4. Proyección de demanda 2010 – 2028	76
7.5. Planes de mejoramiento urbano en el área de influencia de las subestaciones	77
7.5.1. Subestación Caldas	77
7.5.2. Subestación Ancón Sur	78
7.5.3. Subestación Itagüí	79
8. SIMULACIONES	81
8.1. Reconfiguraciones obtenidas	84
8.1.1. Grupo 1	86
8.1.2. Grupo 2	89
8.1.3. Grupo 3	94
8.2. Cambios propuestos	99
8.3. Corrientes obtenidas	101
8.4. Confiabilidad y contingencias	103
8.5. Balance de fases	105
8.6. Cargabilidad de los transformadores en las subestaciones	112
9. COSTOS Y BENEFICIOS	113
9.1. Costo de las pérdidas técnicas	113
9.2. Estimación de costos por balance de fases	118
9.3. Estimación de costos y beneficios por reconfiguración de topología	119
9.3.1. Costo de la mano de obra y materiales	119
9.3.2. Costo de pérdidas técnicas	121
9.3.3. Cálculo de relación beneficio/costo	123
10. CONCLUSIONES	125
11. SUGERENCIAS Y RECOMENDACIONES	127

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	129
ANEXOS	132

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Esquema general e integrado de la investigación	32
Figura 2. Diagrama de flujo de la metodología	36
Figura 3. Configuración de un sistema de distribución	39
Figura 4. Proceso de transición	48
Figura 5. Un SD formado inicialmente por 4 nodos, al que se le agrega posteriormente el nodo 5	49
Figura 6. Configuración topológica	52
Figura 7. Configuración CBA	58
Figura 8. Curva de percentiles del circuito R12-13 y demanda máxima semanal	69
Figura 9. Diagrama unifilar subestación Caldas	70
Figura 10. Topología de los circuitos de la subestación Caldas	71
Figura 11. Diagrama unifilar subestación Ancón Sur	73
Figura 12. Topología de los circuitos de la subestación Ancón Sur	73
Figura 13. Diagrama unifilar subestación Itagüí	75
Figura 14. Topología de los circuitos de la subestación Itagüí	75
Figura 15. Zona de Futuro Crecimiento en el Municipio de Caldas	78
Figura 16. Zona de Futuro Crecimiento en el Municipio de Sabaneta	79
Figura 17. Zona para extender circuitos canalizados	80
Figura 18. Maniobras de conmutación sugeridas para el grupo 3 por CYMDIST	82

Figura 19.	Resultados en CYMDIST para el grupo 2	83
Figura 20.	Topología actual de los circuitos	85
Figura 21.	Área de influencia del circuito R12-08 actual	86
Figura 22.	Topología actual de los circuitos del grupo 1	87
Figura 23.	Topología reconfigurada de los circuitos del grupo 1	88
Figura 24.	Topología actual de los circuitos del grupo 2	90
Figura 25.	Topología reconfigurada de los circuitos del grupo 2	91
Figura 26.	Detalle de la topología reconfigurada de los circuitos R12-08, R12-09 y R12-15	91
Figura 27.	Zona donde salen los circuitos reconfigurados R12-08 y R12-15	93
Figura 28.	Topología actual de los circuitos del grupo 3	95
Figura 29.	Topología reconfigurada de los circuitos del grupo 3	96
Figura 30.	Sitio de salida del circuito R14-06	97
Figura 31.	Sitio de salida para el circuito R14-05	98
Figura 32.	Esquema de rotación de fases en CYMDIST	107
Figura 33.	Circuitos que requieren balance de fases	107
Figura 34.	Cambio de fase recomendado	112

LISTA DE TABLAS

		pág.
Tabla 1.	Resumen subestación Caldas, corriente y potencia	71
Tabla 2.	Resumen Subestación Ancón Sur, corriente y potencia	74
Tabla 3.	Resumen Subestación Itagüí, corriente y potencia	76
Tabla 4.	Proyección de la Demanda transformadores de subestaciones analizadas (MVA)	76
Tabla 5.	Grupo 1, conformado para simular	87
Tabla 6.	Transferencia de carga entre los circuitos grupo 1	89
Tabla 7.	Grupo 2, conformado para simular	90
Tabla 8.	Transferencia de carga entre los circuitos grupo 2	92
Tabla 9.	Grupo 3, conformado para simular	94
Tabla 10.	Transferencia de carga entre los circuitos grupo 3	96
Tabla 11.	Resumen con las maniobras a realizar por circuito en el grupo 1	99
Tabla 12.	Resumen con las maniobras a realizar por circuito en el grupo 2	100
Tabla 13.	Resumen con las maniobras a realizar por circuito en el grupo 3	101
Tabla 14.	Corriente obtenida en la simulación por circuito	102
Tabla 15.	Comportamiento de confiabilidad en contingencia	104
Tabla 16.	Circuitos que serán sometidos a balance de fases	105

Tabla 17.	Balanceo de fases para los circuitos de la Subestación Caldas	108
Tabla 18.	Balanceo de fases para los circuitos de la Subestación Ancón Sur	109
Tabla 19.	Balanceo de fases para los circuitos de la Subestación Itagüí	110
Tabla 20.	Circuitos con la corriente balanceada	111
Tabla 21.	Cargabilidad de los transformadores de las subestaciones	112
Tabla 22.	Corriente y potencia para cálculo del factor de pérdidas	115
Tabla 23.	Valor de los componentes para cálculo del costo unitario de pérdidas	116
Tabla 24.	Recuperación de pérdidas técnicas por balance de fases	118
Tabla 25.	Estimación por grupo de los costos por mano de obra y materiales	120
Tabla 26.	Valor de las pérdidas técnicas del grupo 1 (valores en millones)	121
Tabla 27.	Valor de las pérdidas técnicas del grupo 2 (valores en millones)	122
Tabla 28.	Valor de las pérdidas técnicas del grupo 3 (valores en millones)	122
Tabla 29.	Valor estimado de las pérdidas técnicas actual y propuesto	123
Tabla 30.	Resumen de beneficios y costos de los sistemas actual y propuesto	124

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Demanda máxima semanal de circuitos	132
Anexo 2. Resultados de simulaciones en CYMDIST	146
Anexo 3. Costo de las pérdidas técnicas	153

GLOSARIO Y SIGLAS

ACSR: Aluminum Conductors Steel Reinforced (Conductor de Aluminio Reforzado con Alma de Acero).

ALGORITMO: Es un conjunto preescrito de instrucciones o reglas bien definidas, ordenadas y finitas que permite realizar una actividad mediante pasos sucesivos que no generen dudas a quien deba realizar dicha actividad.

AME: Árbol de Mínima Expansión.

AS: Código de marcación empleado por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. para los aisladeros con caja primaria portafusible.

BALANCE DE CARGA: Estudio que permite en un circuito eléctrico reasignar la fase de conexión de cargas y derivaciones monofásicas y bifásicas. El balance de cargas tiene el fin de minimizar pérdidas, equilibrar carga, tensiones o equilibrar corrientes. También evita disparos de protecciones por elevadas corrientes de neutro.

CAÍDA DE TENSIÓN: Se establece en un conductor a la diferencia de potencial que existe entre los extremos del mismo. Este valor se mide en voltios y representa el gasto de fuerza que implica el paso de la corriente por ese conductor.

CARGA: La potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.

CT: Código de marcación empleado por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. para las cuchillas de seccionamiento o de transferencia de carga.

CYMDIST: Software de simulación de redes de distribución de energía eléctrica, que permite realizar varios tipos de estudios en sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos, balanceados o desbalanceados: asignación de demanda, flujo de carga radial, cortocircuito, balance de carga, reconfiguración de red entre otros.

DES: Duración de las interrupciones en horas durante un período determinado. Normalmente indicado como Horas totales de interrupción/período.

ENS: Energía No Suministrada.

EPM: Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

FES: Frecuencia de las interrupciones en número de veces durante un período determinado. Normalmente indicado como Número de interrupciones/período.

IRAD: Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad

ITAD: Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad.

FLUJO DE CARGA: Método iterativo para el cálculo de corrientes que circula por tramos de red y voltajes de nodos, así como pérdidas técnicas de un circuito eléctrico

MCM: Unidad de superficie, igual al área de un círculo con un diámetro de un milésimas de pulgada (mil). Es una unidad para referirse al área de un conductor con una sección transversal circular.

METAHEURÍSTICA: Las metaheurísticas generalmente se aplican a problemas que no tienen un algoritmo o heurística específica que dé una solución satisfactoria; o bien cuando no es posible implementar ese método óptimo. La mayoría de las metaheurísticas tienen como objetivo los problemas de optimización combinatoria, pero por supuesto, se pueden aplicar a cualquier problema que se pueda reformular en términos heurísticos.

OPERADOR DE RED: Empresa de servicios públicos encargada de la planeación, de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional (STR) o un Sistema de Distribución Local (SDL).

PÉRDIDAS TÉCNICAS: Representan la energía que se pierde durante el transporte de energía. Este tipo de pérdidas no pueden ser eliminadas en su totalidad, solamente se pueden optimizar con base en inversiones de mejoramiento en la infraestructura eléctrica del operador de red.

PUNTO DE CONEXIÓN: Consiste en determinar el sitio de contacto a la red eléctrica desde el cual se obtendrá la energía para alimentar las instalaciones del cliente.

R35-04: Código de marcación empleado por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. para los circuitos eléctricos de media tensión. R, significa red. 35, identifica la subestación y 04, número del circuito.

RD: Red de Distribución.

RECONFIGURACIÓN DE RED: Cambio en la topología de los circuitos o alimentadores de media tensión en donde se reasigna la ruta y la carga que

cada circuito alimenta. Con la reconfiguración se busca reducir las pérdidas técnicas, hacer más uniforme el nivel de carga de los circuitos y mejorar el perfil de tensión. También se facilita el crecimiento del sistema por la conexión de nuevas cargas.

SAIDI: Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema.

SAIFI: Frecuencia Media de Interrupción del Sistema.

SAL: Código de marcación empleado por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. para los seccionadores bajo carga con acción local manual y aislamiento en aire.

SCADA: Supervisión, Control y adquisición de Datos, es un software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos a distancia.

SD: Sistema de Distribución.

SIMULACIÓN: Técnica numérica para conducir experimentos en una computadora digital. Estos experimentos comprenden ciertos tipos de relaciones matemáticas y lógicas, las cuales son necesarias para describir el comportamiento y la estructura de sistemas complejos del mundo real a través de largos períodos.

SISTEMA: Conjunto de componentes interrelacionados e interactuantes para llevar a cabo una misión conjunta. Admite ciertos elementos de entrada y produce ciertos elementos de salida en un proceso organizado.

SR: Código de marcación empleado por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. para los seccionadores bajo carga con acción remota y aislamiento en SF6.

SSL: Código de marcación empleado por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. para los seccionadores bajo carga con acción local manual y aislamiento en aceite.

SSR: Código de marcación empleado por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. para los seccionadores bajo carga con acción remota y aislamiento en SF6.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

STR: Sistema de Transmisión Regional.

SUBESTACIÓN: Instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica.

SUI: Sistema Único de Información de Servicios Públicos.

TACC: Tasa anual de crecimiento constante

TOPOLOGÍA: La topología de una red de distribución se refiere al esquema o arreglo de la distribución, esto es la forma en que se distribuye la energía por medio de la disposición de los segmentos de los circuitos de distribución. En este sentido se enfoca a la forma como se distribuye la energía a partir de la fuente de suministro.

RESUMEN

En el presente informe se muestra la reconfiguración obtenida para un grupo de circuitos de 13,2kV de las subestaciones de Caldas, Ancón Sur e Itagüí de las Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Dicho estudio tiene como objetivo mejorar sus índices de cargabilidad, recuperación de pérdidas técnicas y las posibilidades de transferencia de carga ante contingencia y suspensiones programadas.

La metodología y herramienta se desarrolla soportada en las bondades del programa computacional CYMDIST, se carga la topología de los circuitos a analizar y se corren los flujos de carga de los circuitos en estudio, se analizan y definen las posibilidades de reconfiguración y se obtienen los reportes de corriente, pérdidas técnicas y balances de fases.

Como conclusión de la metodología y el análisis de los resultados obtenidos, se generan reconfiguraciones propuestas con sus maniobras para los circuitos eléctricos, que mejoren ostensiblemente las condiciones de cargabilidad y confiabilidad. Igualmente, se generan algunas recomendaciones y trabajos que pueden ser aplicados a futuro.

Finalmente se estiman los costos y beneficios que trae como consecuencia el realizar un estudio de reconfiguración de circuitos.

Palabras clave: Balanceo de Fases, Distribución de Energía, Energía no Suministrada, Flujo de carga Radial, Pérdidas Técnicas, Planeamiento de Sistemas de Distribución, Reconfiguración de Sistemas de Distribución, Simulación de Red Primaria.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción general

En el capítulo 1 de este trabajo se presentan los aportes y la motivación que llevó al planteamiento del Problema Investigativo. Se presenta la justificación y los beneficios que se pueden obtener al realizar una reconfiguración de circuitos.

De esta justificación se pudo concluir que la manera más práctica para disminuir las pérdidas técnicas en los circuitos de media tensión, es realizando reconfiguraciones en los alimentadores primarios.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el capítulo 2 se define el alcance y el problema a resolver. En los capítulos 3 y 4, se resaltan los vacíos o carencias detectadas y se plantean las consideraciones para plantear el problema investigativo, identificando las raíces, los elementos y los perceptores para finalmente, trazar los objetivos que se busca lograr con este trabajo.

En el capítulo 5 se establece la metodología que será aplicada para el logro de los objetivos, la que se complementa con una amplia revisión del estado del arte en el capítulo 6.

En el capítulo 7 se detallan las configuraciones topológicas actuales de las subestaciones con los circuitos, y luego en el capítulo 8, se proponen los cambios necesarios para lograr una reconfiguración ideal de los circuitos sustentándola mediante simulaciones realizadas en CYMDIST.

Encontrando la reconfiguración ideal, en el capítulo 9, se estiman los costos y beneficios que conlleva realizar este tipo de trabajo y se hace una comparación de las pérdidas técnicas antes y después de la reconfiguración. Finalmente en el capítulo 10 se proponen cambios y trabajos futuros que se desprenden de la investigación realizada.

1.2. Aportes

Los aportes de este trabajo de grado son de tipo metodológico, aplicado y económico. En lo metodológico se logró implementar una metodología que toma elementos de la literatura existente en torno a la reconfiguración de circuitos de media tensión, el balance de fases y por consiguiente, la reducción de pérdidas técnicas.

La metodología puede ser aplicada en todas las circunstancias en las cuales se requiera la reconfiguración de una red de media tensión que implique a un sólo circuito de distribución de energía o que involucre varias subestaciones de energía.

El aporte económico de este trabajo se refleja en el sentido de que logrando obtener una configuración eficiente de los circuitos eléctricos, se incrementaran los ingresos al operador de red y si el suministro de energía es continuo, los usuarios podrán desarrollar mejor sus procesos industriales, comerciales o residenciales.

1.3. Justificación y beneficios

Hoy en día los consumidores son cada vez más exigentes con la disponibilidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, de igual

manera las regulaciones son cada vez más estrictas y penalizan las interrupciones del servicio.

La calidad del servicio y las regulaciones en el sector eléctrico han motivado a que las empresas eléctricas de distribución realicen inversiones tecnológicas para mejorar su gestión y la prestación del servicio de energía.

Adicionalmente el crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha llevado a que el nivel de carga de la red de media tensión sea mayor, lo cual implica una flexibilidad limitada para la atención de contingencias y alimentación de cargas futuras.

Teniendo como base estas necesidades, encontramos circuitos de distribución con problemas críticos de cargabilidad en operación normal y contingente, que requieren de una pronta intervención que permita mediante reconfiguraciones, alcanzar los niveles óptimos para una mejor prestación del servicio.

La operación de los sistemas y los circuitos eléctricos, requieren hoy una disminución en la cantidad de maniobras y en el tiempo que estas demandan, es así como surge la idea de realizar un estudio que ayude a minimizar este impacto en una de las zonas en las cuales en los últimos años se ha ido incrementando y reorganizando el sector industrial y comercial del departamento de Antioquia, como lo son los municipios de Caldas, La Estrella, Sabaneta e Itagüí.

Debido al mejoramiento vial del sector y al incremento en solicitudes para asignar el punto de conexión en suministro de energía eléctrica, se evidencian inconvenientes que muestran la fragilidad del sistema eléctrico en la zona como lo son problemas críticos para respaldo de circuitos ante aperturas, circuitos

altamente desbalanceados, programación de trabajos en redes de energía para los fines de semana, dado el alto impacto que la interrupción del servicio de energía tiene en los procesos productivos de los clientes. Esta situación incrementa los costos en la operación del sistema, aumenta la cantidad de maniobras requeridas para realizar trabajos que son relativamente sencillos. Esto sin descuidar elementos como seguridad para los seres vivos, pérdidas técnicas y minimizar tiempos de no suministro del servicio.

Se espera que mediante una estimación económica, ajustada a las configuraciones propuestas de las redes de energía, se pueda lograr la satisfacción de los clientes conectados en estos circuitos y disminuir los gastos para el Operador de Red con unas redes eléctricas más eficientes, confiables y seguras.

Con la utilización de los sistemas computacionales, se pretende aplicar lo aprendido en beneficio propio y mostrar las bondades que presenta el programa CYMDIST en la simulación de expansión y reconfiguración de la red primaria de distribución.

2. ALCANCE Y DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El alcance y la definición del problema de investigación fueron determinados a partir de las falencias presentes en los circuitos eléctricos a 13,2 kV de la subestación Ancón Sur, los cuales presentan alta cargabilidad que impide realizar maniobras de transferencias de carga en contingencias y en suspensiones programadas del servicio. Esto en algunos casos implica racionar carga y disminuir la vida útil de los equipos de red y subestación con deterioro de la calidad del servicio a los usuarios.

La redistribución a realizar aplica para los circuitos de 13.2 kV conectados a las subestaciones de Caldas, Ancón Sur e Itagüí de EPM. Se considera un área amplia para análisis en busca de una solución adecuada que aproveche los recursos existentes de forma integral.

El alcance contempla la presentación del informe escrito con los datos preliminares de los circuitos en las subestaciones propuestas, el impacto económico ocasionado por las pérdidas técnicas, las simulaciones realizadas y las acciones recomendadas a realizar. Además, se entregarán los modelos o plantillas con los datos tenidos en cuenta para realizar las simulaciones en el programa CYMDIST.

2.1. Consideración metodológica

- No se tiene un estudio de redistribución de los circuitos eléctricos de las subestaciones de Caldas, Ancón Sur e Itagüí de Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

2.2. Consideraciones técnicas

- La subestación Caldas únicamente tiene un circuito de respaldo, que es el R12-12, este circuito, en horas de carga máxima puede alcanzar 310 amperios, el ajuste de dicho circuito es de 400A, por lo cual en una situación de contingencia de la subestación Caldas, se tendría que racionar aproximadamente 12 MVA de los 14 MVA que atiende la subestación Caldas, es decir, solo se le daría respaldo al circuito R14-04. Ante contingencias del transformador 1, el transformador 2 de la subestación Caldas está en la capacidad de asumir toda la carga de la subestación, ya sea por acople de barras o transfiriendo los circuitos aéreamente, igual ocurre ante falla del transformador 2.
- La presencia de gran cantidad de transferencias entre circuitos y cables subterráneos de gran extensión facilitan una redistribución de ruta y carga de circuitos sin incurrir en altos costos de inversión.
- La ubicación de nueva demanda en el municipio de Sabaneta por desarrollos de vivienda y comercio obliga a destinar nuevos circuitos de distribución para atender esta nueva demanda.
- La subestación Ancón Sur presenta los circuitos R12-01, R12-02, R12-05, R12-06, R12-10, R12-12 y R12-13 con corriente de carga superior a 200A, lo cual dificulta la operación de estos circuitos en contingencia.

2.3. Consideración operativa

- Los circuitos R12-12 y R14-04 no se pueden poner en paralelo, por lo tanto, cuando se va a transferir carga de un circuito a otro, es necesario suspender el servicio a los clientes del circuito a transferir.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA INVESTIGATIVO

Para el desarrollo de este trabajo de grado, se aplica la metodología propuesta en la materia Seminario de Tesis, Proyecto de Investigación de la Especialización en Transmisión y Distribución de energía eléctrica.

La metodología se fundamenta en la identificación de un problema que surge a partir de una reflexión preliminar en la cual se identifican las raíces, los elementos y los perceptores para presentar una propuesta investigativa.

Las RAÍCES son todas aquellas causas que ocasionan el problema y se clasifican en primarias y secundarias.

Los ELEMENTOS son las herramientas materiales o conceptuales que se tienen para resolver el problema y se clasifican igualmente en primarios y secundarios.

Los PERCEPTORES, son las instituciones, personas o entidades que se ven afectadas por el problema y se beneficiarán por la solución investigativa. Los perceptores se clasifican en directos e indirectos.

Para el caso en estudio se tiene:

3.1. Raíces primarias

- Problemas críticos para respaldo de circuitos ante aperturas
- Circuitos desbalanceados

- Incremento de pérdidas técnicas por longitud de redes y alta cargabilidad de circuitos.
- Impacto en los procesos productivos de los usuarios
- Calidad del servicio

3.2. Raíces secundarias

- Mejorar los indicadores SAIFI y SAIDI
- Disponibilidad de las redes de energía
- Incrementar la seguridad con las redes de energía
- Condiciones ambientales
- Vida útil de las redes eléctricas

3.3. Elementos primarios

- Planeación y Diseño de Sistemas de Distribución
- Modelación y Simulación en Sistemas de Transmisión y Distribución
- Calidad de la Potencia

3.4. Elementos secundarios

- Construcciones de red eléctrica
- Transferencias de circuitos
- Normas y especificaciones técnicas para la construcción de redes eléctricas de Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
- Empleo del CYMDIST

3.5. Perceptores directos

- Sistema de Distribución Local
- Equipo Proyectos Zona Sur (Empresas Públicas de Medellín E.S.P.)
- Área de Operación y Calidad (Empresas Públicas de Medellín E.S.P.)
- Equipo Operación y Mantenimiento Zona Sur (Empresas Públicas de Medellín E.S.P.)
- Usuarios Industriales y Comerciales

3.6. Perceptores indirectos

- Equipo Técnico de Clientes Zona Sur (Empresas Públicas de Medellín E.S.P.)

- Usuarios Residenciales

A partir de las consideraciones anteriores, se establece el siguiente problema investigativo:

Se requiere realizar un estudio de la redistribución de las redes de media tensión en las subestaciones Caldas, Ancón Sur e Itagüí de EPM mediante el uso de herramientas computacionales y entregar una propuesta para la reconfiguración topológica.

En la siguiente figura, se presenta el esquema general e integrado de la investigación realizada en este trabajo.

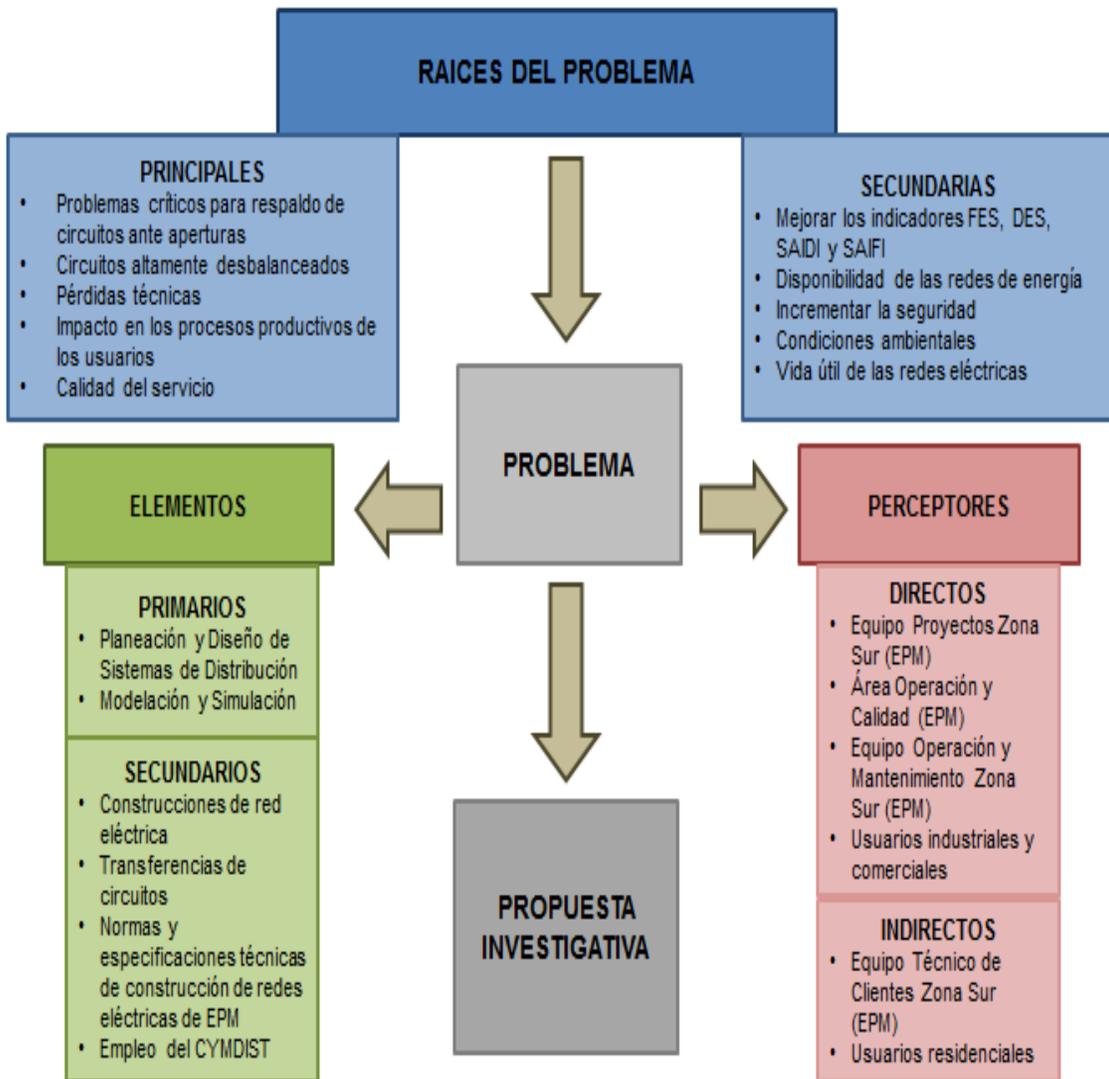


Figura 1. Esquema general e integrado de la investigación

4. OBJETIVOS

4.1. Objetivo general

Presentar una propuesta para la reconfiguración de los circuitos de las subestaciones Caldas, Ancón Sur e Itagüí, utilizando el programa CYMDIST como herramienta de análisis para la redistribución de las redes de media tensión de EPM.

4.2. Objetivos específicos

- Realizar simulaciones computacionales empleando el CYMDIST para analizar el estado actual de los circuitos.
- Proponer configuraciones en los circuitos que permitan mejorar las redes para transferencias de carga, reducción de pérdidas técnicas y la flexibilidad del sistema.
- Estimar los costos y beneficios de la reconfiguración de la red evaluando la reducción de pérdidas técnicas antes y después de las simulaciones.
- Calcular la cargabilidad de los circuitos y transformadores de las subestaciones, antes y después de realizar simulaciones.

5. METODOLOGÍA APLICADA PARA EL LOGRO DE LOS OBJETIVOS

- Se realizó Vigilancia Tecnológica sobre el estado del arte y los desarrollos similares que se hayan hecho a nivel nacional e internacional.
- Se consultó con las Áreas de Operación y Calidad y de Operación y Mantenimiento del Área Distribución Eléctrica Sur, sobre el estado de los circuitos y las necesidades operativas requeridas.
- Se conformó el caso base con la topología de los circuitos a analizar.
- Se consultó el estado actual de los circuitos, su cargabilidad y corrientes de fase.
- Se identificaron los circuitos que requieren atención inmediata por presentar problemas de carga y desbalance de fases.
- Se proyectaron posibles reconfiguraciones.
- Se realizaron simulaciones preliminares.
- Se marcaron los circuitos que no arrojaron datos positivos en las primeras simulaciones y se sometieron a estudio de una nueva reconfiguración.
- Una vez encontrada la reconfiguración topológica que satisface el nivel de carga esperado, se comparó el nivel de pérdidas por año que presentan los circuitos.

- Se marcaron los circuitos que reconfigurados, el sistema mostró que deben ser balanceadas sus fases.
- Se realizaron simulaciones nuevamente a los circuitos desbalanceados para obtener la cantidad de carga a transferir por fase.
- Se calculó el factor de pérdidas.
- Se estimaron los costos de las reconfiguraciones y se compararon el valor obtenido por pérdidas técnicas.
- Se analizaron los resultados obtenidos.
- Se generaron conclusiones del proyecto.
- Se formularon recomendaciones y propuestas para trabajos futuros.

A continuación se muestra el diagrama de flujo con la metodología que será aplicada para realizar las simulaciones:

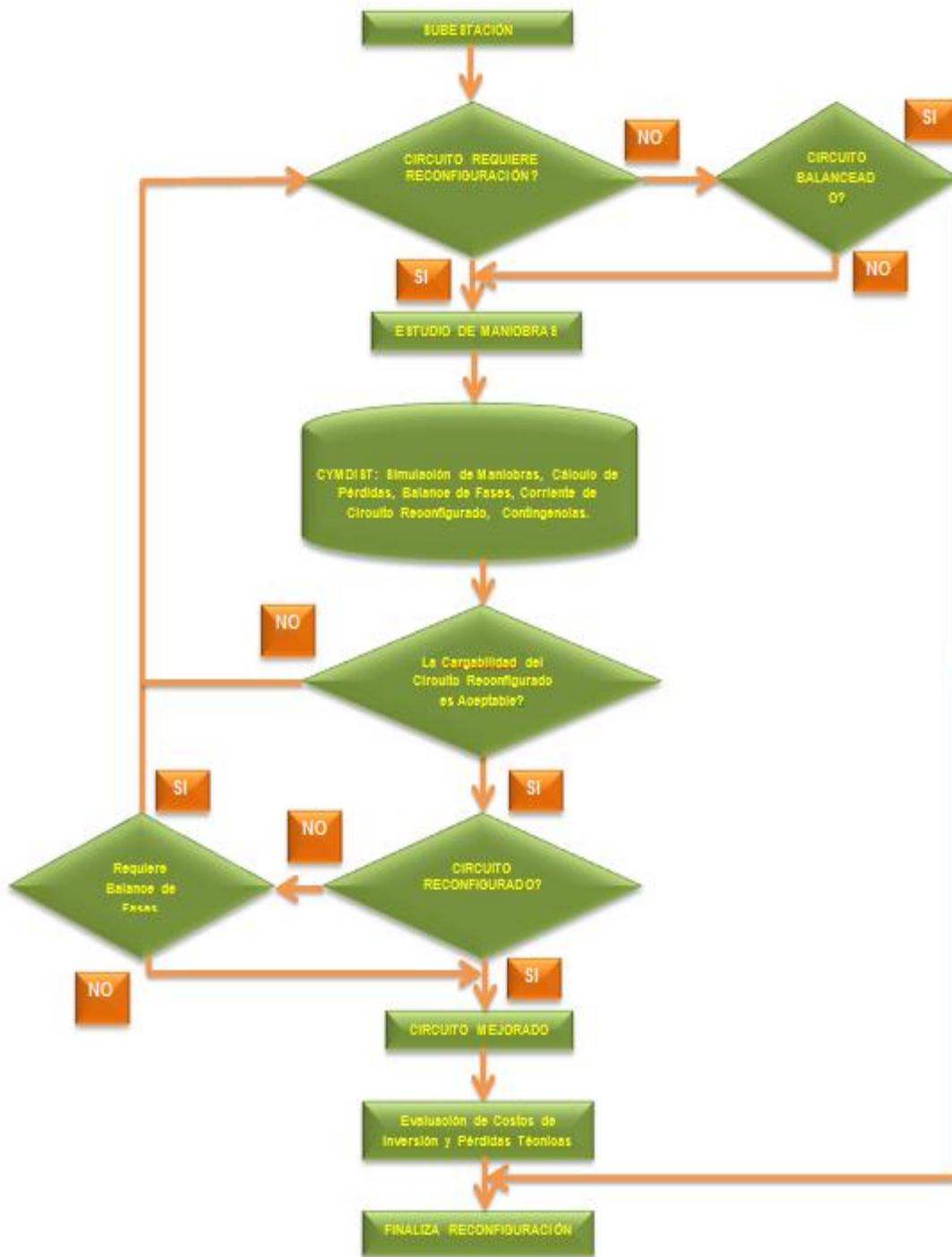


Figura 2. Diagrama de flujo de la metodología

6. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

6.1. El sistema de distribución eléctrico

Los sistemas de distribución de energía eléctrica son los encargados de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de energía a los consumidores finales, por lo tanto, cualquier falla en una de sus etapas genera pérdidas importantes tanto para las empresas que hacen parte del proceso como para los usuarios.

Para las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica hoy su gran necesidad es la de disponer de una red de media tensión que opere en forma radial usando los elementos más confiables que disminuyan la probabilidad de falla, lo que se refleja en mejores índices de calidad para el sistema de distribución.

La red de distribución en su operación puede ser enmallada, radial y anillada; todos los usuarios deben permanecer conectados al sistema; las capacidades de las fuentes y de los conductores no deben ser sobrepasadas; y las tensiones de los nodos deben satisfacer los rangos de regulación de tensión establecidos por la legislación vigente. (Cárcamo Gallardo, García Santander & Pezoa, 2007, p. 83-84)

6.1.1. Planeamiento en sistemas de distribución

El crecimiento natural de la demanda de energía eléctrica y la aparición de nuevos consumidores en un sistema de distribución implican que las empresas encargadas de prestar el servicio tengan que ampliar la capacidad de sus redes, ya sea repotenciando los elementos existentes

o adicionando elementos a la red. Por esto el problema de la localización y dimensionamiento de subestaciones y alimentadores primarios se constituye en un tema de gran interés para las empresas distribuidoras, ya que puede afectar de manera notoria las finanzas, debido al incremento de las pérdidas del sistema y a los costos por sobredimensionamiento de los elementos.

Una inadecuada expansión de un sistema puede ocasionar, además de los problemas mencionados, violación de los límites permitidos de tensión, sobrecargas en elementos y pérdida de carga, entre otros. Para evitar esto se deben realizar estudios de planeación de tal forma que garanticen bajos costos en la instalación y operación de los elementos del sistema, cumpliendo con ciertos requisitos técnicos y de confiabilidad, los cuales son establecidos por entes reguladores.

El problema del planeamiento consiste en determinar dónde, cuántos y cuándo deben ser instalados o repotenciados los elementos de la red eléctrica con los cuales se logra un mínimo costo, máxima confiabilidad y el cumplimiento de restricciones operativas. (López, Hincapié, & Gallego, 2011, p. 143)

6.1.2. Cargabilidad de los sistemas de distribución

La cargabilidad óptima en los alimentadores está definida por un modelo técnico - económico donde se minimizan los costos totales del conjunto Subestación - Alimentadores (costo fijo del alimentador más el costo del conductor más el costo de la subestación más el costo de las pérdidas en valor presente).

- Cargabilidad de alimentadores a 13.2kV en operación normal: Hasta el 70% de la capacidad ampérica del conductor subterráneo 350 MCM XLPE, 219 A (5 MVA).
- Cargabilidad de alimentadores a 13.2kV en condición de emergencia: Hasta el 100% de la capacidad ampérica del conductor subterráneo 350 MCM XLPE, 300 A (6.8 MVA)

En la siguiente figura se muestra la configuración típica de un sistema de distribución.

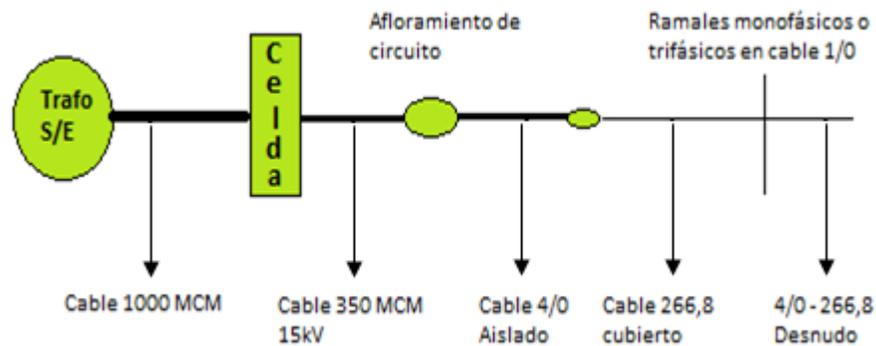


Figura 3. Configuración de un sistema de distribución

Características generales de los Sistemas de Distribución:

- Radialidad.
- Relación $R=X$.
- YBUS No es diagonalmente dominante.
- Transposición.
- Multiplicidad de Cargas.
- Desbalance.
- Tamaño (Aspecto Combinatorial).
- Incertidumbre.

6.2. Pérdidas técnicas

6.2.1. Reducción de pérdidas técnicas

El actual esquema competitivo en el sector eléctrico exige de las empresas la implementación de metodologías para mejorar su desempeño en todas las áreas. En lo que se refiere a los sistemas de distribución, la nueva reglamentación se basa en los principios relacionados con la eficiencia y la calidad del servicio. Por esta razón, las empresas distribuidoras de energía eléctrica requieren operar los sistemas con criterios técnicos de economía, confiabilidad y seguridad apropiados para garantizar la calidad del servicio a los clientes, cumpliendo con las normas técnicas exigidas y mínimo tiempo de interrupción del servicio. Para cumplir con estas exigencias y garantizar la competitividad de las empresas se requiere invertir en investigación e implementación de metodologías que permitan el desarrollo eficiente de software especializado para el análisis de aspectos como restauración del servicio, reducción de pérdidas y monitoreo de la calidad de la potencia, entre otros. Es aquí donde este proyecto cobra gran importancia, dado que la metodología propuesta de reducción de pérdidas en sistemas de distribución resulta ser económica en su implementación, por considerarse un planeamiento en un horizonte de tiempo, y posibilita su implementación en sistemas eléctricos que manejan escasos recursos financieros para su operación. Sin embargo, la metodología también puede ser implementada en sistemas automatizados siendo, incluso, un problema más sencillo de resolver. (Grupo de Investigación en Planeamiento Eléctrico, 2006, p. 1-2)

6.2.2. Pérdidas técnicas en líneas de distribución

Las pérdidas técnicas son debidas a aspectos relacionados con el diseño y la operación del sistema de distribución.

En el caso de las líneas que forman el sistema de media tensión, éstas se deben a las pérdidas variables que dependen de la potencia y energía requeridas por los centros de consumo, debido a la disipación de calor producida por la circulación de corriente en los conductores. (Sayas, 2008, p. 2)

La reconfiguración del sistema es un procedimiento costoso pero necesario si se quiere reducir el costo de capital y de pérdidas asociadas. Dicha acción puede incentivarse a través de señales regulatorias para que su conversión sea en el momento en que los activos se hayan depreciado por completo, es decir que el momento oportuno para mejorar el sistema de distribución, es cuando finalice su vida útil, dado que éste será reemplazado en cualquier caso. (CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2002, p. 10)

6.2.3. Factor de pérdidas

Es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales sobre un período de tiempo especificado. El factor de pérdidas puede ser calculado de las siguientes relaciones:

- Por los cuadrados de la demanda promedio y de la demanda pico.

$$f_{per}(\%) = \frac{(\text{Demanda Promedio})^2}{(\text{Demanda Pico})^2} \times 100 = \frac{D_P^2}{D_M^2} \times 100 \quad (1)$$

➤ Por los cuadrados de todas las demandas reales y los cuadrados de la demanda pico en el 100% del tiempo.

$$f_{per}(\%) = \frac{\sum (\text{Demanda horaria})^2 \times h}{(\text{Demanda pico})^2 \times T} \times 100 = \frac{\sum D_i^2 h}{D_M^2 \times T} \times 100 \quad (2)$$

Dónde:

D_i = Demanda leída en cada intervalo de tiempo

DM = Demanda máxima en el período de tiempo

T = Número de horas del período de tiempo considerado (Ramírez Castaño, s.f., p. 44-45)

6.2.4. Repotenciación de conductores

La repotenciación de conductores consiste en el aumento del calibre del conductor de una línea, con el objetivo de conseguir una disminución en el costo de las pérdidas inherentes al flujo de potencia que la atraviesa. El costo del conductor que se va a instalar sumado al costo de la mano de obra requerida para la instalación, debe ser compensado con el ahorro propio de la reducción de las pérdidas de energía. En consecuencia, la decisión de repotenciar o no, es establecida por una relación beneficio/costo.

Para el estado actual del sistema de distribución, el cual pudo haber sido modificado por una o varias de las otras alternativas usadas para reducir

pérdidas, el problema consiste en proponer una nueva configuración de calibres del conductor para cada segmento de los alimentadores, de tal forma que se minimicen los costos totales. Esa configuración presenta cambios en segmentos seleccionados de acuerdo con los criterios económicos mencionados y teniendo en cuenta las restricciones técnicas del sistema (capacidad de las líneas y límites de tensión en los nodos).

El objetivo consiste en minimizar los costos totales, los cuales corresponden a los costos de inversión para la repotenciación más los costos de las pérdidas de energía.

$$\textit{Costos Totales} = \textit{Costos de Inversión} + \textit{Costos de Pérdidas} \quad (3)$$

Los costos de inversión comprenden:

- Costo de cable instalado.
- Costo de instalación.
- Costo por energía no vendida durante la instalación.
- Valor a favor por concepto de reposición del conductor. (Grupo de Investigación en Planeamiento Eléctrico, 2006, p. 140-142)

6.3. Reconfiguración de circuitos

La reconfiguración es el proceso de transformación de la topología de una red eléctrica para obtener una configuración adecuada en la que se considere tanto la continuidad del servicio a los usuarios como la reducción de posibles pérdidas económicas por parte de la empresa distribuidora.

El proceso de optimización debe considerar parámetros asociados a la topología de la red de distribución, su confiabilidad y los costos y beneficios que se generan al modificar sectores o la totalidad de la red. (Cárcamo Gallardo, García Santander & Pezoa, 2007, p. 84)

Un análisis de reconfiguración de la red puede conllevar a la modificación misma de los recorridos de los circuitos y de sus puntos de alimentación, estos deben ser bien evaluados por los costos que implican y la prestación del servicio. La reconfiguración de la red se puede hacer también, mediante la repotenciación de las líneas, es decir, pasar de monofásico a trifásico y la apertura o cierre de dispositivos de seccionamiento en el sistema de distribución.

El problema de la reconfiguración de una red de distribución ha sido abordado utilizando diversos métodos de optimización, los cuales se clasifican en dos tipos de acuerdo con las variables y algoritmos empleados: minimización de pérdidas debido al efecto Joule en las líneas de distribución y optimización de otros métodos relacionados con confiabilidad y tiempos de restauración del servicio, que minimizan la cantidad de carga desatendida o el número de maniobras. (Cárcamo Gallardo, García Santander & Pezoa, 2007, p. 84)

6.4. Técnicas de solución

Existen varias técnicas que permiten llegar a obtener la solución del problema y por consiguiente, la topología de la red esperada. Estas técnicas se pueden clasificar en:

- Constructivos: Basados en índices de sensibilidad

- Métodos exactos: (Aproximaciones)

- Metodologías Combinatorias: Algoritmos Genéticos, Búsqueda Tabú, Colonia de Hormigas, Partículas Swarm, etc.

6.4.1. Método de solución recocido simulado

El método de recocido simulado está basado en el proceso físico de templado de materiales. Este proceso consiste en el calentamiento de un material y su posterior enfriamiento para lograr estructuras cristalinas de características superiores a las que presenta el material original.

En el caso de los problemas combinatoriales el proceso de calentamiento es análogo a una búsqueda aleatoria basada en un criterio de vecindad. El subsiguiente proceso de enfriamiento es emulado por fases más determinísticas que aceptan soluciones con una calidad cada vez mejor. El óptimo o las soluciones subóptimas con buen valor en la función objetivo, son encontradas al final del proceso y su calidad depende de la velocidad de enfriamiento.

El éxito final de la metodología depende de la calibración de los parámetros, especialmente del que tiene que ver con el uso de índices de sensibilidad. El uso del índice de sensibilidad puede acelerar la convergencia al punto de producirse una convergencia prematura. Este hecho es indeseable debido a la posibilidad de caer en un óptimo local. Un valor muy bajo de este índice deja en manos de la metaheurística el proceso de optimización haciendo más lento el proceso de convergencia. En contraste, un valor alto de este índice acelera la convergencia quedando atrapado en un óptimo local como ocurre en un método

constructivo. (Grupo de Investigación en Planeamiento Eléctrico, 2006, p. 79-81)

6.4.2. Solución basada en el método “Branch and Bound”

El propósito de la búsqueda entera es determinar el estado de todas las llaves (abiertas o cerradas), considerando que la solución final debe ser radial. Se utilizó una simple técnica de búsqueda en profundidad, donde todas las llaves están inicialmente cerradas y el algoritmo va abriendo una a una hasta alcanzar el número necesario de llaves abiertas. La decisión sobre la elección de apertura de una llave se basa en el incremento de pérdida que podría originar la llave candidata. Para estimar este incremento se utilizaron dos métodos, denominados Método A y Método B.

El Método A, que es más rápido pero menos preciso, utiliza una estimación aproximada del incremento de pérdida, calculada a partir de los elementos de la diagonal de la matriz Hessiana. El Método B considera una llave de cada vez; abre temporalmente una llave candidata y ejecuta un flujo de potencia completo. (Schmidt, Cabezas, Kagan, Gouvêa & Agozzini, 2008, p. 166)

6.4.3. Solución usando un algoritmo de optimización basado en colonia de hormigas

El algoritmo está inspirado en el comportamiento real de las hormigas. Estos insectos son capaces de encontrar la ruta más corta en su colonia y una fuente de alimento. Esto se debe a que las hormigas “puede transmitir información” entre ellas, gracias a un rastro de feromona que cada una de ellas deja al desplazarse. Cuando una hormiga descubre

una fuente de alimento retorna a la colonia, siguiendo el rastro de feromona, reforzando el depósito de ésta. La concentración mayor de esta sustancia en este camino atrae a otras hormigas de la colonia, las cuales en su recolección de alimento siguen el mismo camino y refuerzan la feromona sobre éste. Si existen varios caminos de feromona que conducen a la misma fuente de alimento, las hormigas seleccionan el camino que va a ser recorrido:

Regla de transición

En el modelo propuesto, la transición de la hormiga k desde la barra i hasta la barra j en la interacción t , depende de varios factores:

En la figura 4 se ilustra el proceso de transición para un sistema de 16 barras y tres alimentadores principales. Inicialmente, el conjunto $f^k = [1\ 2\ 3]$. A partir de este punto, se debe hacer la transición para uno de los nodos adyacentes, los cuales, en este caso, son los nodos $[4\ 8\ 13]$. Al aplicar la regla de la transición se encuentra que la hormiga debe desplazarse al nodo 4. En este caso, el conjunto f^k es actualizado $f^k = [1\ 2\ 3\ 4]$ y el nuevo conjunto de nodos adyacentes a los cuales se debe aplicar nuevamente la regla de transición es $[5\ 6\ 8\ 13]$. El proceso se repite de manera iterativa hasta que todos los nodos sean visitados formando una configuración radial. (Carvajal, López & Lemoine, 2009, p. 18-19)

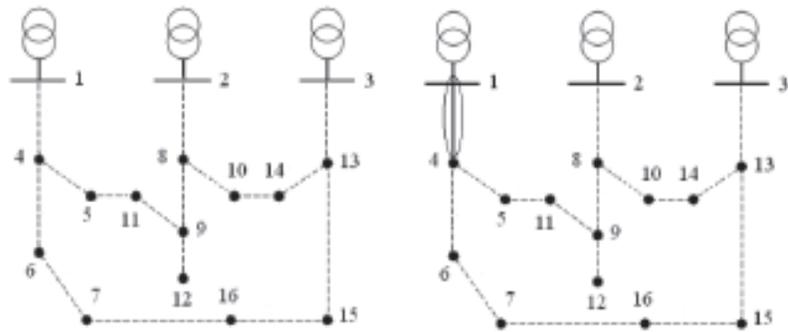


Figura 4. Proceso de transición

6.4.4. Reconfiguración de redes eléctricas basadas en el algoritmo de PRIM

Primeramente se define la ENS asociada a una RD y se establece su dependencia con la topología del sistema.

La ENS por el Sistema de Distribución (SD) a un nodo se define como el producto entre la indisponibilidad asociada al nodo y su potencia activa.

Por ejemplo, considere que el SD de la Figura 5 está formado inicialmente sólo por las tres líneas de trazo continuo, la ENS al nodo 2 se calcula como:

$$ENS_2 = (U_{\{1,2\}} + U'_{\{2,4\}})P_2 \quad (4)$$

La ENS a un nodo depende de la topología del SD, y por lo tanto, la ENS del SD es también dependiente de la configuración de la red.

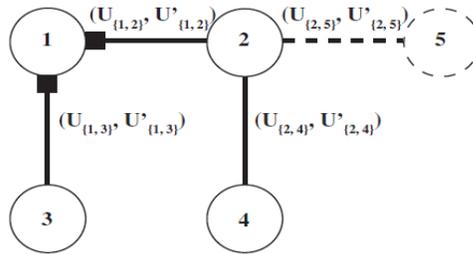


Figura 5. Un SD formado inicialmente por 4 nodos, al que se le agrega posteriormente el nodo 5

Notar que el producto de la modificación de la topología del SD de la ENS de éste se modifica.

Para el ejemplo anterior P_i es potencia activa y $U_{\{l, m\}}$ la indisponibilidad asociada al tiempo de restauración del servicio.

Una vez formulado el problema de optimización para cada etapa del algoritmo, se propone una modificación que permite compensar los efectos de la variabilidad de la métrica de distancia (ENS), lo que afecta las decisiones anteriormente tomadas por el algoritmo. Es decir, debido a que la ENS de un nodo puede cambiar a medida que agregamos nodos al SD, las decisiones óptimas tomadas en la etapa k pueden no seguir siéndolo en las etapas siguientes.

Revisión de la topología resultante: dado que los cambios topológicos pueden producir una modificación en la ENS calculada en las etapas anteriores, al igual que McDecmontt *et al.* (República de Chile, 1998), se considera la implementación de una etapa de revisión del AME (Árbol de Mínima Expansión) encontrado por el algoritmo de Prim. Este proceso consiste en almacenar aquellas conexiones que fueron descartadas

aleatoriamente (debido a que más de una opción presentaba un camino óptimo para el AME) durante el proceso de decisión.

Estas topologías se evalúan empleando nuevamente el algoritmo de Prim a partir de la etapa en la que fueron descartadas. Por lo tanto, la etapa de revisión simplemente continúa el algoritmo de Prim cambiando la decisión que anteriormente fue descartada. Así, se obtienen nuevas topologías que posteriormente se comparan con el AME encontrado inicialmente, obteniendo de esta forma el AME del sistema. Este proceso de revisión tiene dos objetivos: (i) mitigar el efecto de la búsqueda voraz del algoritmo de Prim (República de Chile, 1998), y (ii) compensar los efectos de la posible variación de la ENS de los nodos cuando un nuevo nodo se agrega a la red. (Cárcamo Gallardo, García Santander, & Pezoa, 2007, p. 84-87)

6.4.5. Reconfiguración empleando el método de intercambio de rama simple

La idea básica del método de intercambio de rama heurístico es calcular el cambio de pérdidas de potencia operando un par de interruptores (cerrando uno y abriendo el otro al mismo tiempo). La meta es reducir las pérdidas de potencia. En este proceso las líneas de la red pueden ser consideradas como interruptores por sí mismas.

Algoritmo propuesto:

- Obtener una red inicial de configuración radial.
- Obtener el conjunto de interruptores abiertos (y cerrados) que se manipularán.

- Correr un flujo de cargas para todas las posibles combinaciones de este conjunto tomando nota de sus pérdidas de potencia y del cumplimiento de las restricciones impuestas.
- Mostrar los resultados de la configuración topológica con menor función objetivo (Pérdidas de Potencia) y que cumple con las restricciones impuestas al problema.

En cada conjunto habrá un interruptor abierto que podrá intercambiar su estado con cualquiera de los demás interruptores cerrados sin que se cambie el principio de radialidad de la red. Esto permite conformar un problema combinatorio con todas las posibles enumeraciones de estos conjuntos que presenten dentro de sí solamente un miembro en estado abierto. Matemáticamente, la cantidad de variantes posibles es igual al producto de los tamaños (número de elementos o interruptores) de cada conjunto y resulta fácil asignarle un orden enumerativo a cada variante. Este orden enumerativo es esencial al realizar una búsqueda exhaustiva de todas las variantes posibles y poder asignarle un número diferente a cada una. Cuando se tengan los conjuntos de interruptores a manipular, se analizan en el paso número tres todas las combinaciones posibles de estos conjuntos. Para cada caso se corre un flujo de carga y se chequean las restricciones (voltaje, corriente y potencia) impuestas al problema. Si la variante corriente es mejor que la variante almacenada de menor función objetivo y cumple las restricciones, la sustituye. Finalmente se muestran los resultados del proceso de optimización tanto en forma de tablas como de figuras con la topología resultante del proceso. (González Quintero, Lisan Mesa & Hifikepunje Kandjungulume, 2012, p. 198)

En la figura 6, se muestran las configuraciones topológicas iniciales con los interruptores a ser analizados. En las tres variantes el sistema de 14 nodos contiene dos nodos raíces o fuente (nodos 7 y 8) y 12 nodos de carga.

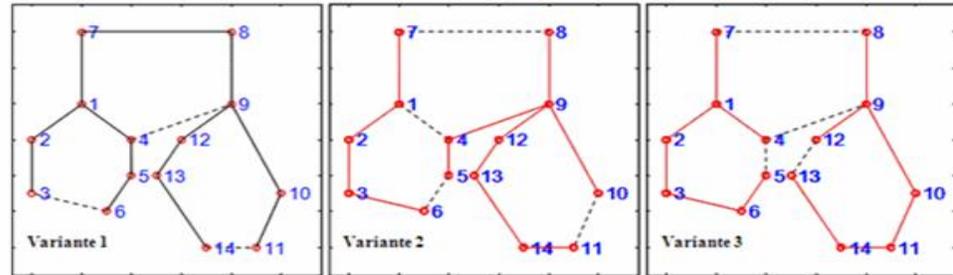


Figura 6. Configuración topológica

6.4.6. Reconfiguración de alimentadores primarios

Para la operación en tiempo real, las cargas son simuladas para una condición puntual de potencia. Para la opción en que se considera una modificación definitiva de las conexiones durante la reconfiguración, debe considerarse un periodo de tiempo largo, durante el análisis, y debe utilizarse la curva de duración de la carga, la cual puede ser anual y discretizada en k niveles.

En este trabajo se propone reducir las pérdidas de potencia activa en un sistema aplicando modificaciones permanentes en el sistema de distribución, con el fin de presentar una propuesta favorable económicamente para los sistemas de distribución que no cuentan con alta capacidad de inversión. En consecuencia, la solución debe considerar los cambios de la demanda registrados durante los días, los meses y los años de interés para el análisis, los cuales están representados en la curva de duración de carga. Así mismo, la metodología que se plantea puede determinar la conveniencia de

construir nuevos tramos de línea que pueden ser utilizados en el proceso de reconfiguración para disminuir las pérdidas.

Algunas características que hace complejo el análisis de los sistemas de distribución son:

- Explosión combinatorial de alternativas: Los diferentes elementos de los sistemas de distribución están interconectados y afectan la operación en términos técnicos y económicos, por esto, la evaluación de todo el espacio de soluciones implica considerar muchas opciones.
- Radialidad: La topología del sistema es radial para mantener bajas corrientes de cortocircuito y reducir el costo de las protecciones.
- Multiplicidad de cargas: Existen múltiples tipos de cargas conectadas al sistema tanto trifásicas como monofásicas y que pueden ser modeladas como impedancias o como potencias constantes.
- Desbalance: Debido a la presencia de cargas monofásicas, el sistema de distribución es desbalanceado, esto implica la formulación de un flujo de carga trifásico.
- Tamaño: Los sistemas de distribución implican la conexión de gran cantidad de elementos, dando origen a muchos nodos y muchas ramas.
- Incertidumbre: Predecir la carga del sistema, a largo plazo, implica el conocimiento de técnicas econométricas y probabilísticas.

Un modelamiento trifásico de todos los elementos tiene en cuenta el grado de desbalance inherente a los sistemas de distribución. (Grupo de Investigación en Planeamiento Eléctrico, 2006, p. 75)

6.5. Balance de cargas

En los sistemas de distribución es común encontrar cargas monofásicas a lo largo de alimentadores trifásicos lo cual ocasiona un aumento de las pérdidas técnicas del sistema. Las elevadas corrientes en el neutro, ocasionadas por el desbalance de las cargas, pueden generar disparos indeseados de las protecciones así como una limitación adicional en la capacidad de las líneas dada por el límite térmico del conductor de neutro.

El desbalance es implícito del tipo de cargas, especialmente debido a la existencia de transformadores monofásicos a lo largo del alimentador, esto significa que en la práctica es imposible lograr un balance total del sistema.

Las corrientes desbalanceadas producen voltajes desbalanceados que traen consigo caída de voltaje en líneas, transformadores, etc., y como resultado de esto se dan desequilibrios en las tensiones aplicadas en las cargas. En los sistemas de distribución que presenten cargas desequilibradas tiene un costo operativo mayor.

Entre los beneficios que se pueden obtener a partir del balanceo de carga en las redes de media tensión y que favorecen tanto a la empresa distribuidora como a los usuarios; se puede citar los siguientes:

- Mejora el voltaje igualando las caídas de tensión en cada fase a lo largo del alimentador.
- Mejora la capacidad de conducción en las líneas.
- El beneficio de este análisis, puede ser realizado sin invertir capital económico (Correa, Bolaños & Garcés Ruiz, 2007, p. 55)

La mejor solución para el problema de balance de fases es aquella que no produzca corrientes de secuencia cero, es decir, aquella solución que genere un sistema balanceado. Sin embargo, esto no es siempre posible debido a las características propias de los sistemas de distribución, como por ejemplo:

- Presencia de cargas y ramales monofásicos.
- Dificultad para hacer cambios a nivel secundario.
- Presencia de cargas combinadas.

Las distintas configuraciones implican que los transformadores y las cargas puedan ser trifásicos o monofásicos. Esta característica y el hecho que las cargas mismas puedan ser de distinta naturaleza hacen que el sistema, a nivel de distribución, deba operar de forma desbalanceada.

En sistemas trifásicos, la distribución puede realizarse con tres o cuatro hilos. Este último caso se presenta cuando se cuenta con neutro. Adicionalmente, las cargas pueden tener configuraciones trifásicas o monofásicas. Esto implica un modelamiento trifásico de todos los

elementos del sistema. Son pocos los trabajos realizados en esta temática. En Zhu, citado en Zhu, Bilbao & Mo - Yuen, 1998, p. 1487-1493) se muestra un algoritmo de balanceo de fases el cual utiliza una aproximación lineal del problema. La metodología asume modelos de carga de corriente constante por lo cual no es necesario implementar un flujo de carga de forma explícita. Al ser un modelo lineal la solución es única. No obstante, este problema requiere de un elevado esfuerzo computacional para sistemas de gran tamaño. En la actualidad, técnicas como el denominado método de puntos interiores pueden ayudar a reducir significativamente el tiempo de cálculo, ya que ha mostrado ser más eficiente que métodos tradicionales como el simplex, en los procesos de solución de problemas lineales de gran tamaño.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que se tomarían decisiones sobre el modelo lineal, que es un modelo aproximado, y sólo es adecuado en puntos cercanos al punto de operación alrededor del cual se realiza el análisis.

Zhu, citado en Zhu, Bilbao, & Mo - Yuen, 1999, p. 1508-1513), también propone un algoritmo de balanceo de fases aplicando el método de optimización combinatorial denominado Recocido Simulado (Simulated Annealing). En este método, la función objetivo es de tipo no-lineal, la cual es más adecuada, y considera los costos de realizar un cambio en cada carga. Cuando se intenta resolver el problema no lineal para un sistema de distribución de gran tamaño, surge el denominado fenómeno de explosión combinatoria y el problema fácilmente puede convertirse en un problema NP-completo. Esto implica que el tiempo requerido para evaluar todas las opciones resultantes puede resultar prohibitivo (décadas, cientos o miles de años). En estos casos se renuncia, por lo

menos teóricamente, a encontrar la solución óptima del problema y se buscan soluciones subóptimas de alta calidad.

Los métodos combinatoriales, y en particular, las técnicas evolutivas, tienen la capacidad de encontrar soluciones explorando pocos subespacios del espacio solución. De allí la importancia de aplicar estas técnicas en la solución de este problema. De otro lado, puesto que el balance de fases está involucrado dentro de una metodología de optimización más general, donde compite con otras alternativas (como la repotenciación y la reconfiguración entre otras), es conveniente contar con un subconjunto de alternativas subóptimas de buena calidad, que con una sólo solución, así sea la óptima. El balance total del sistema no siempre es posible, pero se puede conseguir una configuración que disminuya las pérdidas técnicas del sistema, a través del balance de fases, con un costo bajo.

En la siguiente tabla, la configuración 1 ($H=1$) indica que no hay cambio de fases, las demás configuraciones implican un cambio con o sin modificación de la secuencia, por ejemplo la configuración 6 ($H=6$), cuyo valor es *CBA*, significa que de una conexión *ABC* (conexión por defecto) se debe pasar a una *CBA*, como se muestra en la figura 7.

Número (H)	Valor	Secuencia
1	ABC	No hay cambio de secuencia
2	BCA	
3	CAB	
4	ACB	Hay cambio de secuencia
5	BAC	
6	CBA	

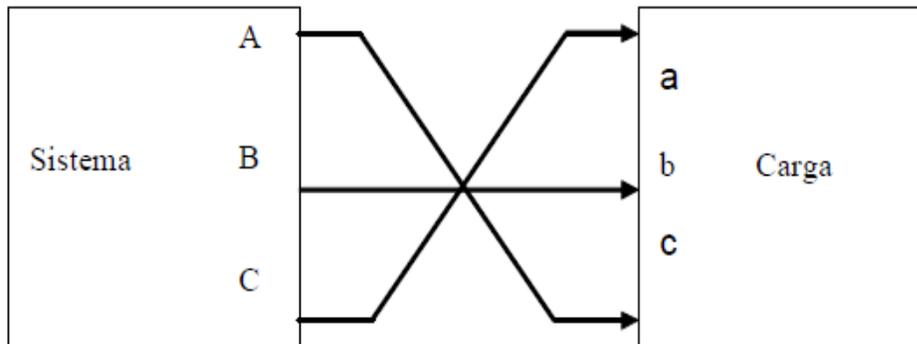


Figura 7. Configuración CBA

Las primeras tres configuraciones conservan la secuencia de la carga. Esto es especialmente importante en sistemas industriales en donde la presencia de motores eléctricos hace indeseable realizar cambios en la secuencia. En estos casos no se puede utilizar un número superior a tres. (Grupo de Investigación en Planeamiento Eléctrico, 2006, p. 88-91)

6.5.1. Circulación de corrientes por el neutro

Las cargas desbalanceadas y el contenido de armónicos (debido a la naturaleza no lineal de éstas) son las causas principales para que se presente circulación de corriente por el conductor neutro de un sistema de distribución, estas corrientes, como ya se expresó pueden tomar valores tan significativos que incluso pueden superar la corriente que circula por alguna de las fases (Cadavid & Gallego, 2003, p. 19-20), causando, además de calentamiento, pérdidas y graves daños en los sistemas, aumento del Campo Magnético debido al circuito secundario. En sistemas eléctricos de distribución de energía (trifásicos y monofásicos) los desbalances y la existencia de terceros armónicos inciden directamente en la presencia de corriente a través del conductor neutro del sistema. (Torres O. & Salazar, 2005, p. 38)

6.6. Simulaciones empleando CYMDIST

El programa de análisis de redes de distribución CYMDIST es una serie de aplicaciones que consta de un editor de red, de módulos de análisis y de bibliotecas de modelos personalizables desde las cuales el usuario puede obtener la solución más eficiente.

El programa de análisis de redes de distribución CYMDIST fue diseñado para realizar estudios de planeamiento y simular el comportamiento de las redes de distribución en distintas condiciones de funcionamiento y distintos escenarios. Incluye varias funciones incorporadas necesarias para el planeamiento, la explotación y el análisis de las redes de distribución.

Las funciones de análisis de flujo de carga, cortocircuito y optimización de la configuración eléctrica pueden ejecutarse en sistemas de distribución equilibrados o desequilibrados, con diferentes combinaciones de fases y configuraciones.

El espacio de trabajo del programa es totalmente personalizable. La representación gráfica de los componentes de la red, los resultados y los reportes puede crearse y modificarse con el fin de satisfacer el nivel de detalle requerido. Los algoritmos de CYMDIST, su flexible interfaz de usuario y sus amplias bibliotecas se basan en tecnologías innovadoras de ingeniería y en las prácticas y normas de la industria.

Los módulos adicionales del programa CYMDIST permiten realizar estudios más especializados como el análisis de la confiabilidad, de contingencias, de armónico, de configuración óptima, etc.

El programa CYMDIST es una herramienta muy potente para crear sus propios estudios predictivos por simulación para evaluar el impacto de los cambios efectuados en la red.

El CYMDIST permite realizar los siguientes estudios:

- Estudios de corto circuito.
- Evaluación de caída de tensión.
- Agregar elementos al circuito existente o tramos de red.
- Ubicación óptima de condensadores.
- Balance de carga
- Flujo de falla
- Distribución de carga.
- Crecimiento de carga. (Cooper Power Systems. CYME, 2013, p. 3) y (Copyright CYME INTERNATIONAL T&D Inc, 2009, s.p.)

6.7. Indicadores de calidad del servicio

El concepto de Calidad del Servicio en Colombia fue introducido mediante el Reglamento de Distribución (Resolución CREG 070 de 1998), como parte del sentido de integralidad de las tarifas de energía eléctrica, contemplando aspectos generales de normas técnicas en cuanto a la calidad de la onda y estableciendo parámetros en cuanto a la continuidad del servicio.

Las medidas para mejorar la confiabilidad de los circuitos de distribución de energía se pueden resumir en tres grupos:

- Reducción de la frecuencia de interrupciones
- Reducción del tiempo de interrupción
- Reducción del número de clientes afectados

La reducción de la frecuencia de las interrupciones se puede conseguir a través del refuerzo y reducción de la vulnerabilidad del sistema y sus componentes ante eventos externos.

El tiempo de interrupción representa principalmente el tiempo necesario para restablecer el suministro de energía en la zona afectada por la falla y aislando la mínima sección afectada posible. Los tiempos de interrupción se reducen con elementos redundantes así como con equipos de seccionamiento y transferencia.

Con la reducción del número de clientes afectados por cada falla se puede conseguir la disminución de todos los índices de calidad del sistema.

Una buena reconfiguración de las redes que verifique la operación segura del sistema por medio de maniobras de transferencias de circuitos en condición de contingencia y que optimice el número de maniobras, permiten minimizar los valores de energía no atendida, suministrar una calidad del servicio que proporcione mayores remuneraciones para el Operador de Red y la continuidad en la prestación del servicio a satisfacción de los consumidores.

En el alcance de este trabajo se verificará que el sistema opere de forma segura en las situaciones más críticas de contingencia.

6.7.1. Índices actuales

Los índices DES y FES eran medidos solamente a nivel del interruptor del circuito (cuánto duraba abierto -DES- y cuántas veces se abría -FES). Estos indicadores en Colombia desde la resolución CREG 070/98 y sus posteriores modificaciones exigían que se midieran a nivel de usuario final. Como en

Colombia ningún OR estaba preparado para esto, se permitió que el valor del usuario final fuera configurado con los resultados de los indicadores por transformador de distribución.

A partir del año 2012, se toman los nuevos indicadores SAIDI y SAIFI, el cambio fundamental está en que los índices SAIDI y SAIFI miden todas las interrupciones de servicio (no solo las del interruptor), incluso las de ramales y transformadores. Esta determinación la tomo el grupo empresarial de EPM.

Esto significa que ahora, se contabilizan en el cálculo los clientes asociados:

- Cada vez que se funde o abra un fusible de transformador.
- Cada vez que se funde un fusible por falla en un ramal.
- Cada vez que se abra un ramal o tramo de circuito para mantenimiento, ejecución de proyectos o para actividades de control de pérdidas.
- Cada vez que se abra un circuito por falla o mantenimiento programado. Estos índices serán afectados negativamente mientras más clientes queden sin energía.

Para el cálculo de los indicadores se consideran las interrupciones del servicio con duración igual o superior a 3 (tres) minutos y las interrupciones permanentes, no teniendo en cuenta los ciclos de reconexión automática, cualquiera que sea el origen de ellas (inclusive las originadas en los sistemas de transmisión, generación o interconectados, es decir de origen externo).

Las interrupciones excluidas para el cálculo de los indicadores son:

- Interrupciones de los clientes (Programadas o no programadas), provocadas por la operación de sus propios equipos de protección o por las fallas en sus propias instalaciones, siempre que tales interrupciones no afecten a otros clientes.
- Interrupciones debidas a situaciones climáticas o ambientales que alcancen carácter de catástrofe (fuerza Mayor).
- Interrupciones generadas por actos de terrorismo o vandalismo.
- Interrupciones por seguridad ciudadana, solicitadas por organismos competentes.
- Interrupciones por incumplimiento del contrato de servicios públicos.
- Interrupciones por corte de servicio por limitación de suministro al comercializador.
- Interrupciones generadas desde el STN o STR.

Los índices se calculan así:

SAIFI (Frecuencia Media de Interrupción del Sistema): Indica el número de veces que el cliente promedio del sistema sufre una interrupción durante un periodo de tiempo analizado.

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n ui}{N} \quad (5)$$

SAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema): Mide el tiempo total de interrupción que el cliente promedio del sistema en análisis quedó privado del suministro de energía eléctrica durante un periodo de tiempo analizado.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n tixui}{N} \quad (6)$$

Dónde:

t_i : Duración de cada interrupción

u_i : Número de clientes afectados en cada interrupción

n : Número de interrupciones del periodo.

N: Número de clientes del sistema eléctrico al final del periodo.

(Empresas Públicas de Medellín E.S.P., 2012, diapositiva)

6.7.2. Índices de la discontinuidad del servicio

A partir de la información histórica de interrupciones y demás datos consignados por los OR en la base de datos de Calidad de Transformadores del SUI, la CREG calculará un nivel de referencia de la calidad de cada OR denominado Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (*IRAD*). (Resolución CREG 097, 2008, p. 106)

Las mejoras o desmejoras en la calidad del servicio prestado por cada OR, con respecto a ese nivel de referencia, serán determinadas trimestralmente comparando el *IRAD* contra un Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (*ITAD*) el cual representa el nivel de calidad del servicio prestado durante el trimestre de cálculo. Este Índice

será estimado por el OR quien deberá elaborar un documento que soporte los cálculos correspondientes.

Estos Índices se estimarán por Nivel de Tensión, en forma independiente para el Nivel de Tensión 1 y en forma agregada para los Niveles de Tensión 2 y 3. Estos Índices deberán calcularse con una precisión no menor a 7 decimales representativos.

Cálculo del IRAD:

El Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad ($IRAD_{n,p}$) se calcula para cada OR a partir de la información que reportó en la base de datos del SUI acerca de los eventos ocurridos en su sistema trimestralmente durante los años 2006 y 2007. Este Índice se establecerá mediante Resolución particular aplicando la siguiente expresión:

$$IRAD_{n,p} = \frac{1}{2} \left[\sum_{k=k_1}^{k_2} \left(\frac{1}{G} \sum_{q=1}^G IRG_{n,q,p,k} \right) \right] = \frac{1}{2} \sum_{k=k_1}^{k_2} IRADK_{n,p,k} \quad (7)$$

Dónde:

$IRADK_{n,p,k}$: Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad, que representa el nivel promedio de Discontinuidad del servicio que percibieron los usuarios del OR conectados al Nivel de Tensión n , durante el trimestre p del año k .

$IRG_{n,q,p,k}$: Índice de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad q , en el trimestre del año k y en el Nivel de Tensión n

G : Cantidad de grupos de calidad en los que el OR tiene usuarios

k : Años de referencia en donde $k_1=2006$ y $k_2=2007$

p : Trimestre de cada año, para el que se elabora el cálculo. (1 de enero a 31 de marzo, 1 de abril a 30 de junio, 1 de julio a 30 de septiembre y 1 de octubre a 31 de diciembre).

Cálculo del ITAD:

El Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD $_{n,p}$) es el Índice medio de la calidad del servicio prestado por un OR y es calculado por el OR a partir de los registros de las interrupciones consignadas en la base de datos de calidad del SUI ocurridas en su sistema de distribución durante el trimestre de evaluación.

El ITAD $_{n,p}$ se calcula trimestralmente, para cada OR, como sigue:

$$ITAD_{n,p} = \frac{1}{G} \sum_{q=1}^G ITG_{n,q,p} \quad (8)$$

Dónde:

ITG $_{n,q,p}$: Índice Trimestral de Discontinuidad por Grupo de Calidad q , en el Nivel de Tensión n y en el trimestre p .

G : Cantidad de grupos de calidad en los que el OR tiene usuarios.

p: Trimestre de cada año, para el que se elabora el cálculo. (1 de enero a 31 de marzo, 1 de abril a 30 de junio, 1 de julio a 30 de septiembre y 1 de octubre a 31 de diciembre). (Resolución CREG 097, 2008, p. 108-109)

7. DESARROLLO PARA EL LOGRO DE LOS OBJETIVOS

➤ Estado Actual de los Circuitos

Para conocer el estado actual de cargabilidad de los circuitos se consultaron las bases de datos BDHConsultor, que contiene la corriente horaria medida de los circuitos y subestaciones de distribución que son monitoreados por sistema SCADA. Dichos valores se consolidaron en la hoja de cálculo lmx_13.2 kV_2013 y se consideraron los requerimientos presentados por el Área de Operación y Calidad de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. sobre alta cargabilidad en los circuitos de la subestación Ancón Sur y la contingencia con la subestación Caldas.

➤ Corrientes y potencias

Para seleccionar la corriente máxima de cada circuito se toma el percentil que más se ajusta al estado normal del circuito sin transferencias de otros circuitos y sin considerar los estados de energía no suministrada. La selección del percentil depende del tiempo que el circuito toma o entrega carga con circuitos aledaños, se debe inspeccionar los percentiles más altos y detectar la presencia de cambios elevados de corrientes entre percentiles cercanos, esta situación corresponde a transferencias de carga de corta duración que están por fuera de la condición operativa normal del circuito y se consideran como valores extremos que no son considerados en los análisis de red. El período para el que se analizaron los valores históricos de corrientes fue de veintiún semanas (21) a partir del primero (1) de enero de 2013. Ver las curvas de demanda máxima semanal en el Anexo 1.

A continuación se ilustra con un ejemplo la curva de duración de carga y los percentiles de corriente para el circuito R12-13.

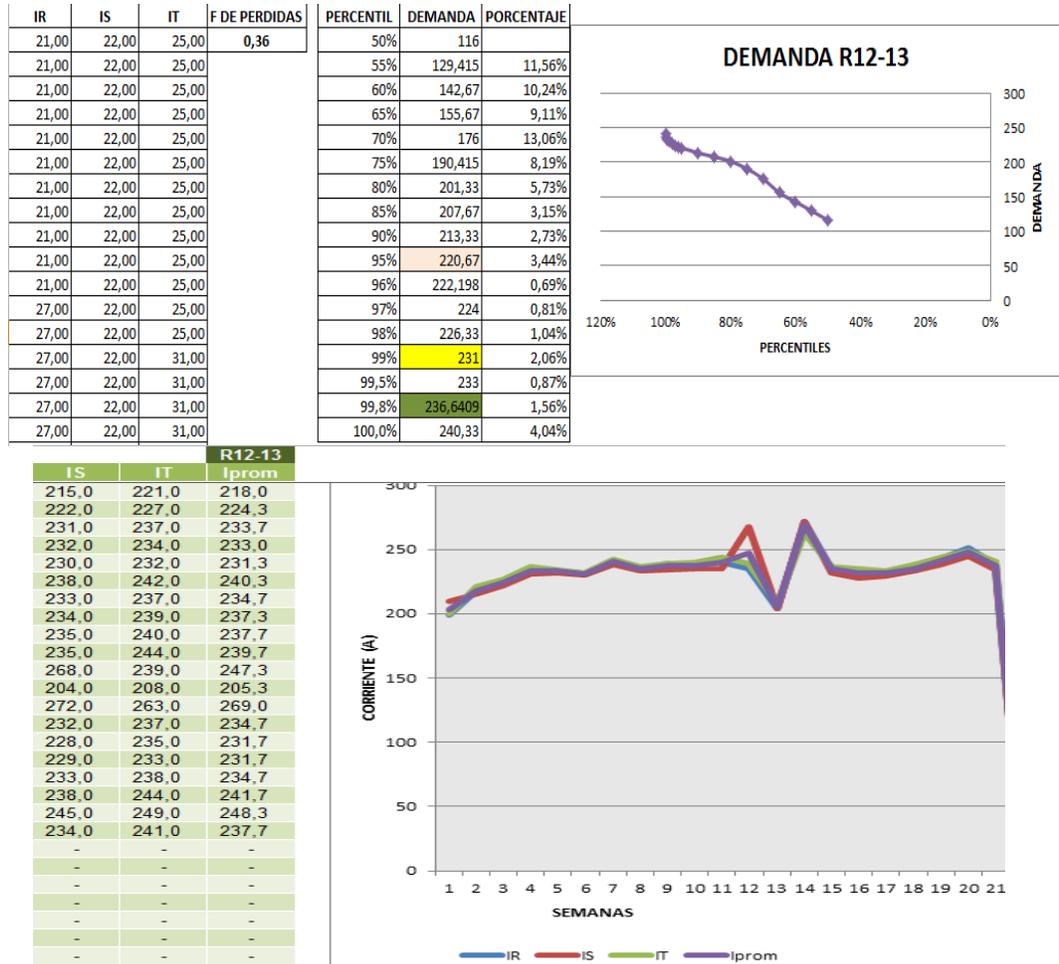


Figura 8. Curva de percentiles del circuito R12-13 y demanda máxima semanal

Del análisis de los percentiles de corriente y de la curva de demanda, se puede observar que el percentil 99.8% equivale al promedio de la corriente por fase del circuito de 237 A.

A continuación se detallan los datos por subestación y circuito.

7.1. Subestación Caldas

La subestación Caldas está ubicada en el municipio del mismo nombre, posee dos (2) transformadores de 20 MVA con relación de transformación 44kV/13.2kV cada uno, los cuales alimentan cinco (5) circuitos con una longitud total de 118.53 km codificados como R14, tiene un circuito que consiste en cable subterráneo que sirve como emergencia común a todos los cables subterráneos de los circuitos y que sale en estado abierto junto con la salida de cada circuito. Este circuito sirve de respaldo ante falla de cable subterráneo y para esta subestación, el circuito toma carga como R14-05. Actualmente, se encuentran conectados 834 transformadores de distribución. En la Figura 9 se presenta el diagrama unifilar de la subestación. Los circuitos de distribución conectados de subestación Caldas se presentan en la Figura 10.

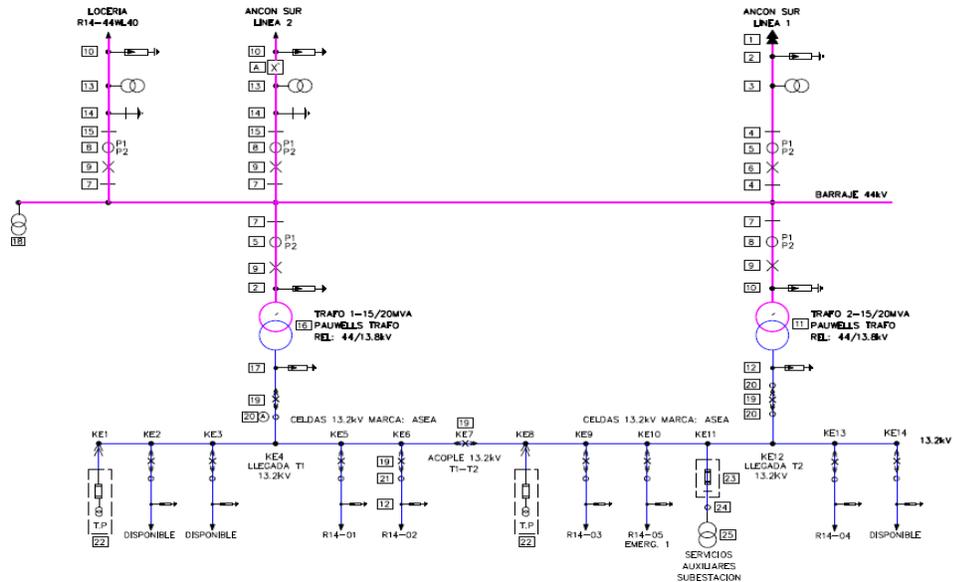


Figura 9. Diagrama unifilar subestación Caldas

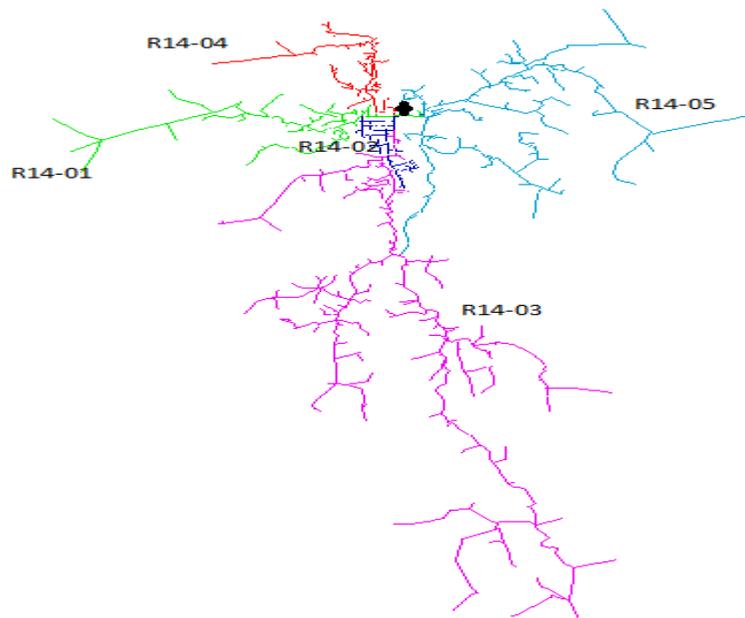


Figura 10. Topología de los circuitos de la subestación Caldas

De los análisis de corriente histórica se obtienen las corrientes máximas resumidas en la Tabla 1..

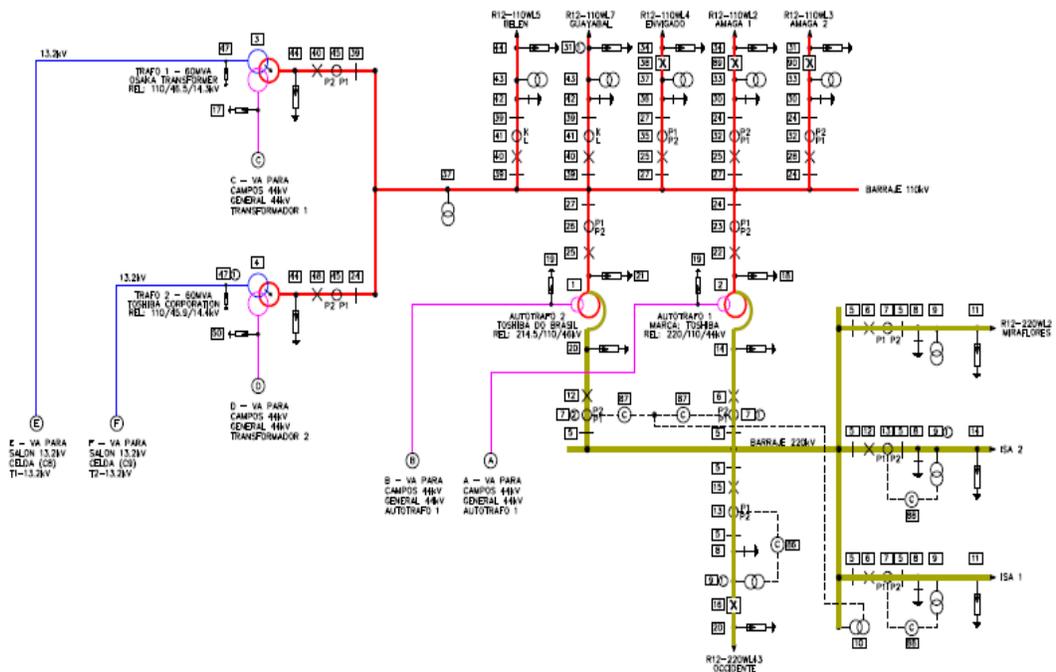
Tabla 1. Resumen subestación Caldas, corriente y potencia

CIRCUITOS INTERVENIDOS				
Circuito	Corriente (A)	Potencia (MVA)	F de Pérdidas	I^2 Diseño
R14-01	87	1,98	0,45	7511,11
R14-02	120	2,75	0,52	14480,11
R14-03	139	3,19	0,48	19413,78
R14-04	119	2,73	0,73	14240,44
R14-05	149	3,41	0,43	22201,00

Los circuitos de la subestación Caldas se encuentran en niveles aceptables de cargabilidad.

7.2. Subestación Ancón Sur

La subestación Ancón Sur está ubicada en el municipio de La Estrella, posee dos (2) transformadores de 60 MVA relación de transformación 110kV/13.2kV cada uno, los cuales alimentan catorce (14) circuitos con una longitud total de 294.01 km. También tiene un circuito que consiste en cable subterráneo que sirve como emergencia común a todos los cables subterráneos de los circuitos. Este circuito es una oportunidad de emplear alguna de su extensión para implementar un nuevo circuito. La denominación para estos circuitos es R12 y actualmente, se encuentran conectados 2908 transformadores de distribución.



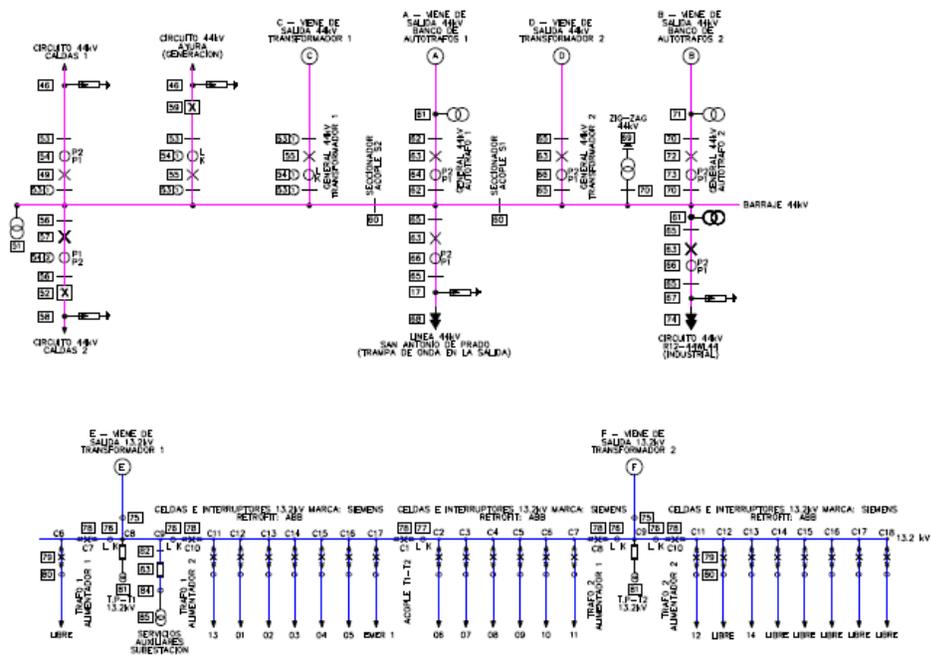


Figura 11. Diagrama unifilar subestación Ancón Sur

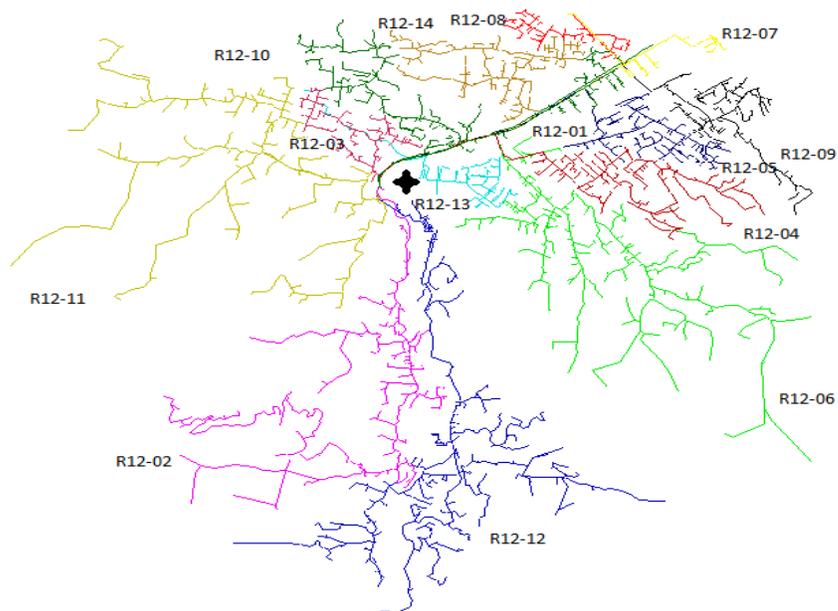


Figura 12. Topología de los circuitos de la subestación Ancón Sur

En la siguiente tabla se resumen las corrientes y potencias de los circuitos de la subestación Ancón Sur.

Tabla 2. Resumen Subestación Ancón Sur, corriente y potencia

CIRCUITOS INTERVENIDOS				
Circuito	Corriente (A)	Potencia (MVA)	F de Pérdidas	I² Diseño
R12-01	225	5,14	0,33	50625,00
R12-02	265	6,05	0,40	70048,44
R12-03	118	2,70	0,51	13924,00
R12-04	217	4,97	0,54	47233,78
R12-05	315	7,20	0,41	99225,00
R12-06	159	3,64	0,22	25387,11
R12-07	171	3,91	0,36	29241,00
R12-08	129	2,96	0,24	16727,11
R12-09	211	4,83	0,54	44661,78
R12-10	275	6,29	0,36	75625,00
R12-11	113	2,58	0,55	12769,00
R12-12	302	6,90	0,31	91002,78
R12-13	237	5,43	0,36	56327,11
R12-14	182	4,16	0,38	33124,00

De los circuitos de la subestación Ancón Sur, seis se encuentran con alta cargabilidad, tres se encuentran en el límite de cargabilidad y cinco están bien de cargabilidad.

7.3. Subestación Itagüí

La subestación Itagüí está ubicada en el municipio del mismo nombre, posee un (1) autotransformador de 60 MVA, relación de transformación 110kV/44kV/13.2kV, alimenta ocho (8) circuitos con una longitud total de 90.99 km, codificados como R35, con circuito de emergencia y actualmente posee 999 transformadores de distribución conectados.

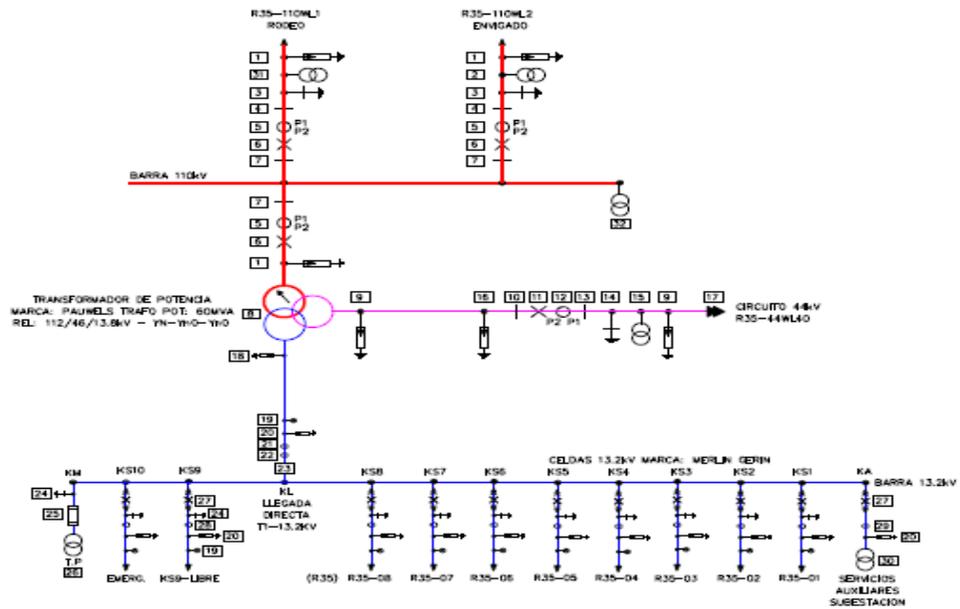


Figura 13. Diagrama unifilar subestación Itagüí

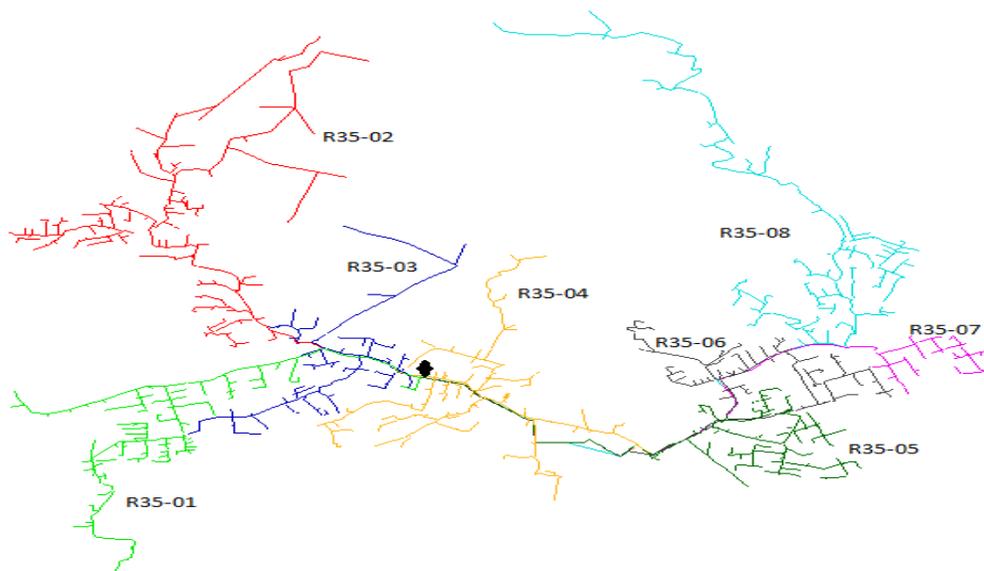


Figura 14. Topología de los circuitos de la subestación Itagüí

Las corrientes y potencias de los circuitos de la subestación Itagüí se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3. Resumen Subestación Itagüí, corriente y potencia

CIRCUITOS INTERVENIDOS				
Circuito	Corriente (A)	Potencia (MVA)	F de Pérdidas	I ² Diseño
R35-01	112	2,56	0,50	12544,00
R35-02	126	2,88	0,57	15876,00
R35-03	132	3,01	0,57	17336,11
R35-04	139	3,19	0,51	19413,78
R35-05	180	4,12	0,34	32520,11
R35-06	133	3,05	0,50	17777,78
R35-07	64	1,46	0,62	4053,44
R35-08	142	3,25	0,38	20164,00

Los circuitos de la subestación Itagüí, se encuentran en un estado aceptable de cargabilidad.

7.4. Proyección de demanda 2010 – 2028

La proyección de demanda de potencia de transformadores de las subestaciones analizadas se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4. Proyección de la Demanda transformadores de subestaciones analizadas (MVA)

	Etiquetas de fila	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	TACC
Ancón Sur T1	R12-T1	31,5	32,6	33,8	35,1	36,3	37,4	38,5	39,6	41,1	42,2	43,3	44,4	45,6	46,6	48,0	49,0	50,1	2,91%
Ancón Sur T2	R12-T2	30,9	32,0	32,7	33,5	34,5	35,4	36,1	37,0	38,0	38,9	39,7	40,8	41,8	42,4	43,2	44,2	45,2	2,34%
Caldas T1	R14-T1	5,5	5,6	5,7	5,9	5,9	6,0	6,1	6,3	6,4	6,4	6,5	6,6	6,8	6,9	7,0	7,0	7,2	1,76%
Caldas T2	R14-T2	9,2	9,3	9,4	9,5	9,7	9,8	9,9	10,0	10,1	10,3	10,4	10,5	10,6	10,7	10,8	11,0	11,1	1,16%
Itagüí	R35-T1	22,5	22,9	23,5	23,9	24,3	24,7	25,1	25,5	25,9	26,3	26,6	27,0	27,4	27,8	28,3	28,8	29,2	1,63%

En la tabla 4 se prevé que para el período de 15 años, la demanda de la subestación Caldas crecerá en un 24%, la subestación Ancón Sur un 53% y la subestación Itagüí crecerá en un 30% en todo el período.

7.5. Planes de mejoramiento urbano en el área de influencia de las subestaciones

Como acciones de plan de infraestructura que aplica para las Subestaciones de Caldas, Ancón Sur e Itagüí, se encontró lo siguiente:

7.5.1. Subestación Caldas

En inmediaciones de la subestación Caldas, se adelantan trabajos de ampliación vial de la doble calzada Ancón Sur – Primavera, la cual requiere del traslado de los alimentadores principales de todos los circuitos, acción que podría ser aprovechada para dar salida a un nuevo circuito del transformador N° 1 de la subestación, ésta sería en la carrera 45 por calle 128Sur.

En el municipio de Caldas, se estima un incremento considerable de bodegas destinadas a industria y comercio que estaría ubicado en la variante de Caldas hasta las partidas para el municipio de Amagá. En la figura se muestra el sector.



Figura 15. Zona de Futuro Crecimiento en el Municipio de Caldas

Fuente: Google earth

7.5.2. Subestación Ancón Sur

En la calle 80Sur por carrera 50 del municipio de La Estrella, por los trabajos realizados en la construcción de la estación La Estrella, del Metro de Medellín, se tienen instalados tres ductos con tubos de 6 pulgadas de diámetro en PVC, que atraviesan el río Medellín desde la carrera 50 hasta la carrera 49 Avenida Regional.

En el municipio de Sabaneta, se estima que para los próximos diez años, estén ingresando 10860 viviendas nuevas en los sectores de vereda La Doctora y el sector de Villa del Carmen. Además, la construcción de un centro terminal de carga, el cual estaría ubicado en Ancón Sur, entre los municipios de Sabaneta y La Estrella. Así mismo, en el sector de Mayorca, entre los municipios de Sabaneta y Envigado, se adelantan obras de uso comercial que requieren altas demandas de energía.



Figura 16. Zona de Futuro Crecimiento en el Municipio de Sabaneta

Fuente: Google earth

7.5.3. Subestación Itagüí

En el municipio de Itagüí, en la calle 31 por la carrera 42, se tienen instalados cinco ductos con tubos de 6 pulgadas de diámetro en PVC, que van desde la carrera 42 y cruzan por el puente sobre el Río Medellín hasta llegar a la carrera 49 con la calle 60Sur y continuando por la calle 60Sur hasta la carrera 48 (Avenida Las Vegas) del municipio de Sabaneta. En su recorrido se encuentran cámaras disponibles que facilitarían el tendido de cable para circuitos adicionales. Dichas obras fueron construidas por la ampliación del puente requerida por el paso del Metro de Medellín.

Itagüí, presenta un crecimiento normal en el desarrollo industrial y habitacional.



Figura 17. Zona para extender circuitos canalizados

Fuente: Google earth

8. SIMULACIONES

Para realizar las simulaciones en CYMDIST, se matriculan los circuitos asociados a la subestación y se ingresan con las corrientes por fase. Luego, se selecciona el objetivo de simulación. Los objetivos que presenta el CYMDIST de selección, para realizar las simulaciones son:

- Minimizar casos de sobrecarga
- Minimizar tensiones extremas
- Equilibrar alimentadores redistribuyendo carga
- Equilibrar alimentadores redistribuyendo longitud
- Minimizar pérdidas kW (cambio de ramal local)
- Minimizar pérdidas kW (cambio de ramal global)

Teniendo modelado el grupo de circuitos en el CYMDIST, se procedió a correr el programa, solicitando obtener la configuración ideal de forma automática. Al realizar varias simulaciones, se encontró que estas sólo presentaban solución, en algunos grupos, al seleccionar el objetivo “Minimizar pérdidas kW (cambio de ramal global)”.

A manera de ejemplo, se muestran en la figura 18 las maniobras a realizar, esto es qué puntos de la red se abren y cuáles se cierran, para los circuitos del grupo 3. En la figura 19 se muestran los resultados de la simulación de los circuitos del grupo 2. Los resultados totales se adjuntan en el anexo 2.

Al no encontrar una reconfiguración ideal automáticamente, se realizó una reconfiguración manual a partir de indicadores para mejora de carga y pérdidas técnicas.

Maniobras de conmutación (* significa nueva ubicación)		
Nombre del tramo	Acción	Nombre del interruptor seccionador
3708_CUCHILL_R12-12_R12-02	Cerrar	3708-SECTIONALIZER
2886_SUICHE_R12-02_R12-12	Cerrar	2886-ESUICHE
2525_SUICHE_R12-12_R14-04	Cerrar	2525-ESUICHE
1989655_CUCHILL_R14-04_R12-12	Cerrar	1989655-SECTIONALIZER
1438_CUCHILL_R14-05_R14-04	Cerrar	1438-SECTIONALIZER
2623 *	Abrir	2623-2
2574 *	Abrir	2574-1
1989891	Abrir	1989891-EREFEREN
3672	Abrir	3672-EREFEREN
1479 *	Abrir	1479-1

Resumen de la red									
Nombre del alimentador	Capacidad	Carga inicial		Carga final		Pérdidas iniciales	Pérdidas finales	Longitud inicial	Longitud final
	kVA	kVA	%	kVA	%	kW	kW	m	m
R12-02	5000.0	6047.7	120.95	5000.2	100.00	281.38	215.97	26618.7	14287.9
R12-12	5000.0	6890.2	137.80	4355.8	87.12	365.90	184.84	35916.6	15226.2
R14-01	5000.0	1980.8	39.62	1980.8	39.62	43.80	43.80	14603.1	14603.1
R14-04	5000.0	2728.0	54.56	6198.3	123.97	59.18	224.85	10763.9	44293.2
R14-05	5000.0	3406.7	68.13	3409.4	68.19	89.46	89.46	30041.8	29500.5

Figura18. Maniobras de conmutación sugeridas para el grupo 3 por CYMDIST

En este caso, si detallamos los circuitos R12-02 y R12-12, que son circuitos críticos de este grupo por cargabilidad y atención de contingencia, encontramos que el circuito R12-02 con una potencia de 6,00 MVA pasa a una carga de 5,0 MVA y el circuito R12-12 con una carga de 6,89 MVA pasa a una carga de 4,35 MVA.

Para los circuitos del grupo 2, al seleccionar en CYMDIST el objetivo de operación, en este caso “Equilibrar alimentadores redistribuyendo carga”, el sistema no encontró ninguna maniobra que pueda mejorar el sistema. Tal como se muestra en la figura 19.

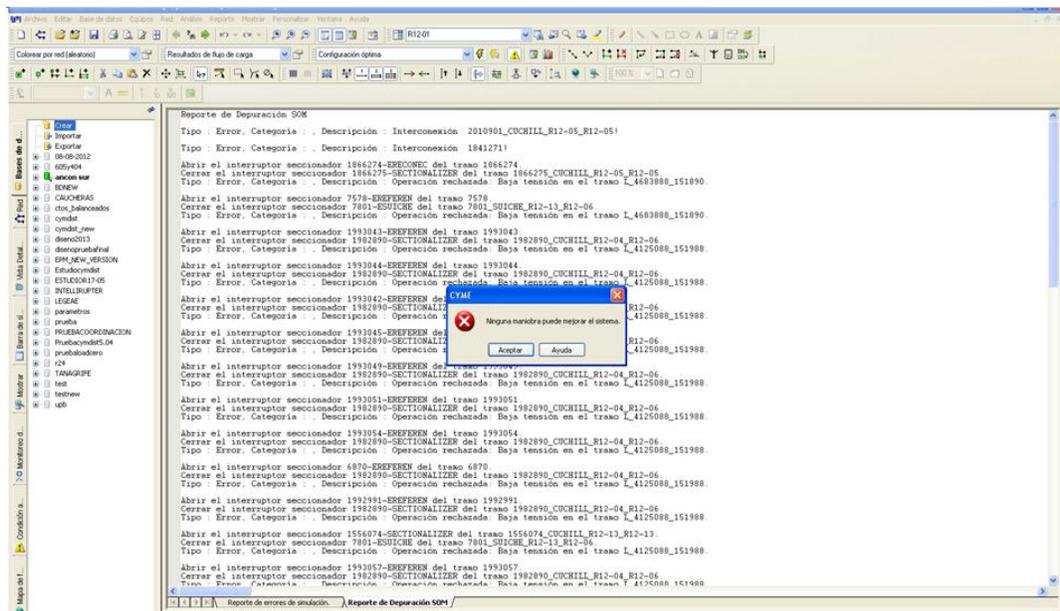


Figura 19. Resultados en CYMDIST para el grupo 2

La mejor reconfiguración esperada de los circuitos no fue posible obtenerla, pensando en que el simulador entregaría los nuevos recorridos de estos y sus puntos de transferencia de carga para obtener el circuito ideal.

Para solucionar el problema, será necesario considerar una visión macro de la topología de los circuitos, tener en cuenta la infraestructura existente, evaluar factores económicos y aplicar los conceptos del marco teórico.

Teniendo en cuenta todos estos detalles, se procedió a separar ramas para transferirlas a alimentadores principales de circuitos vecinos, abriendo y cerrando seccionadores, instalando nuevos seccionadores y construyendo nuevos tramos de red.

Con la simulación automática, el circuito R12-02, quedaría con una cargabilidad del 100%, por lo que no podría tomar carga adicional y si

aplicamos el método propuesto, el circuito R12-02, quedaría con una cargabilidad del 77,6%, por lo tanto estaría en capacidad de recibir carga.

8.1. Reconfiguraciones obtenidas

La topología de los circuitos a reconfigurar está compuesta por un total de veintisiete (27) circuitos en la actualidad de los cuales diez (10) circuitos no se consideró necesario reconfigurarlos en este estudio. Además, se crearon dos (2) circuitos nuevos que tomaron carga de otros circuitos y un circuito que cambió en su recorrido. En total la reconfiguración se realizó a diecinueve (19) circuitos.

Con base en la metodología establecida, se procedió a agrupar el total de los circuitos en tres grupos teniendo en cuenta su ubicación geográfica y su estado de vecindad para transferir carga entre ellos.

Los circuitos en estudio son radiales y la topología en los tres grupos presenta características diferentes en las que se tienen circuitos ubicados en zonas geográficas densas con pocos espacios en sus calles que permitan construir redes nuevas, que ayuden a tener nodos de transferencia entre los circuitos; zonas de crecimiento urbanístico residencial rural de montañas con vegetación espesa en las que sólo llegan ramales monofásicos y zonas de alto desarrollo industrial con un solo circuito que atienden la demanda. Teniendo en cuenta estas características se procedió a realizar las simulaciones.

Para validar los datos, y la regulación de los circuitos involucrados en la reconfiguración, se utilizó el programa CYMDIST, al cual se ingresó la información de topología de los circuitos y los datos de las corrientes por circuito y por grupo seleccionado. Las corrientes máximas calculadas por circuito se ingresaron por fase, esto para la ejecución de análisis de flujos de

carga radiales desbalanceados y su valor se tomó de la hoja de cálculo Imx_13.2 kV_2013. La corriente total por circuito es la base para que CYMDIST asigne la demanda que tiene cada carga del circuito (transformador de distribución).

Los grupos se conformaron así:

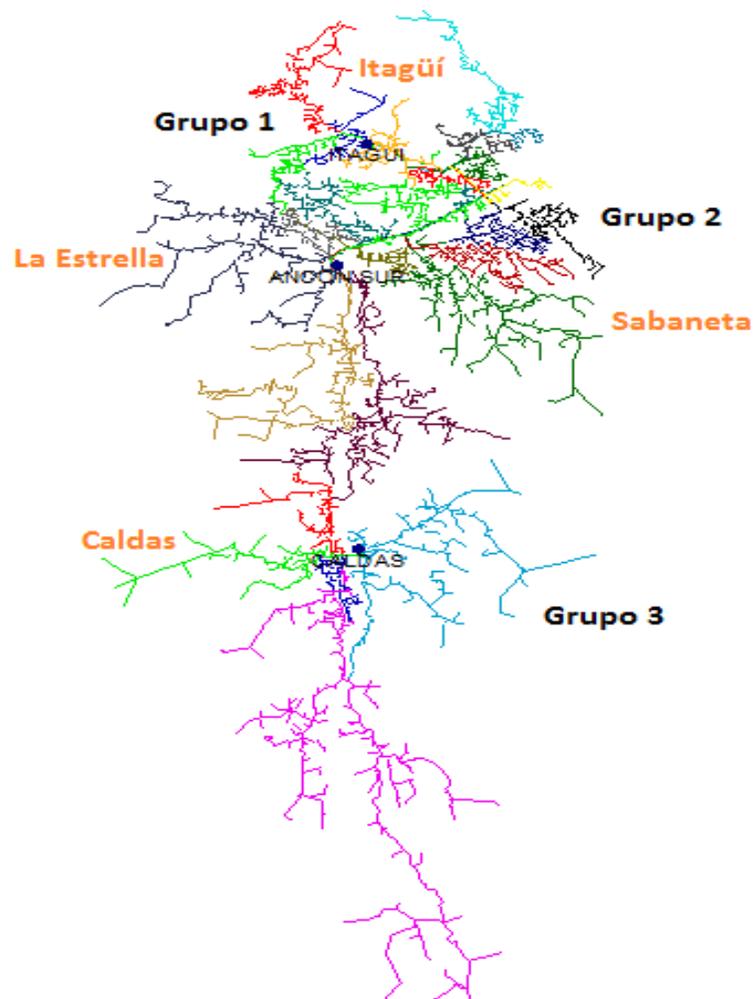


Figura 20. Topología actual de los circuitos

8.1.1. Grupo 1

Conformado por los circuitos ubicados geográficamente en el municipio de Itagüí comprendiendo los sectores desde inmediaciones de la Avenida 37B (Avenida Pilsen), costado occidental de la Autopista Sur hasta los límites con el municipio de La Estrella, municipio de La Estrella (urbano) y Ditaires hasta el corregimiento de San Antonio de Prado. Para este grupo no se crean circuitos nuevos. Sin embargo, el circuito R12-08 desaparece de este grupo y su carga es tomada por los circuitos R35-04 y R12-14. Queda conformado el grupo por 11 circuitos.



Figura 21. Área de influencia del circuito R12-08 actual

Fuente: Google earth

Tabla 5. Grupo 1, conformado para simular

GRUPO 1			
Subestación	Circuito	Potencia (MVA)	Estado
Itagüí	R35-01	2,56	Desbalance
Itagüí	R35-02	2,88	Bueno
Itagüí	R35-03	3,01	Desbalance
Itagüí	R35-04	3,19	Bueno
Itagüí	R35-05	4,12	Bueno
Itagüí	R35-06	3,05	Bueno
Itagüí	R35-07	1,46	Desbalance
Itagüí	R35-08	3,25	Bueno
Ancón Sur	R12-03	2,70	Bueno
Ancón Sur	R12-08	2,96	Cambia
Ancón Sur	R12-10	6,29	Sobrecarga
Ancón Sur	R12-14	4,16	Bueno

En este grupo los circuitos de Itagüí entrarían a tomar carga de Ancón Sur.

➤ Topología Actual y Reconfigurada

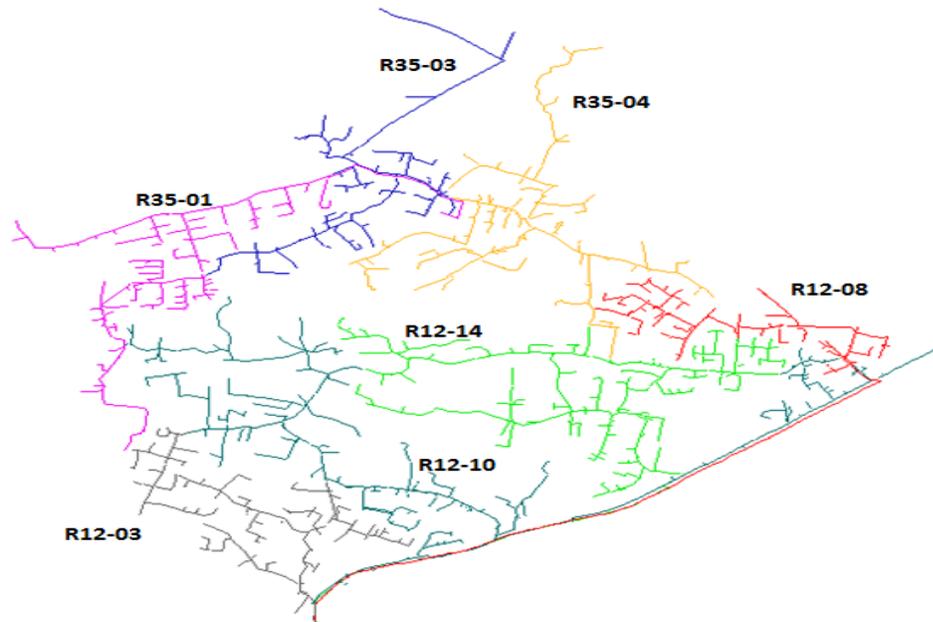


Figura 22. Topología actual de los circuitos del grupo 1

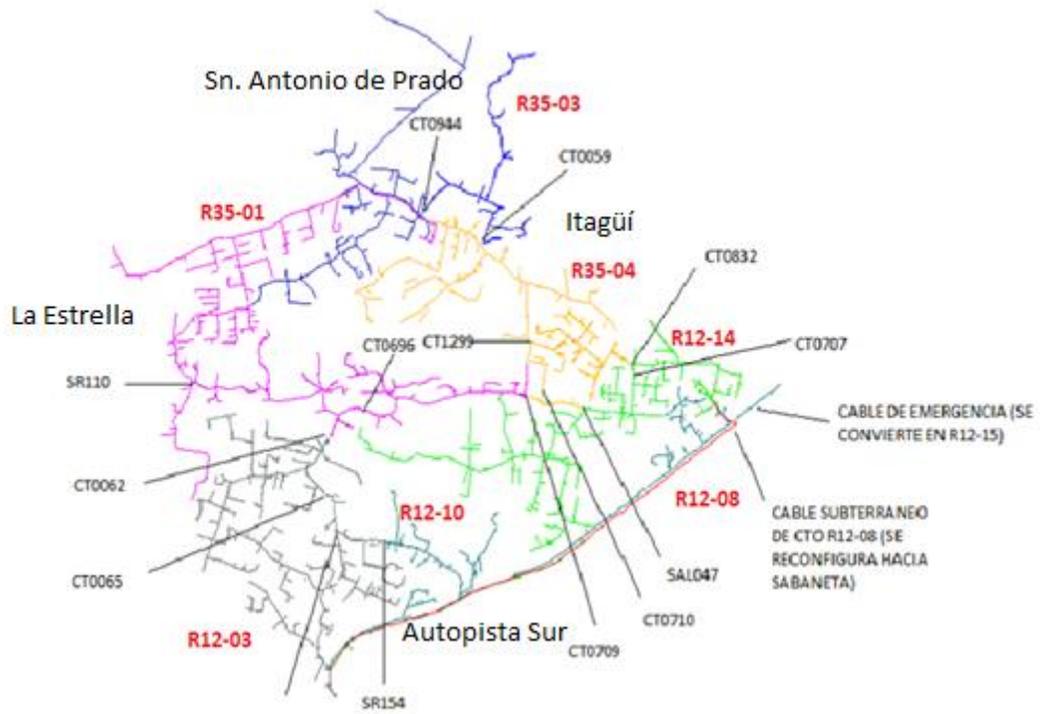


Figura 23. Topología reconfigurada de los circuitos del grupo 1

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos en la simulación:

Tabla 6. Transferencia de carga entre los circuitos grupo 1

SIMULACION GRUPO 1										
Circuito	Carga Actual (MVA)	Carga Proyectada (MVA)	Carga Entrega (MVA)	Circuito Recibe	Carga Recibe (MVA)	Circuito Entrega	Carga Entrega (MVA)	Circuito Recibe	Carga Recibe (MVA)	Circuito Recibe
R35-01	2,56	4,12	-	-	0,42	R12-10	-	-	1,14	R12-14
R35-02	2,88	2,88	-	-	-	-	-	-	-	-
R35-03	3,01	3,66	-	-	0,65	R35-04	-	-	-	-
R35-04	3,19	4,31	0,66	R35-03	0,55	R12-14	-	-	1,21	R12-08
R35-05	4,12	4,12	-	-	-	-	-	-	-	-
R35-06	3,05	3,05	-	-	-	-	-	-	-	-
R35-07	1,46	1,46	-	-	-	-	-	-	-	-
R35-08	3,25	3,25	-	-	-	-	-	-	-	-
R12-03	2,70	4,18	-	-	1,49	R12-10	-	-	-	-
R12-08	2,96	0,00	1,21	R35-04	-	-	1,75	R12-14	-	-
R12-10	6,29	4,38	0,42	R35-01	-	-	1,49	R12-03	-	-
R12-14	4,16	4,20	1,14	R35-01	1,75	R12-08	0,55	R35-04	-	-

Los circuitos R35-02, R35-05, R35-06, R35-07 y R35-08 continuarían igual en su trayecto y estarían disponibles para soportar contingencias que se presenten.

8.1.2. Grupo 2

Conformado por los circuitos ubicados geográficamente en el municipio de Itagüí comprendiendo los sectores desde inmediaciones de la calle 31, costado oriental de la Autopista Sur hasta los límites con el municipio de La Estrella y el municipio de Sabaneta. Para este grupo se crean los circuitos R12-08 nuevo en su recorrido y el circuito R12-15 conectado al cable de emergencia E₁ y continúa con la conexión del transformador uno (1) de la subestación por equilibrio de carga. Queda conformado este grupo por 9 circuitos.

Tabla 7. Grupo 2, conformado para simular

GRUPO 2			
Subestación	Circuito	Potencia (MVA)	Estado
Ancón Sur	R12-01	5,14	Sobrecarga
Ancón Sur	R12-04	4,97	Desbalance
Ancón Sur	R12-05	7,20	Sobrecarga
Ancón Sur	R12-06	3,64	Bueno
Ancón Sur	R12-07	3,91	Bueno
Ancón Sur	R12-08	0,00	Nuevo
Ancón Sur	R12-09	4,83	Bueno
Ancón Sur	R12-13	5,43	Sobrecarga
Ancón Sur	R12-15	0,00	Nuevo

Para este grupo se requiere de nuevos circuitos que tomen carga.

- Topología Actual y Reconfigurada

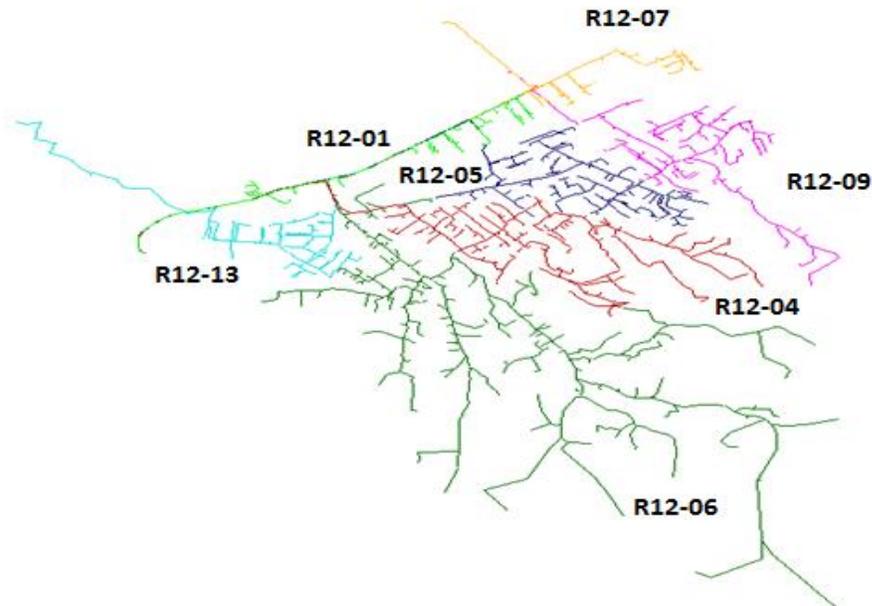


Figura 24. Topología actual de los circuitos del grupo 2

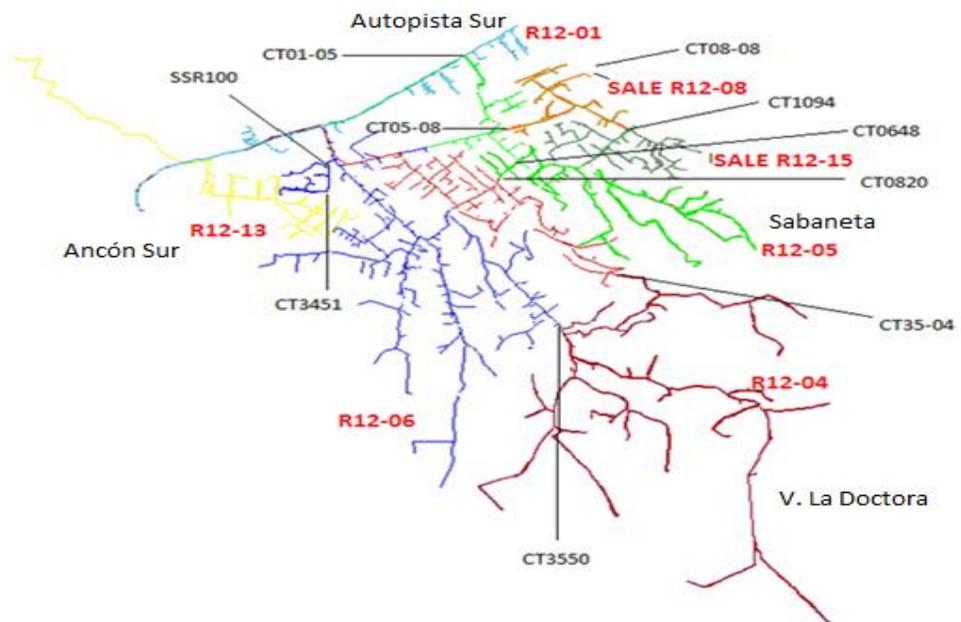


Figura 25. Topología reconfigurada de los circuitos del grupo 2

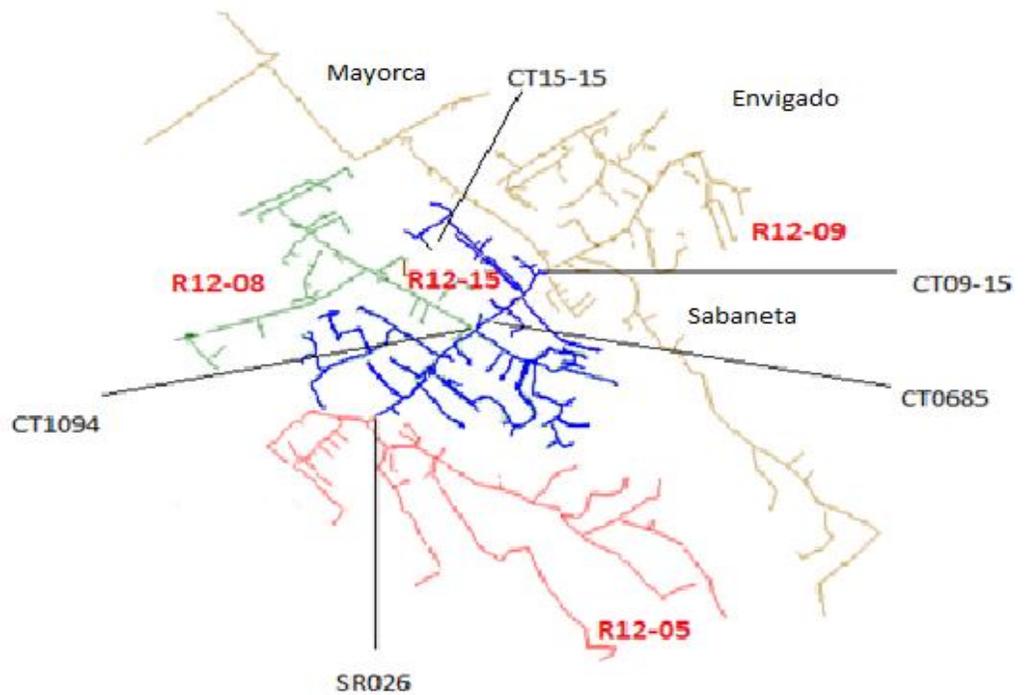


Figura 26. Detalle de la topología reconfigurada de los circuitos R12-08, R12-09 y R12-15

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos en la simulación.

Tabla 8. Transferencia de carga entre los circuitos grupo 2

SIMULACION GRUPO 2										
Circuito	Carga Actual (MVA)	Carga Proyectada (MVA)	Carga Entrega (MVA)	Circuito Recibe	Carga Recibe (MVA)	Circuito Entrega	Carga Entrega (MVA)	Circuito Recibe	Carga Recibe (MVA)	Circuito Recibe
R12-01	5,14	4,64	0,50	R12-05	-	-	-	-	-	-
R12-04	4,97	4,15	0,82	R12-05	0,86	R12-06	-	-	-	-
R12-05	7,20	3,64	3,03	R12-08	0,50	R12-01	2,26	R12-15	0,82	R12-04
R12-06	3,64	4,33	0,86	R12-04	1,55	R12-13	-	-	-	-
R12-07	3,91	3,91	-	-	-	-	-	-	-	-
R12-08*	0,00	3,03	-	-	3,03	R12-05	-	-	-	-
R12-09	4,83	3,92	0,91	R12-15	-	-	-	-	-	-
R12-13	5,43	3,88	1,55	R12-06	-	-	-	-	-	-
R12-15	0,00	3,18	-	-	0,91	R12-09	-	-	2,26	R12-05

El circuito R12-08 cambiaría en su trayecto como tal y se empalmaría su cable subterráneo en la carrera 42 por calle 31 continuando canalizado por la calle 31 hasta llegar a la calle 60Sur por carrera 48A, en donde saldría en poste a instalar con las cuchillas CT08-08 y continuaría aéreo por la carrera 48A tomando parte de la carga del circuito R12-05 construyendo 98 m de alimentador principal trifásico en cable 266.8 ACSR y se repotenciaría 112 m de trifásica en el mismo calibre hasta la calle 61Sur.

El circuito tomaría la carga del circuito R12-05 comprendida en la carrera 49 por calle 60Sur y calle 61Sur y por la calle 61Sur hasta la carrera 43A en cuchillas CT1094 de transferencia con el circuito nuevo R12-15.

Para el nuevo circuito R12-15 a instalar, asignar la celda de la emergencia del transformador N°1 de la subestación Ancón Sur. El circuito saldría en el poste a hincar con cuchillas de salida CT15-15 ubicado en la

carrera 48 por calle 60Sur de Sabaneta. Su alimentador principal sería el cable Cu 350 MCM de emergencia que viene de la subestación Ancón Sur y que llegando por la carrera 42 hasta la calle 31, sería desviado subterráneo en tubos existentes por la calle 31 hasta la calle 60ASur de Sabaneta y luego hasta la carrera 48 en donde saldría.

El circuito tomaría carga del circuito R12-09 en la carrera 48 por calle 60Asur y continuaría por la calle 60ASur repotenciando la línea trifásica existente por alimentador principal en cable 266.8 ACSR hasta la carrera 43A y por la carrera 43A hasta la calle 58Sur en donde tendría transferencia con el circuito R12-09 en las cuchillas de transferencia CT09-15 a instalar.

Este circuito tomaría carga del circuito R12-05 cerrando las cuchillas CT0685 ubicadas en la carrera 43A por calle 60BSur hasta el seccionador bajo carga de transferencia SR026 abierto con el circuito R12-04 en la carrera 43A por calle 65Sur.



Figura 27. Zona donde salen los circuitos reconfigurados R12-08 y R12-15

Fuente: Google earth

El circuito R12-07 continuaría igual en su trayecto y estaría disponible para soportar contingencias que se presenten.

8.1.3. Grupo 3

Conformado por los circuitos ubicados geográficamente en el municipio de La Estrella (vía antigua a Caldas y Variante a Caldas), parte rural del municipio de La Estrella y municipio de Caldas. Para este grupo se crea el circuito R14-06 nuevo en su recorrido conectado al transformador uno (1) de la subestación, por encontrarse este más descargado y el circuito R14-05 se ratifica como circuito independiente con la conexión del transformador dos (2) de la subestación por equilibrio de carga. Queda conformado el grupo por 9 circuitos.

Tabla 9. Grupo 3, conformado para simular

GRUPO 3			
Subestación	Circuito	Potencia (MVA)	Estado
Caldas	R14-01	1,98	Desbalance
Caldas	R14-02	2,75	Bueno
Caldas	R14-03	3,19	Bueno
Caldas	R14-04	2,73	Bueno
Caldas	R14-05	3,41	Bueno
Caldas	R14-06	0,00	Nuevo
Ancón Sur	R12-02	6,05	Sobrecarga
Ancón Sur	R12-11	2,58	Desbalance
Ancón Sur	R12-12	6,90	Sobrecarga

El grupo 3 requiere igualmente de un nuevo circuito que tome carga.

➤ Topología Actual y Reconfigurada

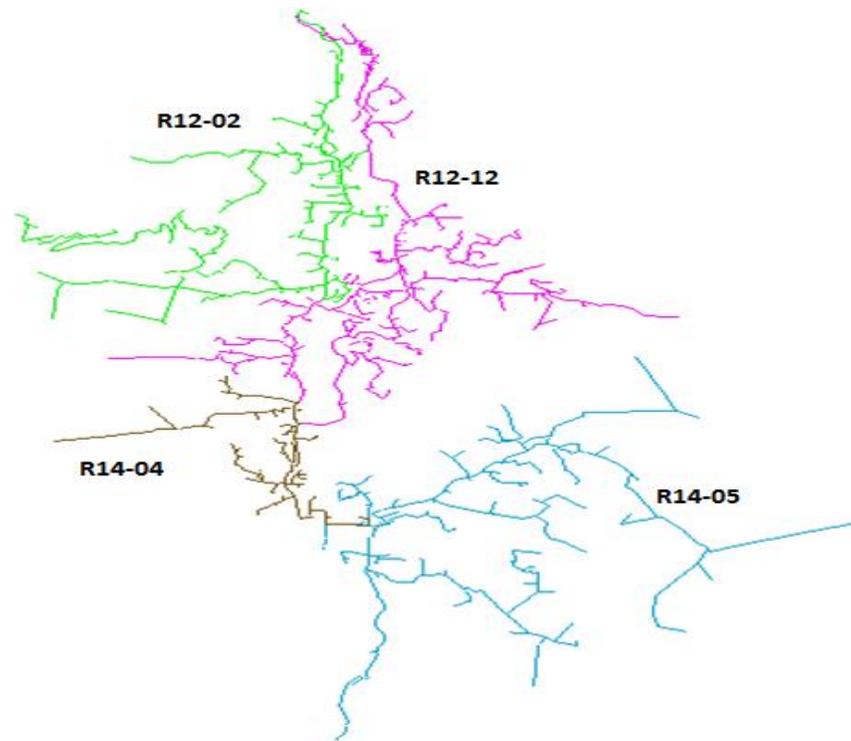


Figura 28. Topología actual de los circuitos del grupo 3

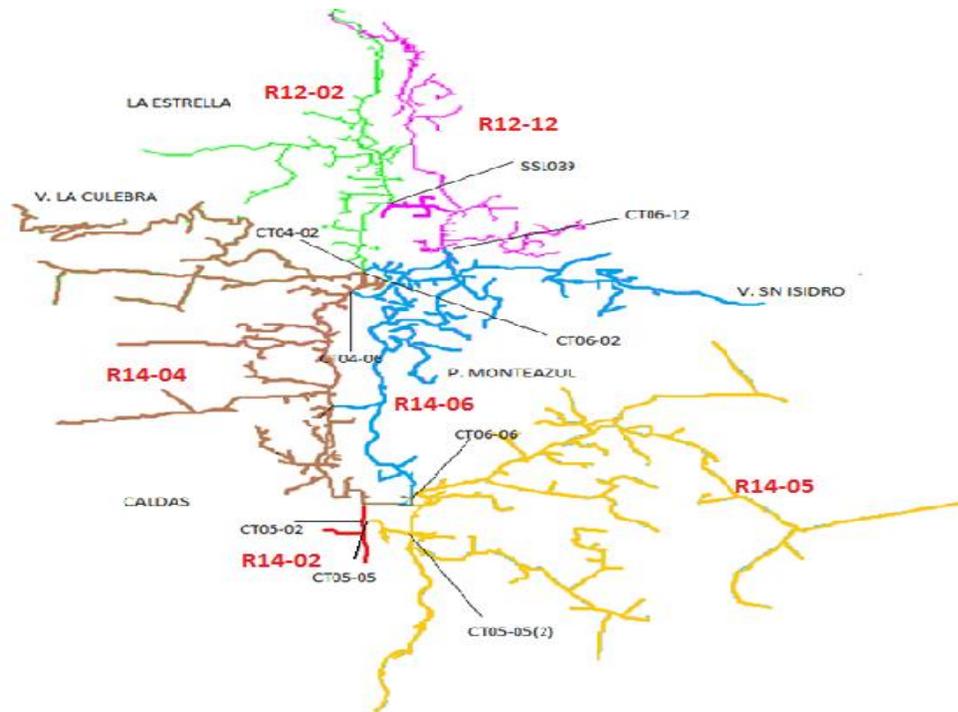


Figura 29. Topología reconfigurada de los circuitos del grupo 3

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos en la simulación.

Tabla 10. Transferencia de carga entre los circuitos grupo 3

SIMULACION GRUPO 3														
Circuito	Carga Actual (MVA)	Carga Proyectada (MVA)	Carga Entrega (MVA)	Circuito Recibe	Carga Recibe (MVA)	Circuito Entrega	Carga Entrega (MVA)	Circuito Recibe	Carga Recibe (MVA)	Circuito Recibe	Carga Recibe (MVA)	Circuito Entrega	Carga Entrega (MVA)	Circuito Recibe
R14-01	1,98	1,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R14-02	2,75	2,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R14-03	3,19	3,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R14-04	2,73	4,63	-	-	0,79	R12-02	-	-	1,2	R12-12	-	-	-	-
R14-05	3,41	3,05	0,36	R14-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R14-06	0,00	3,67	-	-	0,36	R14-05	-	-	0,37	R12-02	3,35	R12-12	-	-
R12-02	6,05	3,88	0,79	R14-04	-	-	1,14	R12-12	-	-	-	-	0,37	R14-06
R12-11	2,58	2,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R12-12	6,90	3,49	1,2	R14-04	1,14	R12-02	3,35	R14-06	-	-	-	-	-	-

Asignar una celda del transformador N° 1 de la subestación Caldas para el circuito R14-06 a instalar, realizando el tendido de cable Cu 350 MCM desde el gabinete del interruptor del nuevo circuito en la subestación hasta la salida del circuito ubicada en la calle 128Sur por la carrera 45 en CT06-06. El circuito tomaría carga por toda la carrera 45, variante a Caldas costado hacia Medellín hasta terminar el ramal existente. En este sitio se construyen 800 m de cable 266.8 ACSR por la misma vía hasta el poste que tiene el transformador con número 61823 donde tomaría carga del circuito R12-12, instalando las cuchillas de transferencia CT06-12.



Figura 30. Sitio de salida del circuito R14-06

Fuente: Google earth

Los circuitos R14-02 y R14-03 continuarían con su trayecto y quedaría disponible para una reconfiguración futura con los circuitos de la subestación Amagá. El circuito R14-02 haría transferencia con el circuito R14-05 en CT05-02 ubicadas en la carrera 48 por calle 130Sur.

El circuito R14-01 continuaría igual en su trayecto y estaría disponible para soportar contingencias que se presenten en el circuito R14-04.

Construir una nueva salida para el circuito R14-05 en CT05-05 las cuales estarían ubicadas en el poste existente en la carrera 48 por calle 130Sur y haría transferencia aérea con el circuito R14-02 en CT02-05. El circuito tomaría su carga construyendo 225 m de línea trifásica en cable 266.8 ACSR por la calle 130Sur hasta la carrera 46 por donde continuaría hasta la calle 132Sur en donde tomaría su carga existente repotenciando el cable existente a 266.8 ACSR hasta la carrera 45, Variante a Caldas.



Figura 31. Sitio de salida para el circuito R14-05

Fuente: Google earth

El circuito R12-11 continuaría igual en su trayecto y estaría disponible para soportar contingencias que se presenten.

8.2. Cambios propuestos

- Tabla con los cambios propuestos para el grupo 1.

Tabla 11. Resumen con las maniobras a realizar por circuito en el grupo 1

MANIOBRAS A REALIZAR EN EL GRUPO 1											
CIRCUITO	MANIOBRA						MODIFICACIONES EN LA RED				DIRECCION
	APERTURA	CIERRE	RETIRA	TRASLADA	TRANSFERENCIA CON	TOMA CARGA DE	C. SUBTERRANEO (Km)	CONSTRUIR (Km)	REPOTENCIAR (Km)	SECCIONADOR	
R12-03	CT0689	-	-	-	R12-10	-	-	-	-	-	cr 55 x cl 79sur
	CT0062	-	-	-	R35-01	-	-	-	-	-	cr 54 x cl 76sur
R12-10	SR154	-	-	-	R12-03	-	-	-	-	-	cl 79sur x cr 54
	CT0062	-	-	-	R35-01	-	-	-	-	-	cr 54 x cl 76sur
R12-14	CT0709	-	-	-	R35-04	-	-	-	-	-	cl 31 x cr 53AB
	CT0832	-	-	-	R35-04	-	-	-	-	-	Dg 47 x cl 34A
	-	CT0710	-	-	-	R35-04	-	-	-	-	cr 53A x cl 31
	-	CT0707	-	-	-	R12-08	-	-	-	-	Dg 47 x cl 33
R35-01	-	-	-	SAL047	R35-04	-	-	-	-	-	cl 31 x cr 50A
	CT0709	-	-	-	R35-04	-	-	-	-	-	cl 31 x cr 53AB
	-	SR110	-	-	-	R12-10	-	-	-	-	cr 62A x cl 74sur
R35-03	-	CT0696	-	-	-	R12-14	-	-	-	-	cl 31 x cr 65
	-	CT0944	-	-	-	R35-04	-	-	-	-	cr 66 x cl 36
R35-04	CT0059	-	-	-	-	R35-03	-	-	-	-	cr 61 x cl 36
	CT0832	-	-	-	R12-14	-	-	-	-	-	Dg 47 x cl 34A
	SAL047	-	-	-	R12-14	-	-	-	-	-	cr 50A x cl 31
	-	CT1299	-	-	-	R12-08	-	-	-	-	cr 53AB x cl 32
	-	CT0710	-	-	-	R12-14	-	-	-	-	cr 53A x cl 31

En la tabla 11 se observa como en este grupo para obtener la reconfiguración de los circuitos, no es necesario repotenciar líneas, no se necesita construir tramos de red, sólo se requiere abrir y cerrar seccionadores.

- Tabla con los cambios propuestos para el grupo 2.

Tabla 12. Resumen con las maniobras a realizar por circuito en el grupo 2

MANIOBRAS A REALIZAR EN EL GRUPO 2												
CIRCUITO	MANIOBRA						MODIFICACIONES EN LA RED				DIRECCION	
	APERTURA	CIERRE	RETIRA	TRASLADA	TRANSFERENCIA CON	TOMA CARGA DE	C. SUBTERRANEO (Km)	CONSTRUIR (Km)	REPOTENCIAR (Km)	SECCIONADOR		
R12-01	CT01-05	-	-	-	R12-05	-	-	-	-	-	cuchilla	cr 42 x cl 27
R12-04	CT0820	-	-	-	R12-05	-	-	-	-	-	-	cr 45 x cl 70sur
	-	CT3504	-	-	-	R12-06	-	-	-	-	-	cl 72sur x cr 34
R12-05	CT01-05	-	-	-	R12-01	-	-	-	-	-	cuchilla	cr 42 x cl 27
	-	CT0678	-	-	-	R12-04	-	-	-	-	-	cr 45x cl 68sur
	CT05-08	-	-	-	R12-08	-	-	-	-	-	cuchilla	cr 48 x cl 66Bsur
R12-06	CT3550	-	-	-	R12-04	-	-	-	-	-	-	cl 75sur x cr 32
	CT3451	-	-	-	R12-13	-	-	-	-	-	-	cl 78Csur x cr 47G
	-	SSR100	-	-	-	R12-13	-	-	-	-	-	cl 78Csur x cr 48
R12-08	CT1094	-	-	-	R12-15	-	-	-	-	-	-	cl 61sur x cr 43A
	CT05-08	-	-	-	R12-05	-	-	-	-	-	cuchilla	cr 48 x cl 66Bsur
	-	CT08-08	-	-	-	R12-08	0,6	0,1	0,1	-	cuchilla	cl 60sur x cr 48A
R12-09	CT09-15	-	-	-	R12-15	-	-	-	-	-	cuchilla	cr 43A x cl 58sur
R12-13	CT3451	-	-	-	R12-06	-	-	-	-	-	-	cl 78Csur x cr 48
R12-15	-	CT15-15	-	-	-	R12-15	0,85	0,01	0,7	-	cuchilla	cl 60sur x cr 48A
	-	CT0685	-	-	-	R12-05	-	-	-	-	-	cr 43A x cl 60sur

En la tabla 12 se observa como en este grupo para obtener la reconfiguración de los circuitos, es necesario crear el nuevo circuito R12-08 construyendo 600 m de cable Cu 350 subterráneo. Además, repotenciar 100 m de línea en cable 266.8 ACSR y construir 100 m nuevos en el mismo calibre y para el circuito R12-15, se requiere construir 850 m de cable Cu 350 subterráneo para la salida, repotenciar 700 m de línea en calibre 266.8 ACSR y 10 m de línea nueva en el mismo calibre.

En este grupo, se requiere adicionar dos (2) salidas de circuito y siete (7) juegos de seccionadores.

- Tabla con los cambios propuestos para el grupo 3.

Tabla 13. Resumen con las maniobras a realizar por circuito en el grupo 3

MANIOBRAS A REALIZAR EN EL GRUPO 3											
CIRCUITO	MANIOBRA						MODIFICACIONES EN LA RED				DIRECCION
	APERTURA	CIERRE	RETIRA	TRASLADA	TRANSFERENCIA CON	TOMA CARGA DE	C. SUBTERRANEO (Km)	CONSTRUIR (Km)	REPOTENCIAR (Km)	SECCIONADOR	
R12-02	CT04-02	-	-	-	R14-04	-	-	-	-	cuchilla	cr 50 x cl 100sur
	CT06-02	-	AS02104	-	R14-06	-	-	-	-	cuchilla	cr 50 x cl 100sur
	-	-	-	SSL039	R12-12	-	-	-	-	-	cr 50 x cl 98Asur
R12-12	CT06-12	-	-	-	R14-06	-	-	-	-	cuchilla	cr 48 N 98Asur-210
	SSL039	-	-	-	R12-02	-	-	0,45	-	-	cr 50 x cl 98Asur
	-	-	AS02104	-	-	-	-	-	-	-	cr 50 x cl 100sur
R14-04	-	SR111	-	-	-	R12-12	-	-	-	-	cr 50 x cl 111Bsur
	CT04-06	-	-	-	R14-06	-	-	-	-	cuchilla	cr 50 x cl 100Csur
	CT04-02	-	-	-	R12-02	-	-	-	-	-	cr 50 x cl 100sur
	-	-	SSL039	-	-	R12-02	-	-	-	-	cr 50 x cl 100Dsur
R14-05	CT05-02	-	-	-	R14-02	-	-	-	-	cuchilla	cr 48 x cl 130sur
	CT3519-2	-	-	-	R14-06	-	-	-	-	-	cl 128sur x cr 45
	-	CT05-05	-	-	-	R14-05	0,012	-	-	cuchilla	cr 48 x cl 130sur
	-	CT05-05(2)	-	-	-	R14-05	-	0,225	0,225	-	cr 46 x cl 132sur
R14-06	CT06-02	-	AS02104	-	R12-02	-	-	-	-	-	cr 50 x cl 100sur
	CT06-12	-	-	-	R12-12	-	-	-	0,35	-	cr 48 N 98Asur-210
	-	CT06-06	-	-	-	R14-06	0,18	0,8	0,2	cuchilla	cr 45 x cl 128sur
	-	CT06-06(2)	-	-	-	R12-12	-	-	-	cuchilla	Rural

En la tabla 13 se observa como en este grupo para obtener la reconfiguración de los circuitos, es necesario en el circuito R12-12, construir 450 m de línea en cable 266.8 ACSR, en el circuito R14-05 construir 225 m y repotenciar 225 m en el mismo calibre y para el circuitos R14-06, se requiere repotenciar 550 m de línea en calibre 266.8 ACSR y construir 800 m de línea en el mismo calibre.

En este grupo, se requiere adicionar dos (2) salidas de circuito y ocho (8) juegos de seccionadores.

En resumen para mejorar la topología actual de los circuitos es necesario construir 1642 m de cable subterráneo, 1585 m de cable aéreo alimentador principal, repotenciar 1575 m de cable a mayor calibre, se requieren 15

seccionadores (cuchillas) nuevos, trasladar un seccionador y realizar 46 maniobras de apertura y cierre se seccionadores.

8.3. Corrientes obtenidas

Las siguientes son las corrientes obtenidas en CYMDIST con las cuales quedarían los circuitos reconfigurados:

Tabla 14. Corriente obtenida en la simulación por circuito

CORRIENTE ACTUAL EN (A)					CORRIENTE FUTURA EN (A)			
Circuito	IR	IS	IT	Ipromedio	IR	IS	IT	Ipromedio
R14-04	121	118	119	119	202	196	227	208
R14-05	142	151	154	149	124	136	140	133
R14-06	0	0	0	0	150	155	176	160
R12-01	221	230	224	225	199	208	202	203
R12-02	269	258	267	265	186	170	153	170
R12-03	121	126	107	118	193	186	170	183
R12-04	249	168	235	217	171	187	186	181
R12-05	321	320	304	315	173	154	151	159
R12-06	131	224	123	159	181	216	171	189
R12-08	123	131	134	129	135	132	131	133
R12-09	212	212	210	211	164	176	174	171
R12-10	283	262	280	275	185	189	201	192
R12-12	296	309	300	302	157	168	133	153
R12-13	237	236	239	237	168	169	172	170
R12-14	177	192	177	182	183	192	176	184
R12-15	0	0	0	0	158	129	130	139
R35-01	93	142	101	112	159	211	170	180
R35-03	136	145	114	132	151	184	145	160
R35-04	144	135	139	139	203	172	190	188

Los circuitos reconfigurados estarían por debajo de 219 A, siendo los circuitos R14-04, R12-01 y R12-10 los que presentarían una mayor corriente promedio por encima de 190 A.

8.4. Confiabilidad y contingencias

Para evaluar la confiabilidad y la posibilidad de transferir un circuito en contingencia, se tomará como referencia el caso más crítico que se podría presentar, el cual estaría ubicado entre los circuitos R14-04, R14-06, R12-02 y R12-12. En la actualidad el circuito R12-12 es el único circuito que sirve de respaldo ante las fallas que se puedan presentar en la subestación de Caldas, teniendo transferencia con el circuito R14-04.

Tomando como referencia la reconfiguración propuesta, se encuentra que hay posibilidad de transferencia entre el circuito R12-02 y el circuito R14-04, el circuito R12-02 con el circuito R14-06, transferencia entre los circuitos R12-12 y R14-06 y una posibilidad de transferencia entre los circuitos R12-12 y R14-04 a través del circuito R14-06.

Para conocer el comportamiento de estos circuitos ante contingencia se evaluó empleando el programa CYMDIST. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 15. Comportamiento de confiabilidad en contingencia

CONTINGENCIA ACTUAL R12-12 Y R14-04						
Circuito Fallado	Circuito que Toma Carga	Icontingencia (A)	IRacionada (A)	Icontingencia Total (A)	PRacionada (MVA)	Maniobras
R12-12 ó R14-04	R14-04 ó R12-12	421	51	370	1,17	4

EVALUACIÓN DE CONTINGENCIAS						
Circuito Fallado	Circuito que Toma Carga	Icontingencia (A)	IRacionada (A)	Icontingencia Total (A)	PRacionada (MVA)	Maniobras
R12-10	R12-14	392	0	392	0,00	1
R12-10	R12-03	380	0	380	0,00	1
R12-09	R12-15	314	0	314	0,00	1
R12-06	R12-04	381	0	381	0,00	1
R12-08	R12-05	301	0	301	0,00	1
R12-02	R14-04	393	32	361	0,73	2
R12-02	R14-06	349	0	349	0,00	1
R12-12	R14-06	328	0	328	0,00	1
R14-04	R12-02	400	32	368	0,73	2
R14-06	R12-12	319	0	319	0,00	1
R12-12	R14-04	489	100	389	2,29	1

PROPUESTA PARA CONTINGENCIA R12-12 Y R14-04						
Circuito Fallado	Circuito que Toma Carga	Icontingencia (A)	IRacionada (A)	Icontingencia Total (A)	PRacionada (MVA)	Maniobras
R12-12 ó R14-04	R14-04 ó R12-12	350	0	350	0,00	4
	R14-06	180	0	180	0,00	4

Al inicio de la tabla 15 se muestra la contingencia actual entre los circuitos R12-12 y R14-04 como única posibilidad de transferencia.

Con base en los resultados obtenidos y teniendo en cuenta que el ajuste del interruptor en la subestación es de 400 A, para realizar las transferencias de carga entre los circuitos R12-02 y R14-04, es necesario realizar un racionamiento de 0,73 MVA. La contingencia que involucra los circuitos R12-12 y R14-04 implica el racionamiento de una demanda de 2.29 MVA.

Como propuesta para solucionar el déficit de demanda en la transferencia de carga ante la salida de uno de los circuitos R12-12 y R14-04, deberá ser seccionada entre los circuitos R14-04 y R14-06 tal como se indica en la tabla 15.

8.5. Balance de fases

Para realizar el balance de fases o de carga, se empleó igualmente el programa CYMDIST, para lo cual se tuvo en cuenta la información de la hoja de cálculo lmx_13.2 kV_2013, de la que se tomaron los circuitos con un porcentaje superior al 10% de desbalance. Como varios de estos circuitos requerían reconfiguración, se tomó la decisión de comparar las corrientes resultantes de la reconfiguración con las corrientes originales y someter a estudio de balance de fases, las que superaran el 10% de desbalance. A continuación se presenta el comparativo con los circuitos a los cuales se les realizará el balance de fases:

Tabla 16. Circuitos que serán sometidos a balance de fases

Circuito	DESBALANCE ACTUAL					DESBALANCE EN RECONFIGURACIÓN				
	I _R	I _S	I _T	I _{promedio}	Desbalance	I _R	I _S	I _T	I _{promedio}	Desbalance
R12-02	269	258	267	265	1,7%	186	170	153	170	6,5%
R12-04	249	168	235	217	15,1%	171	187	186	181	3,8%
R12-05	321	320	304	315	2,3%	173	154	151	159	5,7%
R12-06	131	224	123	159	27,1%	181	216	171	189	9,4%
R12-11	138	113	88	113	14,7%	138	113	88	113	14,7%
R35-01	93	142	101	112	17,9%	159	211	170	180	11,5%
R35-03	136	145	114	132	8,9%	151	184	145	160	10,0%
R35-07	50	70	71	64	14,3%	50	70	71	64	14,3%
R14-01	106	80	74	87	14,9%	106	80	74	87	14,9%
R14-04	121	118	119	119	0,9%	202	196	227	208	6,0%

El desbalance en promedio actual es de 11,78% y reconfigurados los circuitos pasa al 9,68%.

El desbalance de fases se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$I_d = \frac{(I_p - I_R) + (I_p - I_S) + (I_p - I_T)}{(I_R + I_S + I_T)} \quad (9)$$

Como se puede visualizar en las tablas anteriores, de los circuitos con desbalance de fases y que fueron sometidos a reconfiguración, sólo coincide el circuito R35-01, pasando de 17,9% a 11,5%. El circuito R35-03, subió al nivel tomado como límite para someter un circuito a balance de fases, pasando de 8,9% a 10,0%.

Sin embargo, para realizar el ejercicio tomando un caso de peor condición, se tendrán en cuenta los circuitos desbalanceados originalmente, los circuitos con desbalance antes y después de reconfigurados, los circuitos que en la simulación presentaron corrientes altas y los que por su ubicación se prevé un ingreso de futuras cargas.

En CYMDIST, se modelan los circuitos para correr el programa y obtener los nodos a los cuales se les deberá modificar la fase de conexión de los ramales monofásicos sugeridos.

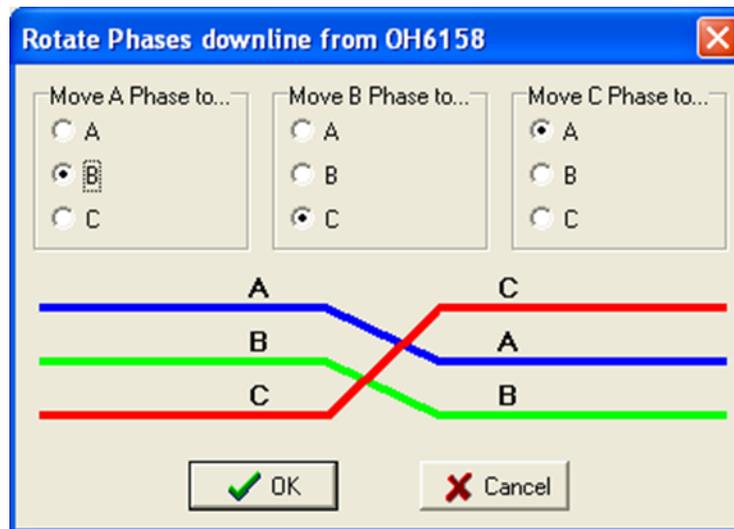


Figura 32. Esquema de rotación de fases en CYMDIST

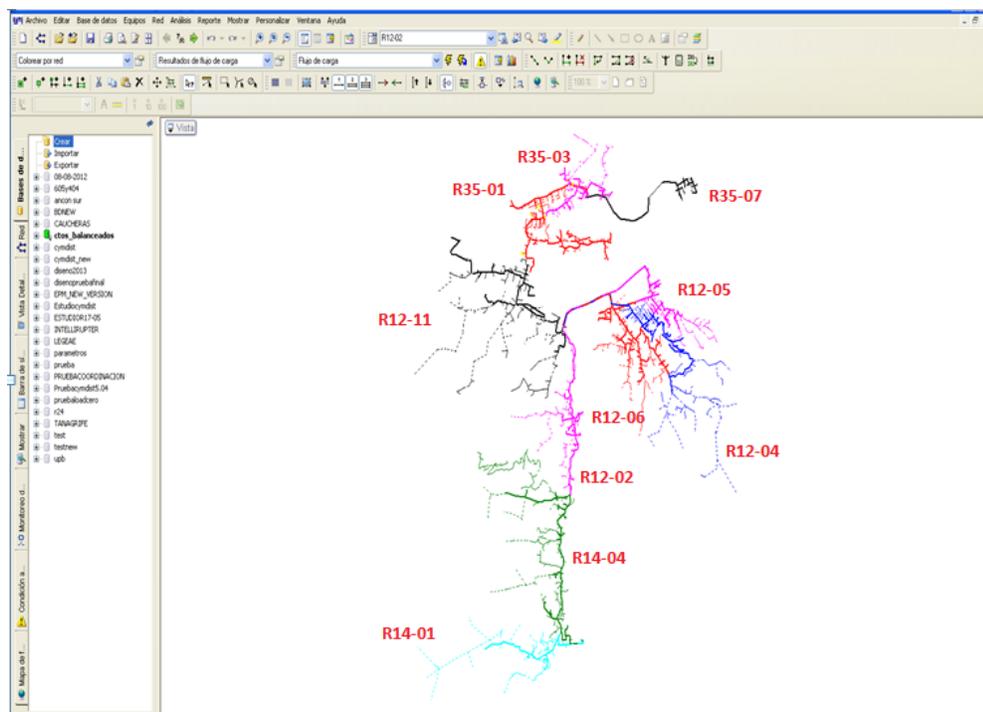


Figura 33. Circuitos que requieren balance de fases

A continuación, se muestra por subestación el detalle del cambio de fase de las cargas en kVA sugeridos por CYMDIST para balancear los circuitos.

➤ Subestación Caldas

Tabla 17. Balanceo de fases para los circuitos de la Subestación Caldas

BALANCEO DE FASES				
Circuito	Nombre del tramo	Cambio de fase (kVA)		
		A	B	C
R14-01	1577	a C 29,56		
	150249	a C 29,56		
	1793	a C 22,7		
	150175	a B 19,73		
	1864	a B 19,7		
	1848	a C 19,73		
R14-04	2044553			a B 101,27
	150619			a A 29,34

➤ Subestación Ancón Sur

Tabla 18. Balanceo de fases para los circuitos de la Subestación Ancón Sur

BALANCEO DE FASES				
Circuito	Nombre del tramo	Cambio de fase (kVA)		
		A	B	C
R12-02	1595166	a C 103,42		
	151162	a C 20,7		
R12-04	6893		a A 67,61	
	151960			a B 24,99
R12-05	6957	a C 81,77		
	6952			a B 24,94
	151827	a B 15,59		
R12-06	4153		a C 138,59	
	4741		a A 52,54	
R12-11	1943239	a C 233,66		
	1652412			a A 45,69

➤ Subestación Itagüí

Tabla 19. Balanceo de fases para los circuitos de la Subestación Itagüí

BALANCEO DE FASES				
Circuito	Nombre del tramo	Cambio de fase (kVA)		
		A	B	C
R35-01	18702		a A 215,91	
	18669	a C 53,76		
	18685	a C 20,79		
R35-03	18063		a C 87,04	
	18065		a A 38,72	
	155937		a C 29,01	
	155911		a A 29,01	
R35-07	155628		a A 65,05	
	155790			a A 41,37
	17362			a B 13,83

En las tablas anteriores se muestra como el programa CYMDIST, sugiere cambios entre fases para lograr el equilibrio de cargas. Para el circuito R14-01 se deberán realizar seis (6) cambios.

En la siguiente tabla se muestra el resumen con las corrientes de los circuitos obtenidas después de los cambios de fase sugeridos.

Tabla 20. Circuitos con la corriente balanceada

CORRIENTE BALANCEADA (A)					
Circuito	I_R	I_S	I_T	$I_{promedio}$	Desbalance
R14-01	87	85	87	86	1,0%
R14-04	204	209	209	207	1,1%
R12-02	169	170	169	169	0,3%
R12-04	180	181	182	181	0,4%
R12-05	160	160	159	160	0,3%
R12-06	188	190	190	189	0,5%
R12-11	112	113	113	113	0,4%
R35-01	179	181	179	180	0,5%
R35-03	160	159	160	160	0,3%
R35-07	64	63	63	63	0,7%

Los resultados de balance de fases obtenidos por el algoritmo de CYMDIST muestran efectividad en la reducción del desbalance al pasar de 9,68% a 0,5% en promedio.

Así mismo se muestra en la figura 34 el detalle de un nodo a balancear en el circuito R14-01, para el cual el CYMDIST, recomienda conectar la carga del ramal monofásico de la fase A en la fase B.

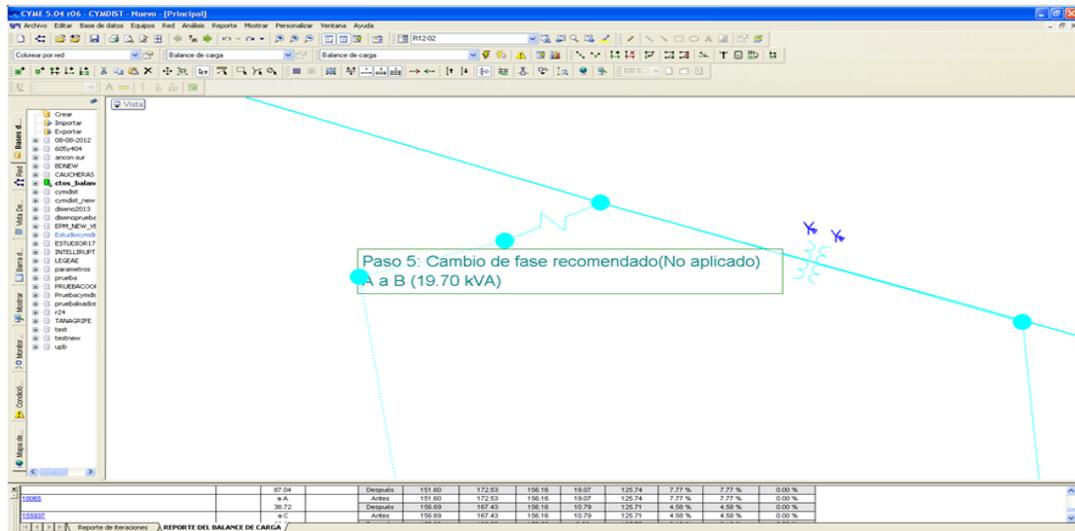


Figura 34. Cambio de fase recomendado

8.6. Cargabilidad de los transformadores en las subestaciones

En la tabla se compara la cargabilidad actual de los transformadores y la carga como quedarían después de las reconfiguraciones.

Tabla 21. Cargabilidad de los transformadores de las subestaciones

CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES							
Subestación	Transformador	Corriente Actual (A)	Potencia (MVA)	% de Carga	Corriente Futura	Potencia	% de Carga
R14	TR1 (20MVA)	205,43	4,70	23%	374,93	8,57	43%
R14	TR2 (20MVA)	499,04	11,41	57%	486,25	11,12	56%
R12	TR1 (60MVA)	1555,2	35,56	59%	1205	27,55	46%
R12	TR2 (60MVA)	1442,91	32,99	55%	1313,9	30,04	50%
R35	TR1 (60MVA)	1018,05	23,28	39%	1196,71	27,36	46%

Calculando la cargabilidad de los transformadores de las subestaciones, se aprecia que todos estos quedarían cargados en promedio en un 48% de su carga. El transformador 2 de Caldas (R14) pasa del 23% al 43% de carga, mejorando su utilización, el transformador 1 de Ancón Sur (R12) reduce su carga en un 13% y la cargabilidad del transformador de Itagüí aumenta un 23%.

9. COSTOS Y BENEFICIOS

Para evaluar los costos y beneficios que se obtendrían en la implementación de este proyecto, se estimaron los costos de las reconfiguraciones, los cuales involucran tiempos de operación de cuadrillas, mano de obra y materiales requeridos. Y además, se calcularon las pérdidas técnicas por circuito en su estado original comparándolas con las pérdidas técnicas obtenidas en las reconfiguraciones propuestas.

9.1. Costo de las pérdidas técnicas

El costo estimado de las pérdidas técnicas se calculó para el período de un año y con proyección de quince años.

El valor de las pérdidas técnicas de los casos originales y propuestos, fue obtenido por reporte del CYMDIST al correr los flujos de carga desbalanceados. En el anexo 3, se detallan los resultados obtenidos.

Para realizar el cálculo de las pérdidas técnicas en un año en kWh se utilizó:

$$\text{Pérdidas Año} = 8760 * \text{Pérdidas en las líneas en máxima} * \text{Factor de pérdidas} \quad (10)$$

Dónde

8760 = horas del año

Pérdidas en las líneas = valor arrojado por el CYMDIST del flujo de carga en condición de carga máxima típica.

$$\text{Factor de Pérdidas} = \frac{\text{Pérdidas Promedio de un Sistema}}{\text{Pérdidas en Máxima}} \quad (11)$$

El factor de pérdidas para cada circuito se calculó según fórmula descrita en la sección más atrás por los cuadrados de todas las demandas reales y el cuadrado de la demanda pico típica del circuito en operación normal, esto es que no se consideraron demandas en condiciones de contingencia.

El factor de pérdidas se obtiene de las corrientes actuales del conjunto de circuitos que conforman la reconfiguración total. En la tabla 22, se presentan los valores correspondientes.

Para calcular el factor de pérdidas equivalente de un sistema de varios circuitos, se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Factor de Pérdidas Sistema} = \frac{\sum f. \text{ de Pérdidas (cto } i) * I_{\text{máxima(cto } i)}^2}{\sum I_{\text{Diseño}}^2} \quad (12)$$

Tabla 22. Corriente y potencia para cálculo del factor de pérdidas

CIRCUITOS INTERVENIDOS				
Circuito	Corriente (A)	Potencia (MVA)	F de Pérdidas	I ² Diseño
R12-01	225	5,14	0,33	50625,00
R12-02	265	6,05	0,40	70048,44
R12-03	118	2,70	0,51	13924,00
R12-04	217	4,97	0,54	47233,78
R12-05	315	7,20	0,41	99225,00
R12-06	159	3,64	0,22	25387,11
R12-07	171	3,91	0,36	29241,00
R12-08	129	2,96	0,24	16727,11
R12-09	211	4,83	0,54	44661,78
R12-10	275	6,29	0,36	75625,00
R12-11	113	2,58	0,55	12769,00
R12-12	302	6,90	0,31	91002,78
R12-13	237	5,43	0,36	56327,11
R12-14	182	4,16	0,38	33124,00
R35-01	112	2,56	0,50	12544,00
R35-02	126	2,88	0,57	15876,00
R35-03	132	3,01	0,57	17336,11
R35-04	139	3,19	0,51	19413,78
R35-05	180	4,12	0,34	32520,11
R35-06	133	3,05	0,50	17777,78
R35-07	64	1,46	0,62	4053,44
R35-08	142	3,25	0,38	20164,00
R14-01	87	1,98	0,45	7511,11
R14-02	120	2,75	0,52	14480,11
R14-03	139	3,19	0,48	19413,78
R14-04	119	2,73	0,73	14240,44
R14-05	149	3,41	0,43	22201,00
TOTAL			0,41	

En la tabla 22 se listan las corrientes y los factores de pérdidas de cada circuito, dado que el factor de pérdidas es directamente proporcional al cuadrado de la corriente, se toma esta como factor de ponderación para calcular el factor de pérdidas equivalente del sistema.

Ahora se calcula el costo de las pérdidas en el año con la ecuación:

$$\text{Costo Pérdidas Año} = \text{Pérdidas Año} * \text{Costo unitario de Pérdidas} \quad (13)$$

Dónde:

El Costo Unitario de Pérdidas es el equivalente de los componentes del costo $G+T+PR_2+R_{m,i}$ correspondiente al promedio. Para este caso será de 170,1 \$/kWh.

Esta aproximación al costo de pérdidas corresponde a una visión del comercializador incumbente integrado al operador de red; este operador es el agente encargado de asumir las pérdidas del sistema y se beneficia por no realizar compras de energía. El beneficio percibido por el comercializador incumbente es igual a la energía comprada más el transporte de la misma hasta el nivel de tensión dos.

En la siguiente tabla se indican los valores de cada componente.

Tabla 23. Valor de los componentes para cálculo del costo unitario de pérdidas

EPM

	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	Promedio
G	131,47	134,28	128,31	134,41	135,58	135,99	134,28	135,56	140,71	141,42	134,51
T _m	24,18	24,78	20,87	19,76	20,62	18,76	21,17	23,12	20,39	21,7	21,52
D _{n1}	139,69	142,32	140,52	144,33	141,76	142,53	143,12	141,41	139,89	135,85	141,73
D _{n2}	91,25	93,24	90,11	91,01	90,77	91,18	91,64	90,74	89,83	87,33	91,09
D _{n3}	42,35	42,35	41,14	41,19	40,74	40,87	41,5	41	40,32	40,55	41,27
Cv	37,95	37,98	37,97	37,99	38,09	38,16	38,11	38,14	38,25	38,42	38,07
PR ₁	25,86	26,44	24,92	26,25	25,63	25,53	25,26	25,97	26,77	26,67	25,85
PR ₂	6,46	6,61	6,47	6,69	6,14	6,33	6,03	6,32	6,6	6,41	6,41
PR ₃	5,59	5,72	5,61	5,81	5,26	5,45	5,14	5,43	5,69	5,49	5,52
R _{m,i}	13,78	10,14	17,52	5,86	6,95	4,54	5,07	3,21	1,98	3,23	7,67
CU ^A _{nivel1}	372,93	375,94	370,11	368,60	368,63	365,51	367,01	367,41	367,99	367,29	369,35
CU ^A _{nivel2}	305,09	307,03	301,25	295,72	298,15	294,96	296,30	297,09	297,76	298,51	299,26
CU ^A _{nivel3}	255,32	255,25	251,42	245,02	247,24	243,77	245,27	246,46	247,34	250,81	248,57

	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	Promedio
Perdidas N2	175,89	175,81	173,17	166,72	169,29	165,62	166,55	168,21	169,68	172,76	170,10

Los equivalentes de los componentes son:

G: Costo de compra = \$134,51/kWh
 T: Costo de transporte = \$21,52/kWh
 PR₂: Pérdidas reconocidas, en este análisis corresponde al nivel 2 = \$6,41/kWh
 R_{m,i}: Restricciones = \$7,67 kWh

Costo Unitario de pérdidas= 170.10 \$/kWh. (Empresas Públicas de Medellín E.S.P., 2013, s.p.)

Por último, se calcula el Valor Presente de Pérdidas para el Período así:

$$VPN \text{ pérdidas} = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Costo Pérdidas año}}{(1 + t)^n} - I_0 \quad (14)$$

Este cálculo asume tasa de crecimiento de la demanda de 0%, consideración pesimista con la evaluación financiera del proyecto. Dado que con el crecimiento de la demanda las pérdidas aumentan.

Dónde:

T= Tasa de Descuento = 13,90%, según Resolución CREG 094 de 2008

n= Período de análisis para recuperación de la inversión de 15 años.

9.2. Estimación de costos por balance de fases

Los costos por balance de fases se calcularon para el período de 15 años y los datos fueron suministrados por CYMDIST. En la siguiente tabla se comparan los costos de las pérdidas técnicas antes y después de balancear las fases.

Tabla 24. Recuperación de pérdidas técnicas por balance de fases

RECUPERACIÓN DE PÉRDIDAS POR BALANCE DE FASES (MILLONES)						
Circuito		Pérdidas Totales (kW)	Costo Pérdidas año	Diferencia año	Valor presente	Diferencia Período
R12-02	Antes	143,91	\$ 85,77	\$ 0,12	\$ 615,26	\$ 0,86
	Después	143,71	\$ 85,66		\$ 614,41	
R12-04	Antes	159,68	\$ 128,49	\$ 0,14	\$ 921,62	\$ 0,98
	Después	159,51	\$ 128,35		\$ 920,64	
R12-05	Antes	150,38	\$ 91,87	\$ 0,32	\$ 659,00	\$ 2,32
	Después	149,85	\$ 91,55		\$ 656,67	
R12-06	Antes	170,03	\$ 55,74	\$ 0,28	\$ 399,81	\$ 1,98
	Después	169,19	\$ 55,46		\$ 397,84	
R12-11	Antes	77,37	\$ 63,41	\$ 1,88	\$ 454,83	\$ 13,46
	Después	75,08	\$ 61,53		\$ 441,36	
R14-01	Antes	44,13	\$ 29,59	\$ 0,18	\$ 212,25	\$ 1,30
	Después	43,86	\$ 29,41		\$ 210,96	
R14-04	Antes	147,35	\$ 160,28	\$ 1,06	\$ 1.149,69	\$ 7,57
	Después	146,38	\$ 159,23		\$ 1.142,13	
R35-01	Antes	129,73	\$ 96,65	\$ 1,67	\$ 693,30	\$ 11,97
	Después	127,49	\$ 94,98		\$ 681,33	
R35-03	Antes	125,82	\$ 106,86	\$ 0,08	\$ 766,54	\$ 0,55
	Después	125,73	\$ 106,79		\$ 765,99	
R35-07	Antes	37,78	\$ 34,90	\$ 0,53	\$ 250,36	\$ 3,78
	Después	37,21	\$ 34,38		\$ 246,58	
					Total	\$ 44,76

Obteniendo el reporte del balance de carga de los circuitos sometidos en CYMDIST para balancear sus fases, se concluye que esta práctica contribuye más a la calidad de prestar un buen servicio y de tener las redes eléctricas en estado ideal, que al beneficio económico por la recuperación de pérdidas

técnicas. El ahorro neto en pérdidas por balance de fases en 15 años, es de 44,76 millones, 4,47 millones en promedio por circuito.

Para el circuito R12-11, las pérdidas totales en demanda máxima, se estiman en 77,37 kW y luego de aplicar el balance de fases, quedarían en 75,08 kW, lo que representa una recuperación para el período de 15 años de 13,46 millones de pesos.

9.3. Estimación de costos y beneficios por reconfiguración de topología

9.3.1. Costo de la mano de obra y materiales

Realizar reconfiguración de circuitos conlleva a realizar trabajos simples como abrir y cerrar seccionadores y otros complejos como modificar la topología de la red para lograr transferencias de carga entre circuitos e instalar equipos de maniobra adicionales. Dentro de estos cambios de red, es usual que se presenten tramos de circuitos que deban ser repotenciados o simplemente deberán ser cambiados los cables por encontrarse en mal estado. En estos casos, las reposiciones, se convierten en un beneficio para la calidad en la prestación del servicio.

Con base en los cambios y maniobras propuesta, a continuación se estiman los costos involucrados en las reconfiguraciones.

Tabla 25. Estimación por grupo de los costos por mano de obra y materiales

Grupo 1							
Mano de obra+Materiales	Circuito						Total grupo 1
Ítem	R12-08	R12-15	R12-01	R12-04	R12-05	R12-09	
Construcción red aérea	\$ 13 461 152	\$ 51 000 000					\$ 64 461 152
Mano de obra	\$ 1 291 000	\$ 6 251 800	\$ 1 873 000	\$ 199 000	\$ 3 347 000	\$ 199 000	\$ 13 160 800
Salida Circuito	\$ 4 116 300	\$ 4 116 300					\$ 8 232 600
Trabajos en red subterránea	\$ 111 796 800	\$ 151 500 000					\$ 263 296 800
Instalar seccionador sin carga			\$ 968 700			\$ 1 537 169	\$ 2 505 869
Conexión ramal trifásico					\$ 1 537 169		\$ 1 537 169
Total grupo 1	\$ 130 665 252	\$ 212 868 100	\$ 2 841 700	\$ 199 000	\$ 4 884 169	\$ 1 736 169	\$ 353 194 390

Grupo 2							
Mano de obra+Materiales	Circuito						Total grupo 2
Ítem	R35-01	R35-03	R35-05	R12-03	R12-10	R12-14	
Mano de obra	\$ 199 000	\$ 199 000	\$ 199 000	\$ 199 000	\$ 199 000	\$ 1 873 000	\$ 2 868 000
Total grupo 2	\$ 199 000	\$ 1 873 000	\$ 2 868 000				

Grupo 3							
Mano de obra+Materiales	Circuito						Total grupo 3
Ítem	R14-05	R14-06	R14-04	R12-02	R12-12		
Construcción red aérea	\$ 40 000 000	\$ 80 000 000		\$ 28 000 000	\$ 37 000 000		\$ 185 000 000
Mano de obra	\$ 2 455 000	\$ 1 291 000	\$ 2 072 000	\$ 1 435 953	\$ 2 672 906		\$ 9 926 859
Salida Circuito	\$ 4 116 300						\$ 4 116 300
Trabajos en red subterránea	\$ 3 065 600						\$ 3 065 600
Instalar seccionador sin carga			\$ 968 700	\$ 968 700	\$ 968 700		\$ 2 906 100
Total grupo 3	\$ 49 636 900	\$ 81 291 000	\$ 3 040 700	\$ 30 404 653	\$ 40 641 606		\$ 205 014 859

Grupo	Mano de obra+Materiales (millones)
1	\$ 353.194.390
2	\$ 2.868.000
3	\$ 205.014.859
Total reconfiguració	\$ 561.077.249

El costo de la mano de obra y los materiales fue calculado por circuito teniendo en cuenta las maniobras requeridas y el valor incluye la mano de obra de cuadrillas de línea muerta y de línea viva según la complejidad para realizar las maniobras.

Los materiales fueron valorados de acuerdo con las normas para construcción de redes de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y la cantidad de cable aéreo y subterráneo requerido.

9.3.2. Costo de pérdidas técnicas

Grupo 1

Tabla 26. Valor de las pérdidas técnicas del grupo 1 (valores en millones)

Circuito	VPN pérd Original	VPN pérd Propuesto
R12-03	\$ 38	\$ 105
R12-08	\$ 70	\$ 83
R12-10	\$ 229	\$ 96
R12-13	\$ 208	\$ 96
R12-14	\$ 221	\$ 250
R35-01	\$ 86	\$ 260
R35-02	\$ 114	\$ 114
R35-03	\$ 40	\$ 49
R35-04	\$ 34	\$ 92
R35-05	\$ 123	\$ 123
R35-06	\$ 142	\$ 142
R35-07	\$ 59	\$ 59
R35-08	\$ 173	\$ 173
Total general	\$ 1 537	\$ 1 642

Dado que con la reconfiguración el circuito R12-08 sale de la región que conforma el Grupo y su área de cobertura nueva quedarán en la zona 2. La carga que era de este circuito se redistribuye entre el R35-04 y R12-14 con aumento importante en pérdidas. Adicionalmente el objetivo de hacer más flexible el sistema se traslada de Ancón Sur hacia Itagüí. Por estas razones el costo de las pérdidas del sistema propuesto para la zona 1 es mayor que el sistema actual en 105 millones de pesos.

Tabla 27. Valor de las pérdidas técnicas del grupo 2 (valores en millones)

Circuito		VPN pérd	
		Original	Propuesto
R12-01	\$	195	\$ 152
R12-04	\$	498	\$ 370
R12-05	\$	842	\$ 177
R12-06	\$	105	\$ 90
R12-07	\$	176	\$ 176
R12-08	\$	70	\$ 83
R12-09	\$	546	\$ 373
R12-15	\$	-	\$ 177
Total general	\$	2 431	\$ 1 598

La reducción de pérdidas con la reconfiguración para la zona 2 es de 833 millones, considerando 70 millones del circuito R12-08 que en la actualidad no es de esta zona; pero la configuración propuesta lo lleva hacia este sector. Además del R12-08 el circuito R12-15 es nuevo en este sector. Estos dos circuitos nuevos contribuyen a la importante reducción de pérdidas técnicas con el sistema propuesto.

Tabla 28. Valor de las pérdidas técnicas del grupo 3 (valores en millones)

Circuito		VPN pérd	
		Original	Propuesto
R12-02	\$	598	\$ 210
R12-11	\$	103	\$ 103
R12-12	\$	610	\$ 109
R14-01	\$	37	\$ 37
R14-02	\$	48	\$ 48
R14-03	\$	181	\$ 181
R14-04	\$	103	\$ 462
R14-05	\$	126	\$ 303
R14-06	\$	-	\$ 130
Total general	\$	1 806	\$ 1 582

La reducción del costo de pérdidas con el sistema propuesto para el grupo 3 es 224 millones. El nuevo circuito R14-06 de Caldas y las transferencias de carga de los circuitos de Ancón Sur R12-02 y R12-12 hacia Caldas con los circuitos R14-04 y R14-05 son los principales factores que explican la reducción del valor de las pérdidas.

Tabla 29. Valor estimado de las pérdidas técnicas actual y propuesto

Grupo Ctos	VPN pérd Original	VPN pérd Propuesto
1	\$ 1 467	\$ 1 559
2	\$ 2 361	\$ 1 515
3	\$ 1 806	\$ 1 582
1_2	\$ 70	\$ 83
Total general	\$ 5 704	\$ 4 739

Como Grupo “1_2” se clasificó el circuito R12-08 que pasa del grupo 1 al grupo 2. En general el mayor valor de pérdidas del grupo 1 se compensa con la reducción obtenida en los circuitos de los grupos 2 y 3. El beneficio neto por pérdidas en el sistema reconfigurado es de 965 millones de pesos. Esto sin considerar crecimiento de demanda y otros beneficios como flexibilidad operativa ni mejora de regulación de voltaje.

9.3.3. Cálculo de relación beneficio/costo

El balance de los costos del sistema actual en pérdidas técnicas, frente al costo del sistema propuesto, esto es costos de reconfiguración y pérdidas técnicas se presenta en la tabla 30.

Tabla 30. Resumen de beneficios y costos de los sistemas actual y propuesto

Valor	Topología actual	Topología propuesta	Diferencia
\$Pérdidas año	\$ 811,20	\$ 674,07	\$ 137,13
\$Pérdidas 15 años (Millones)	\$ 5.703,62	\$ 4.739,44	\$ 964,18
Inversión (Mo+Mat)en (Millones)	0	\$ 561,1	\$ 561,08
Total	\$ 5.703,62	\$ 5.300,52	\$ 403,10
Relación B/C			\$ 1,72

En la tabla 30 se observa como la relación beneficio costo es favorable para desarrollar el proyecto. El costo de reconfiguración compensa los beneficios obtenidos por reducción de pérdidas técnicas. El beneficio neto de la reconfiguración es de 403 millones de pesos, resultante de la diferencia entre un ahorro de costo de pérdidas técnicas por 964 millones y una inversión de 561 millones.

La reconfiguración propuesta de los circuitos primarios de las subestaciones Caldas, Ancón Sur e Itagüí es una opción rentable para el operador de red.

10. CONCLUSIONES

La reconfiguración de circuitos primarios empleando herramientas de simulación de redes de distribución es una estrategia clave en la creación de valor de las empresas de distribución.

La infraestructura existente de cables y ductos subterráneos así como de seccionamientos y red aérea ofrece oportunidades de mejora del desempeño de los sistemas eléctricos de distribución.

Aplicar el balanceo de fases en alimentadores primarios es una alternativa aplicable para la reducción de las pérdidas técnicas de energía en un sistema de distribución, pero los ahorros en los costos de pérdidas del sistema no son significativos. La implementación de balanceo de fases aporta beneficios de seguridad en la operación más no aporta beneficios económicos importantes.

El análisis detallado de la ruta, carga y topología de circuitos de media tensión, acompañado de simulaciones de flujo de carga desbalanceado son los elementos claves para la definición de reconfiguraciones topológica de circuitos de media tensión.

Aparte de la reducción de las pérdidas técnicas de energía, como efectos adicionales de la reconfiguración de circuitos se tienen el mejoramiento en la cargabilidad de los conductores.

En el cumplimiento de los objetivos de esta investigación, se evidenció las bondades que trae la reconfiguración de circuitos al sistema en estudio ya que la recuperación en pérdidas técnicas es altamente notoria en comparación

con la inversión en mano de obra y materiales requeridos. En la topología propuesta se tendría una recuperación estimada de \$964.180.000 en el período de 15 años y la inversión sería de \$561.077.000.

El uso del factor de pérdidas, obtenido a partir de los datos históricos de corrientes de circuitos, se convierte en un factor clave para el cálculo de las pérdidas anuales de un circuito de distribución.

Reconfigurar circuitos conlleva a mejorar la disponibilidad de las redes para atender contingencias y disminuir racionamiento por energía no suministrada, contribuyendo con la prestación del servicio a los usuarios, evitando penalizaciones por calidad del servicio y cuidando los ingresos para el operador de red.

Se analizaron veintisiete (27) circuitos, de los cuáles se reconfiguraron diecinueve (19), y se proyectaron obras por valor de \$561,078 millones en construcción de 1,585 km de red de distribución aérea, 1,575 km de red a repotenciar su calibre, 1,642 km de red subterránea, 1 traslado de equipo de seccionamiento, 15 equipos nuevos de seccionamiento y 46 maniobras de apertura y cierre de seccionamiento.

11. SUGERENCIAS Y RECOMENDACIONES

Implementar las obras propuestas en este trabajo, esto lleva a obtener un sistema más eficiente y confiable y facilita la conexión de cargas futuras por tener circuitos con menor nivel de cargabilidad.

Realizar reconfiguraciones futuras de circuitos de distribución a partir de simulaciones de flujo de carga desbalanceado siguiendo la metodología empleada en este trabajo.

Para atender la demanda futura de centros comerciales previsto a ubicarse cerca a la Estación Sabaneta del metro, se prevé que el circuito R12-09 podría entrar a soportar la carga en conjunto con los circuitos R09-20 de Envigado, los circuitos R12-05 y R12-15 de Ancón Sur y un nuevo circuito que vendría de la subestación Itagüí, este último cuenta con canalizaciones disponibles.

Teniendo en cuenta la configuración topológica de los circuitos de distribución de EPM, se recomienda a futuro, aplicar los estudios que se realicen sobre conductor ideal en los circuitos que superen una cargabilidad de 190 A.

Para atender la demanda que se prevé en el municipio de Sabaneta en los próximos cinco años, se deberá contar con uno o dos nuevos circuitos que saldrían en la carrera 49 (Avenida Regional) por la calle 80Sur. Este trabajo requiere obras civiles para redes subterráneas desde la subestación Ancón Sur hasta la calle 80Sur y adicionalmente, se modificarán los circuitos R12-13 y R12-06. Esta reconfiguración no se incluye en este trabajo por razones de incertidumbre en el valor de la carga futura y su incidencia en los circuitos

actuales. Igualmente se busca que las obras se definan a tiempo para evitar sobreinversión. No obstante desde ahora se deja planteada esta necesidad y su posible solución.

Además de contribuir en el desarrollo de este trabajo con la preservación del medio ambiente reduciendo las pérdidas técnicas, se deberán revisar los circuitos para implementar planes de reposición por seguridad y por calidad.

Como trabajos a futuro, se podrán realizar los siguientes estudios:

- Estudios de conductor óptimo para disminuir más las pérdidas técnicas de los circuitos.
- Teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda en el período de 15 años, explorar la posibilidad de conexión subterránea, trayendo un circuito desde la subestación Itagüí hasta la cámara existente ubicada en la Avenida 37B por carrera 50A Itagüí y unirlo a la cámara existente de la subestación Ancón Sur en la misma dirección, para llevarlo hasta el sector Mayorca en el municipio de Sabaneta.
- Estudio de reconfiguración, que contemple construir un tramo red para disponer de transferencia entre los circuitos 501-13 y R14-03, lo cual sería también una ventaja para la subestación Amagá al tener el circuito R14-03 como circuito de respaldo.
- Esta metodología puede ser aplicada en forma general en la revisión de la cargabilidad de circuitos de sistemas de distribución y hacer reconfiguraciones en forma eficiente, segura y económica utilizando sistemas informáticos de simulación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Baran, M. E. & Wu, F. F. (1989). Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery* 4(2), 401-1407.
- Cadavid, R. & Gallego, L. (Octubre de 2003). Armónicos y problemas de power quality en el conductor de neutro en sistemas trifásicos. *Scientia Et Technica*, IX(22), 19-24.
- Cárcamo Gallardo, A., García Santander, L. & Pezoa, J. (2007). Reconfiguración de redes eléctricas de media tensión basada en el algoritmo de Prim. *Ingeniare Revista Chilena de Ingeniería*, 15(1), 83-91.
- Carvajal, S. X., López, J. M. & Lemoine, C. A. (2009). Reconfiguración de sistemas de distribución de energía eléctrica usando un algoritmo de optimización basado en colonia de hormigas. *Tecnura*, Año 12 (24), 14-22.
- Cooper Power Systems. CYME. (2013). *Soluciones y software para sistemas eléctricos de potencia*. CYMDIST. Canadá: CYME International 1485 Roberval.
- Copyright CYME INTERNATIONAL T&D Inc. (2009). CYME 5.0 CYMDIST Basic Analyses Users Guide. Canada: s.n.
- Correa, C. A., Bolaños, R. A. & Garcés Ruiz, A. (Diciembre de 2007). Balance de fases multiobjetivo en sistemas de distribución. *Revista Scientia et Technica*, Año XIII (37), 55-60.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2002). *Metodología para definir el índice de pérdidas reconocidas en la actividad de distribución*. Bogotá: CREG.

CREG. (2008). Resolución CREG 097. Bogotá: CREG.

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (2012). *nuevos indicadores de calidad del servicio*. Medellín Empresas Públicas de Medellín.

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (Junio de 2013). *Tarifas de energía*. Medellín Empresas Públicas de Medellín.

González Quintero, J. A., Lisan Mesa, I. & Hifikepunje Kandjungulume, J. (2012). Algoritmo Heurístico para la reconfiguración de sistemas de distribución mediante intercambio de ramas. *Ingeniería Energética*, 33(3), 196-204.

Google earth. (s.f.).

Grupo de investigación en planeamiento eléctrico de la Universidad Tecnológica de Pereira. (Septiembre de 2006). *Reducción de pérdidas por etapas en sistemas de distribución*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.

López, L., Hincapié, R. A. & Gallego, R. A. (2011). Planeamiento multiobjetivo de sistemas de distribución usando un algoritmo evolutivo NSGA-II. *Revista EIA, Escuela de Ingeniería de Antioquia*, (15), 141-151.

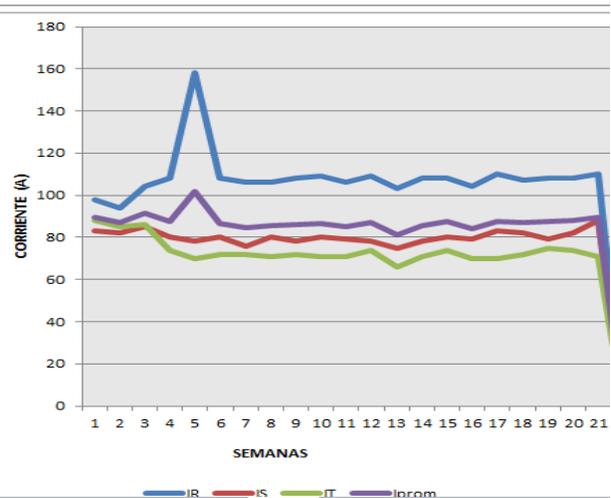
- Mcdermott, T. (n.d.). *A Heuristic No Linear Constructive Method for Electric Power Distribution System Reconfiguration*. Clairton, PA, USA: IEEE Power & Energy Society
- Ramírez Castaño, S. (s.f.). *Redes de distribución energía*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- República de Chile. (1998). Reglamento de la ley general de servicios eléctricos. *Decreto Supremo 327*, 1-118.
- Sayas, L. (2008). *Determinación de pérdidas técnicas y comerciales en sistemas de distribución*. Lima: s.n.
- Schmidt, H., Cabezas, A., Kagan, N., Gouvêa, M. & Agozzini, P. (2008). Reconfiguración de sistemas de distribución utilizando el método de newton en formulaciones cuadráticas. *IEEE Latin America Transactions*, 6(2), 162-169.
- Torres O., J. I. & Salazar, J. A. (2005). Modelamiento y simulación de campo magnético a frecuencia extremadamente baja en circuitos secundarios. *Scientia et Technica Año XI*, (29), 37-41.
- Zhu, J., Bilbao, G. & Mo - Yuen, C. (Noviembre de 1998). Phase Balancing using Mixed-Integer Programming. *IEEE Transactions Power Systems*, 13(4), 1487-1492.
- Zhu, J., Bilbao, G. & Mo - Yuen, C. (Noviembre de 1999). Phase Balancing using Simulated Annealing. *IEEE Transaction on Power Systems*, 14(4), 1508-1513.

ANEXO 1. DEMANDA MÁXIMA SEMANAL DE CIRCUITOS

Las siguientes son las curvas de demanda obtenidas para los circuitos de las subestaciones Caldas, Ancón Sur e Itagüí. Los picos altos se presentan cuando el circuito recibe carga transferida de otro circuito y los picos bajos se dan por energía no suministrada del circuito o es transferido a otro circuito.

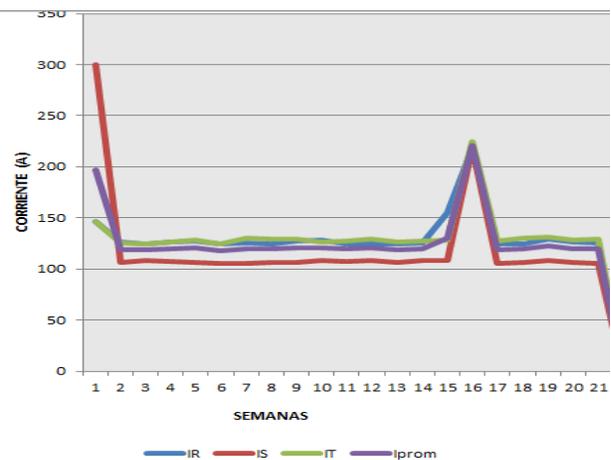
➤ Circuito R14-01

R14-01			
IR	IS	IT	Iprom
98,0	83,0	88,0	89,7
94,0	82,0	85,0	87,0
104,0	85,0	86,0	91,7
108,0	80,0	74,0	87,3
158,0	78,0	70,0	102,0
108,0	80,0	72,0	86,7
106,0	76,0	72,0	84,7
106,0	80,0	71,0	85,7
108,0	78,0	72,0	86,0
109,0	80,0	71,0	86,7
106,0	79,0	71,0	85,3
109,0	78,0	74,0	87,0
103,0	75,0	66,0	81,3
108,0	78,0	71,0	85,7
108,0	80,0	74,0	87,3
104,0	79,0	70,0	84,3
110,0	83,0	70,0	87,7
107,0	82,0	72,0	87,0
108,0	79,0	75,0	87,3
108,0	82,0	74,0	88,0
110,0	88,0	71,0	89,7
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-



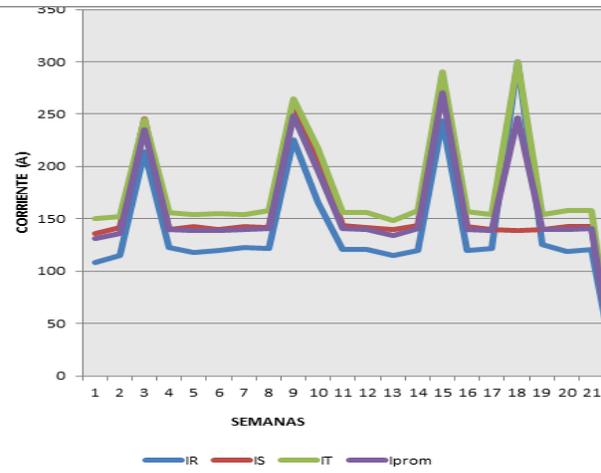
➤ Circuito R14-02

R14-02			
IR	IS	IT	Iprom
126,0	106,0	125,0	119,0
124,0	108,0	124,0	118,7
126,0	107,0	126,0	119,7
127,0	106,0	128,0	120,3
124,0	105,0	124,0	117,7
125,0	105,0	130,0	120,0
124,0	106,0	129,0	119,7
127,0	106,0	129,0	120,7
128,0	108,0	126,0	120,7
124,0	107,0	127,0	119,3
124,0	108,0	129,0	120,3
124,0	106,0	126,0	118,7
125,0	108,0	127,0	120,0
155,0	108,0	128,0	130,3
218,0	219,0	225,0	220,7
124,0	105,0	127,0	118,7
124,0	106,0	130,0	120,0
129,0	108,0	131,0	122,7
126,0	106,0	128,0	120,0
125,0	105,0	129,0	119,7
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-



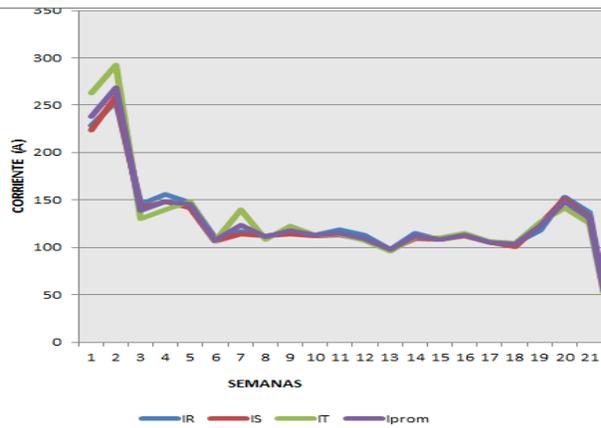
➤ Circuito R14-03

R14-03			
IR	IS	IT	Iprom
115,0	142,0	152,0	136,3
214,0	246,0	245,0	235,0
123,0	140,0	156,0	139,7
118,0	143,0	154,0	138,3
120,0	140,0	155,0	138,3
123,0	143,0	154,0	140,0
122,0	142,0	158,0	140,7
226,0	254,0	265,0	248,3
165,0	207,0	217,0	196,3
121,0	144,0	156,0	140,3
121,0	142,0	156,0	139,7
115,0	140,0	148,0	134,3
120,0	144,0	158,0	140,7
244,0	276,0	290,0	270,0
120,0	143,0	157,0	140,0
122,0	140,0	154,0	138,7
300,0	139,0	300,0	246,3
125,0	140,0	154,0	139,7
119,0	143,0	158,0	140,0
121,0	143,0	158,0	140,7
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-



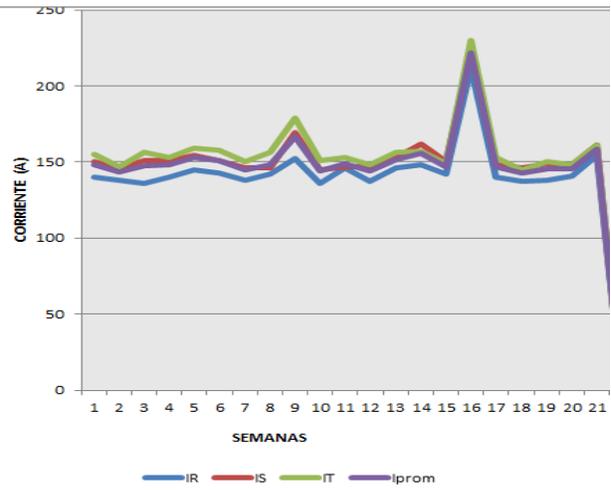
➤ Circuito R14-04

R14-04			
IR	IS	IT	Iprom
254,0	259,0	292,0	268,3
145,0	142,0	130,0	139,0
156,0	148,0	140,0	148,0
147,0	142,0	148,0	145,7
110,0	106,0	106,0	107,3
117,0	114,0	140,0	123,7
112,0	112,0	108,0	110,7
116,0	114,0	123,0	117,7
113,0	112,0	113,0	112,7
119,0	113,0	114,0	115,3
113,0	108,0	107,0	109,3
98,0	98,0	96,0	97,3
115,0	109,0	111,0	111,7
108,0	108,0	110,0	108,7
113,0	112,0	115,0	113,3
105,0	105,0	106,0	105,3
104,0	101,0	104,0	103,0
118,0	124,0	126,0	122,7
153,0	151,0	142,0	148,7
137,0	132,0	125,0	131,3
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-



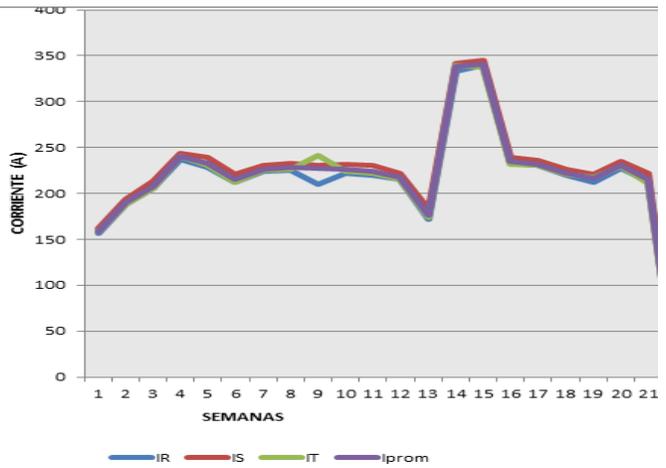
➤ Circuito R14-05

			R14-05
IR	IS	IT	Iprom
138,0	146,0	147,0	143,7
136,0	151,0	156,0	147,7
140,0	151,0	153,0	148,0
145,0	154,0	159,0	152,7
143,0	151,0	158,0	150,7
138,0	146,0	150,0	144,7
142,0	146,0	156,0	148,0
152,0	169,0	179,0	166,7
136,0	145,0	151,0	144,0
146,0	147,0	153,0	148,7
137,0	147,0	148,0	144,0
146,0	153,0	156,0	151,7
148,0	162,0	157,0	155,7
142,0	150,0	149,0	147,0
212,0	224,0	230,0	222,0
140,0	148,0	153,0	147,0
137,0	146,0	145,0	142,7
138,0	149,0	150,0	145,7
141,0	148,0	148,0	145,7
154,0	161,0	161,0	158,7
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-



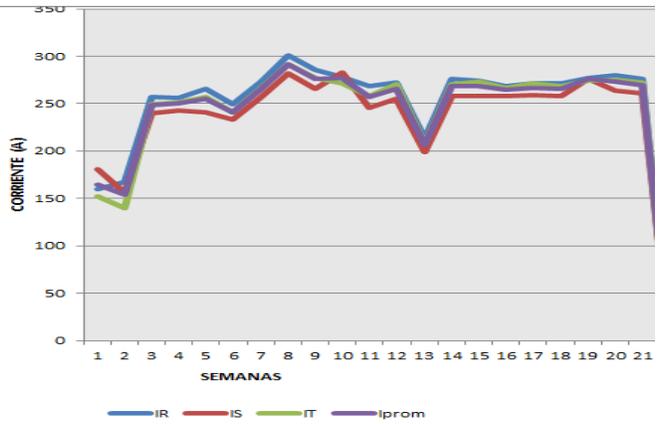
➤ Circuito R12-01

		R12-01
IS	IT	Iprom
193,0	188,0	189,7
213,0	205,0	207,7
244,0	240,0	240,3
239,0	231,0	232,7
221,0	212,0	215,0
230,0	225,0	226,3
233,0	226,0	228,0
230,0	241,0	227,0
232,0	224,0	226,0
230,0	222,0	224,0
222,0	215,0	217,3
183,0	174,0	176,3
342,0	339,0	338,0
345,0	337,0	340,3
239,0	232,0	234,7
236,0	230,0	232,0
226,0	221,0	222,3
221,0	217,0	216,7
235,0	229,0	230,3
222,0	211,0	215,3
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-



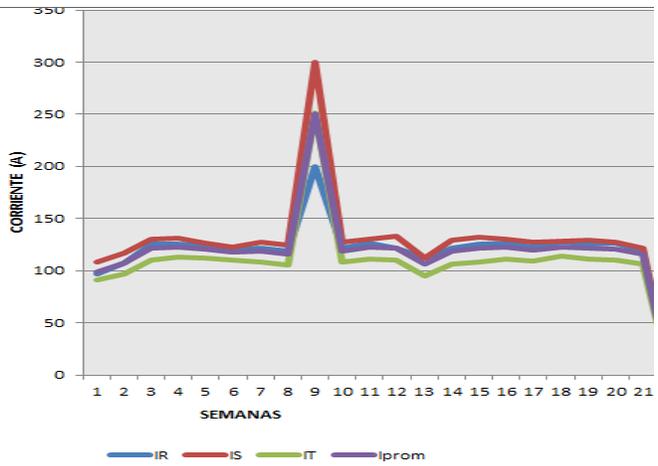
➤ Circuito R12-02

R12-02		
IS	IT	Iprom
156,0	140,0	154,3
240,0	249,0	248,7
243,0	251,0	250,0
241,0	257,0	254,7
233,0	241,0	241,0
257,0	267,0	265,7
282,0	291,0	291,3
266,0	277,0	276,3
283,0	271,0	277,3
246,0	258,0	257,3
255,0	270,0	265,7
199,0	207,0	206,3
258,0	270,0	268,0
258,0	273,0	268,3
258,0	267,0	264,3
259,0	271,0	267,0
258,0	268,0	265,7
276,0	274,0	275,7
264,0	275,0	273,0
261,0	272,0	269,7
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-



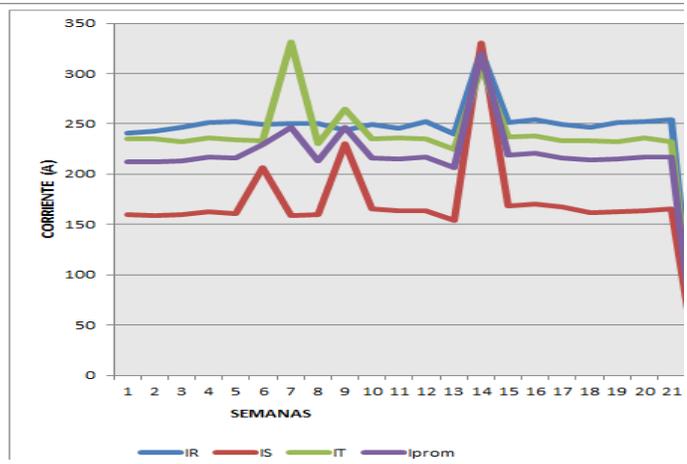
➤ Circuito R12-03

R12-03		
IS	IT	Iprom
117,0	97,0	107,0
130,0	110,0	121,7
131,0	113,0	123,0
126,0	112,0	120,7
123,0	110,0	118,0
127,0	108,0	119,0
124,0	105,0	116,0
300,0	251,0	250,3
127,0	108,0	119,0
130,0	111,0	122,3
133,0	110,0	121,7
112,0	95,0	106,3
129,0	106,0	119,0
132,0	108,0	121,7
130,0	111,0	122,3
127,0	109,0	119,7
128,0	114,0	123,0
129,0	111,0	121,7
127,0	110,0	121,0
122,0	106,0	115,7
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-



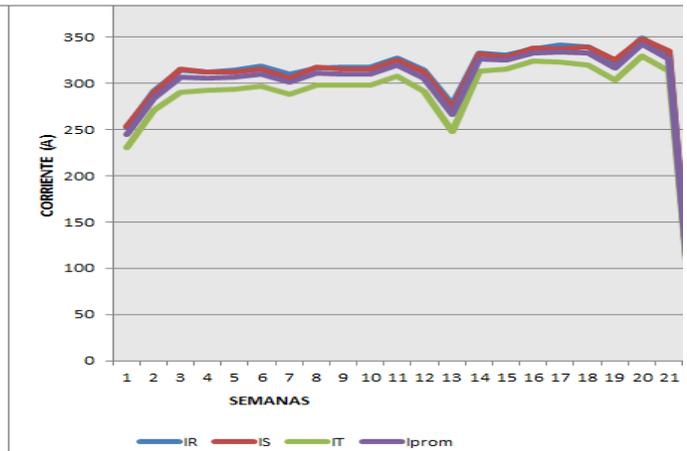
➤ Circuito R12-04

R12-04		
IS	IT	Iprom
160,0	235,0	212,0
159,0	235,0	212,3
160,0	232,0	213,0
163,0	236,0	216,7
161,0	234,0	215,7
206,0	233,0	229,3
159,0	331,0	246,7
160,0	230,0	213,3
230,0	265,0	246,3
165,0	235,0	216,3
164,0	236,0	215,3
164,0	235,0	217,0
154,0	225,0	206,3
330,0	307,0	319,7
168,0	237,0	218,7
170,0	238,0	220,7
167,0	233,0	216,3
162,0	233,0	214,0
163,0	232,0	215,3
164,0	236,0	217,3
165,0	232,0	217,0
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-



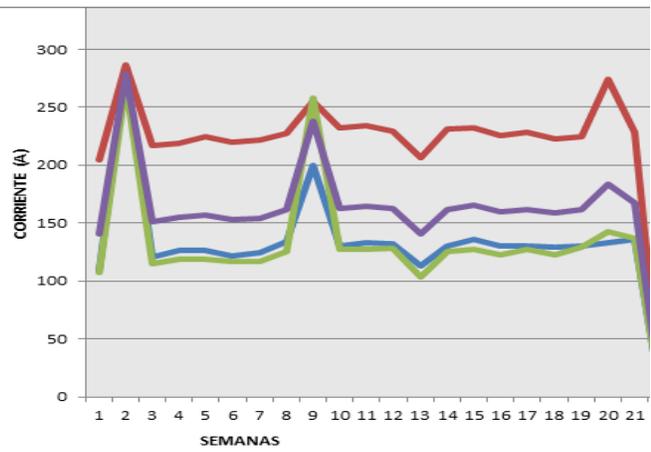
➤ Circuito R12-05

R12-05		
IS	IT	Iprom
316,0	290,0	306,7
312,0	293,0	305,7
312,0	294,0	306,7
315,0	297,0	310,3
306,0	288,0	301,3
318,0	298,0	311,0
315,0	298,0	310,3
315,0	298,0	310,3
325,0	308,0	320,3
312,0	292,0	306,0
273,0	248,0	266,0
332,0	313,0	326,0
329,0	315,0	325,0
338,0	324,0	333,0
337,0	323,0	334,0
340,0	320,0	333,3
325,0	304,0	317,0
348,0	330,0	342,3
335,0	313,0	326,3
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-



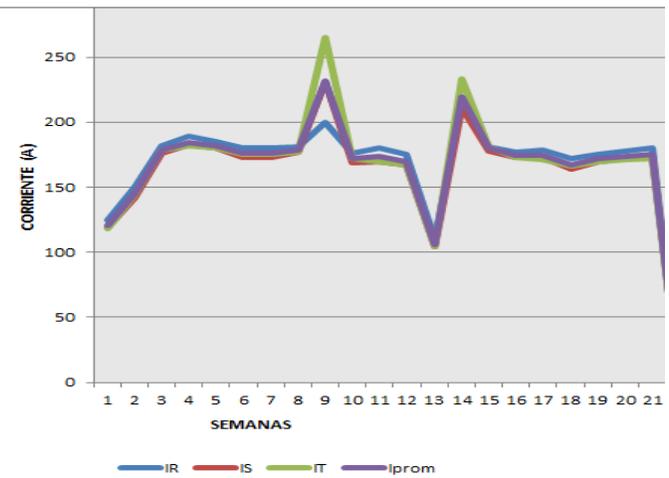
➤ Circuito R12-06

R12-06		
IS	IT	Iprom
217,0	115,0	151,0
219,0	119,0	154,7
225,0	119,0	156,7
220,0	117,0	153,0
222,0	117,0	154,3
227,0	125,0	162,0
255,0	258,0	237,7
232,0	127,0	163,0
234,0	127,0	164,7
229,0	128,0	163,0
206,0	103,0	140,7
231,0	125,0	162,0
232,0	127,0	165,0
226,0	123,0	159,7
228,0	127,0	161,7
223,0	123,0	158,3
225,0	129,0	161,3
274,0	143,0	183,3
228,0	137,0	167,0
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-



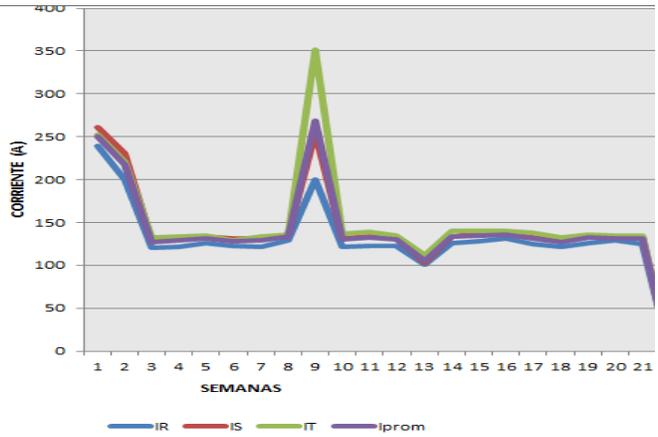
➤ Circuito R12-07

R12-07		
IS	IT	Iprom
176,0	179,0	179,0
183,0	182,0	184,7
180,0	180,0	181,7
173,0	175,0	176,0
173,0	175,0	176,0
177,0	177,0	178,3
231,0	265,0	232,0
169,0	172,0	172,3
170,0	170,0	173,3
167,0	167,0	169,7
104,0	104,0	106,0
211,0	233,0	219,7
178,0	181,0	180,0
173,0	173,0	174,3
173,0	171,0	174,3
164,0	166,0	167,3
170,0	170,0	171,7
172,0	171,0	173,7
174,0	172,0	175,3
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-



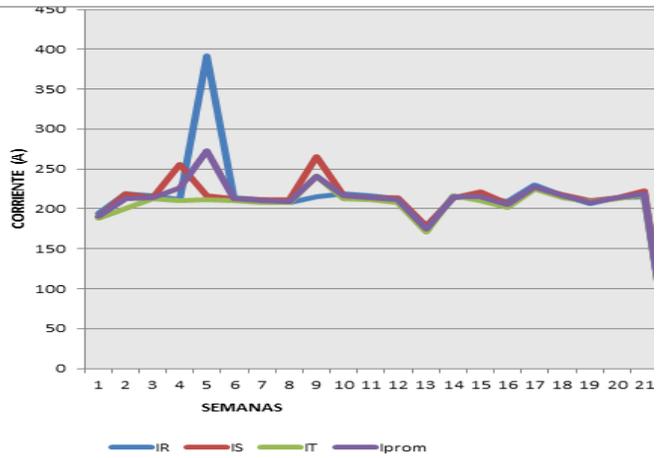
➤ Circuito R12-08

R12-08		
IS	IT	Iprom
230,0	221,0	217,0
128,0	132,0	126,7
132,0	134,0	129,3
133,0	135,0	131,3
131,0	129,0	127,7
131,0	133,0	128,7
136,0	136,0	133,7
255,0	362,0	269,0
131,0	137,0	130,0
134,0	139,0	132,0
132,0	135,0	130,0
103,0	112,0	105,3
134,0	140,0	133,3
137,0	140,0	135,0
137,0	140,0	136,0
132,0	138,0	131,7
128,0	132,0	127,0
135,0	136,0	132,3
131,0	135,0	131,7
134,0	135,0	131,3
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-



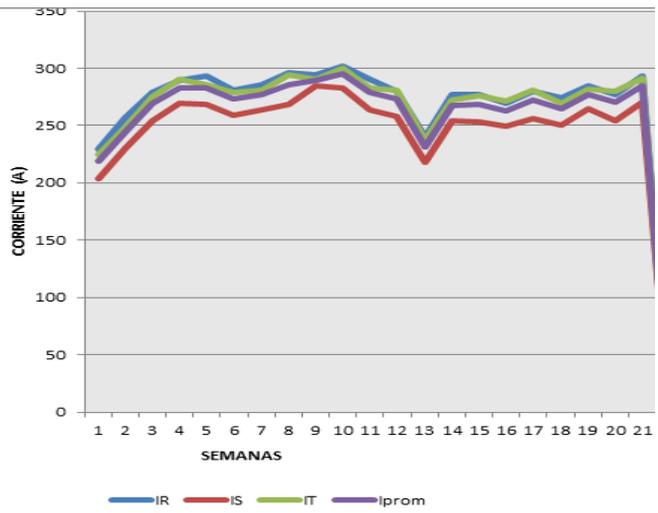
➤ Circuito R12-09

R12-09		
IS	IT	Iprom
219,0	200,0	212,7
214,0	213,0	214,3
256,0	210,0	226,0
216,0	212,0	273,3
213,0	210,0	212,3
212,0	208,0	210,3
212,0	208,0	209,3
266,0	241,0	240,7
217,0	213,0	216,3
214,0	211,0	213,7
214,0	208,0	211,7
178,0	171,0	175,0
214,0	217,0	215,0
221,0	210,0	215,3
206,0	202,0	205,7
226,0	225,0	227,0
218,0	214,0	216,3
210,0	209,0	208,3
214,0	213,0	213,7
222,0	218,0	218,3
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-



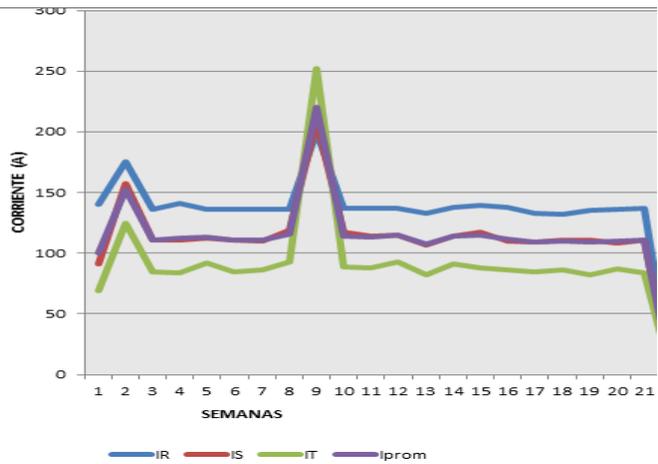
➤ Circuito R12-10

R12-10		
IS	IT	Iprom
230,0	248,0	245,0
254,0	275,0	269,3
269,0	290,0	282,7
268,0	286,0	282,3
259,0	279,0	273,0
264,0	281,0	277,0
268,0	294,0	286,0
285,0	290,0	289,7
283,0	300,0	295,0
264,0	283,0	279,0
258,0	281,0	273,0
218,0	237,0	231,7
254,0	272,0	267,7
253,0	276,0	268,7
249,0	271,0	263,0
256,0	281,0	272,3
250,0	269,0	264,3
265,0	282,0	277,3
254,0	280,0	270,3
270,0	291,0	284,7
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-



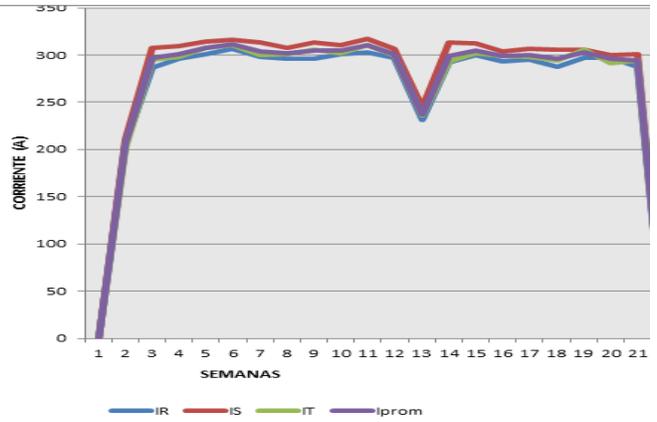
➤ Circuito R12-11

R12-11		
IS	IT	Iprom
157,0	125,0	152,3
111,0	85,0	110,7
111,0	84,0	112,0
112,0	92,0	113,3
111,0	85,0	110,7
110,0	86,0	110,7
119,0	93,0	116,0
210,0	252,0	220,7
117,0	89,0	114,3
114,0	88,0	113,0
115,0	93,0	115,0
107,0	82,0	107,3
114,0	91,0	114,3
117,0	88,0	114,7
110,0	86,0	111,3
109,0	85,0	109,0
111,0	86,0	109,7
111,0	82,0	109,3
108,0	87,0	110,3
111,0	84,0	110,7
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-



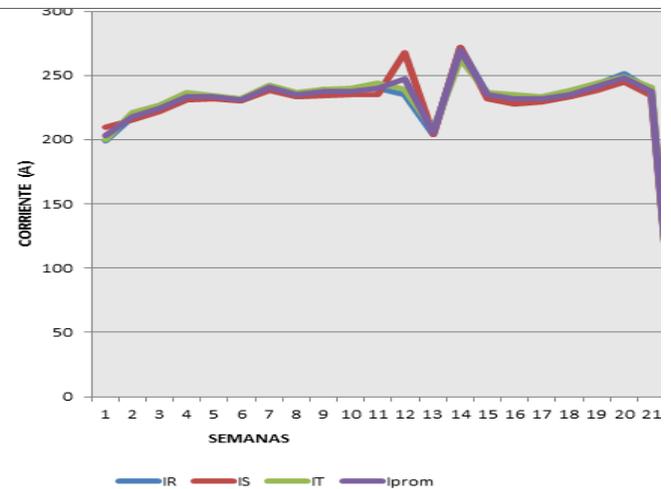
➤ Circuito R12-12

R12-12		
IS	IT	Iprom
211,0	202,0	206,3
308,0	295,0	296,7
309,0	298,0	301,0
314,0	308,0	307,7
316,0	310,0	311,0
313,0	300,0	303,7
308,0	301,0	301,7
313,0	306,0	305,0
310,0	302,0	304,3
317,0	310,0	310,0
307,0	300,0	301,3
245,0	236,0	237,3
313,0	293,0	299,3
312,0	302,0	304,7
304,0	299,0	298,7
307,0	298,0	300,0
306,0	294,0	296,0
306,0	306,0	303,0
300,0	291,0	296,0
301,0	294,0	294,3
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-



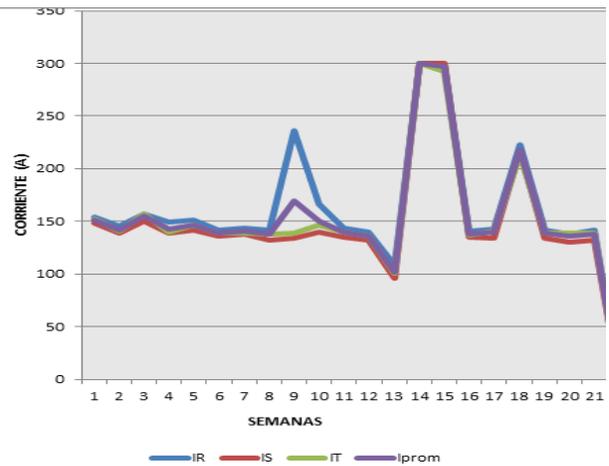
➤ Circuito R12-13

R12-13		
IS	IT	Iprom
215,0	221,0	218,0
222,0	227,0	224,3
231,0	237,0	233,7
232,0	234,0	233,0
230,0	232,0	231,3
238,0	242,0	240,3
233,0	237,0	234,7
234,0	239,0	237,3
235,0	240,0	237,7
235,0	244,0	239,7
268,0	239,0	247,3
204,0	208,0	205,3
272,0	263,0	269,0
232,0	237,0	234,7
228,0	235,0	231,7
229,0	233,0	231,7
233,0	238,0	234,7
238,0	244,0	241,7
245,0	249,0	248,3
234,0	241,0	237,7
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-



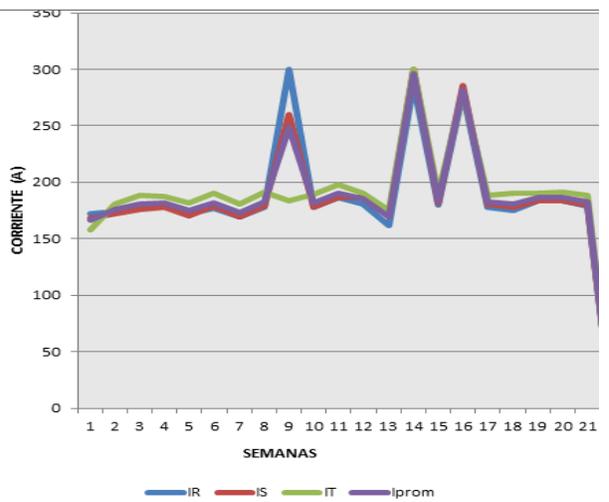
➤ Circuito R35-04

R35-04			
IR	IS	IT	Iprom
145,0	139,0	141,0	141,7
157,0	150,0	157,0	154,7
149,0	139,0	140,0	142,7
151,0	142,0	146,0	146,3
142,0	136,0	139,0	139,0
144,0	138,0	139,0	140,3
142,0	132,0	138,0	137,3
236,0	134,0	139,0	169,7
166,0	140,0	146,0	150,7
144,0	135,0	140,0	139,7
140,0	132,0	136,0	136,0
108,0	96,0	101,0	101,7
300,0	300,0	300,0	300,0
300,0	300,0	292,0	297,3
141,0	135,0	137,0	137,7
143,0	134,0	141,0	139,3
223,0	217,0	213,0	217,7
142,0	134,0	139,0	138,3
138,0	130,0	139,0	135,7
142,0	132,0	139,0	137,7
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-



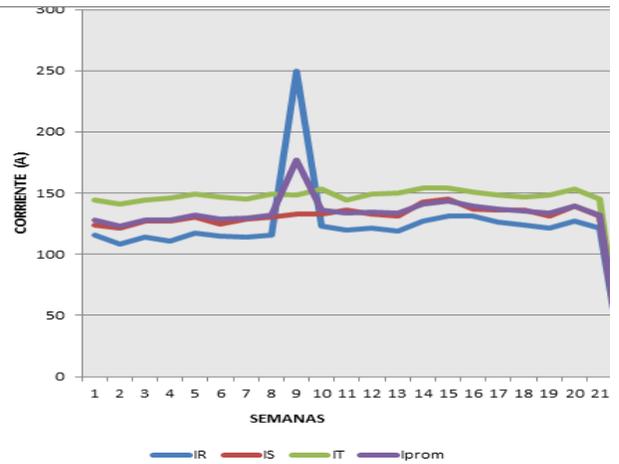
➤ Circuito R35-05

R35-05			
IR	IS	IT	Iprom
174,0	172,0	181,0	175,7
178,0	176,0	188,0	180,7
181,0	178,0	187,0	182,0
172,0	170,0	182,0	174,7
177,0	179,0	190,0	182,0
169,0	169,0	181,0	173,0
178,0	179,0	191,0	182,7
300,0	260,0	184,0	248,0
178,0	178,0	189,0	181,7
186,0	186,0	198,0	190,0
181,0	186,0	190,0	185,7
162,0	171,0	175,0	169,3
287,0	300,0	300,0	295,7
180,0	182,0	189,0	183,7
279,0	286,0	280,0	281,7
178,0	181,0	188,0	182,3
175,0	178,0	190,0	181,0
184,0	184,0	190,0	186,0
184,0	184,0	191,0	186,3
179,0	180,0	188,0	182,3
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-



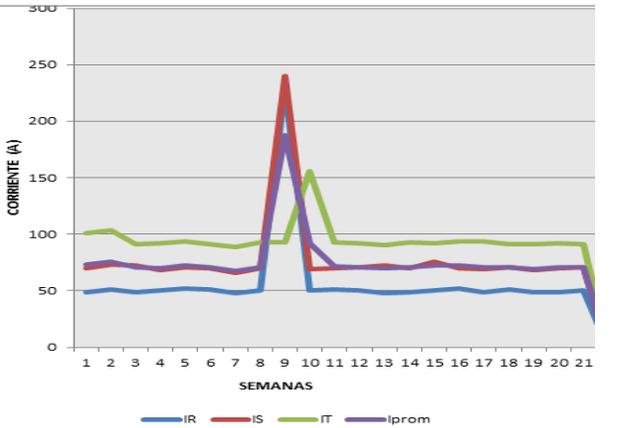
➤ Circuito R35-06

R35-06			
IR	IS	IT	Iprom
108,0	121,0	141,0	123,3
114,0	127,0	144,0	128,3
111,0	127,0	146,0	128,0
117,0	130,0	149,0	132,0
115,0	125,0	147,0	129,0
114,0	129,0	145,0	129,3
116,0	130,0	149,0	131,7
250,0	133,0	148,0	177,0
123,0	133,0	153,0	136,3
120,0	136,0	144,0	133,3
121,0	133,0	149,0	134,3
119,0	131,0	150,0	133,3
127,0	143,0	154,0	141,3
131,0	145,0	154,0	143,3
131,0	137,0	151,0	139,7
126,0	136,0	148,0	136,7
124,0	136,0	147,0	135,7
121,0	131,0	148,0	133,3
127,0	139,0	153,0	139,7
121,0	131,0	145,0	132,3
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-



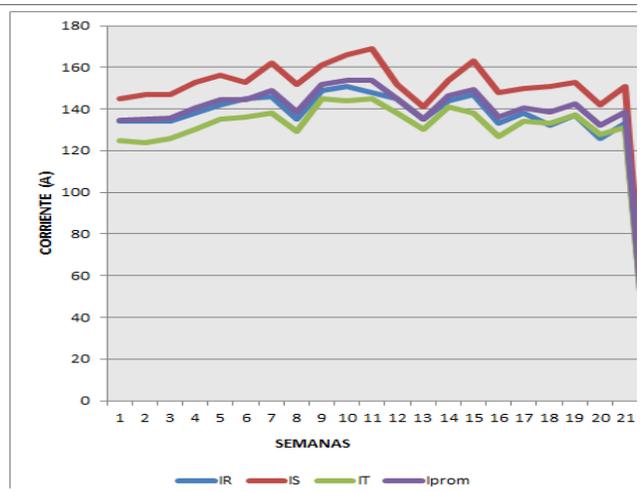
➤ Circuito R35-07

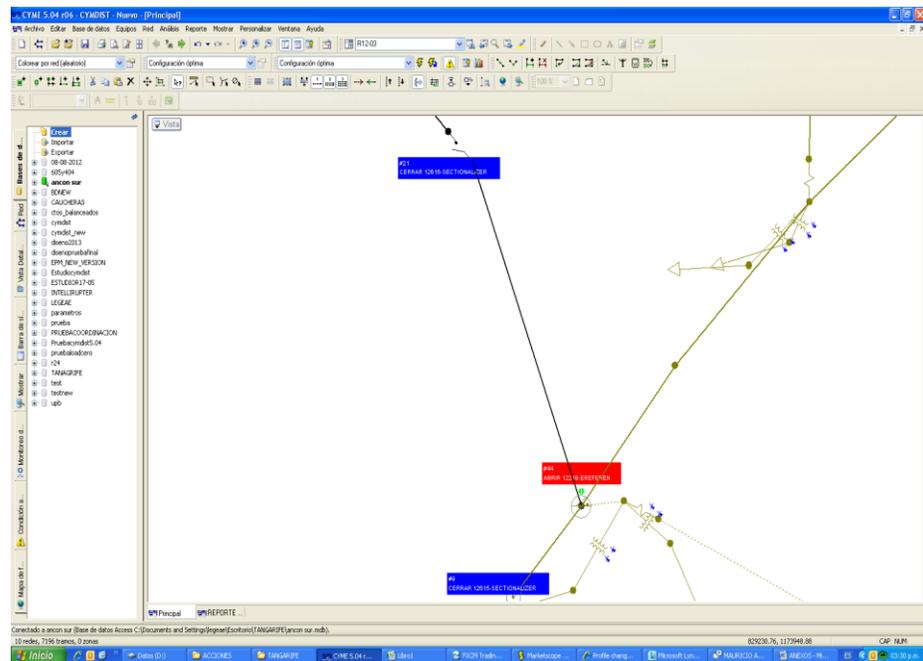
R35-07			
IR	IS	IT	Iprom
51,0	73,0	103,0	75,7
49,0	72,0	91,0	70,7
50,0	68,0	92,0	70,0
52,0	71,0	94,0	72,3
51,0	70,0	91,0	70,7
48,0	66,0	89,0	67,7
50,0	70,0	93,0	71,0
230,0	240,0	93,0	187,7
50,0	69,0	156,0	91,7
51,0	70,0	93,0	71,3
50,0	71,0	92,0	71,0
48,0	72,0	90,0	70,0
49,0	70,0	93,0	70,7
50,0	76,0	92,0	72,7
52,0	70,0	94,0	72,0
49,0	69,0	94,0	70,7
51,0	71,0	91,0	71,0
49,0	68,0	91,0	69,3
49,0	70,0	92,0	70,3
50,0	71,0	91,0	70,7
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-



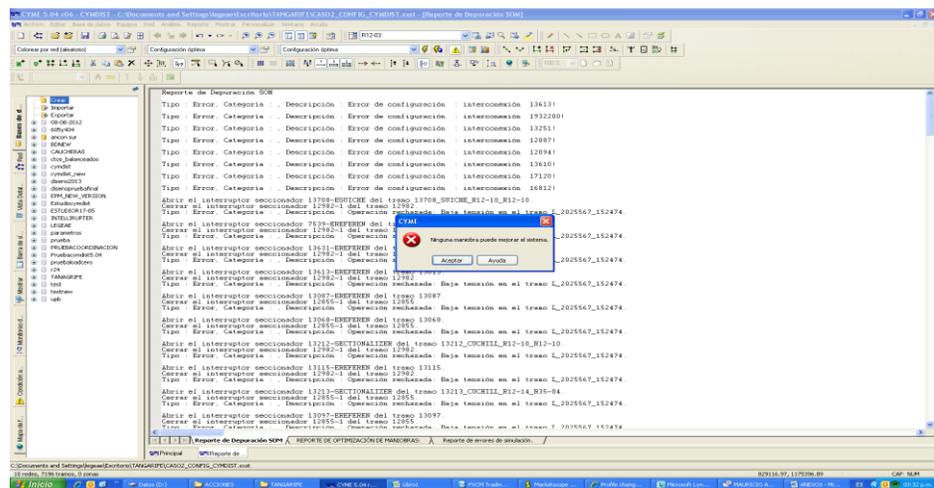
➤ Circuito R35-08

R35-08			
IR	IS	IT	Iprom
134.0	145.0	125.0	134.7
134.0	147.0	124.0	135.0
134.0	147.0	126.0	135.7
138.0	153.0	130.0	140.3
142.0	156.0	135.0	144.3
145.0	153.0	136.0	144.7
146.0	162.0	138.0	148.7
135.0	152.0	129.0	138.7
149.0	161.0	145.0	151.7
151.0	166.0	144.0	153.7
148.0	169.0	145.0	154.0
145.0	152.0	138.0	145.0
135.0	141.0	130.0	135.3
144.0	154.0	141.0	146.3
147.0	163.0	138.0	149.3
133.0	148.0	127.0	136.0
138.0	150.0	134.0	140.7
132.0	151.0	133.0	138.7
137.0	153.0	137.0	142.3
126.0	142.0	128.0	132.0
133.0	151.0	131.0	138.3
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-

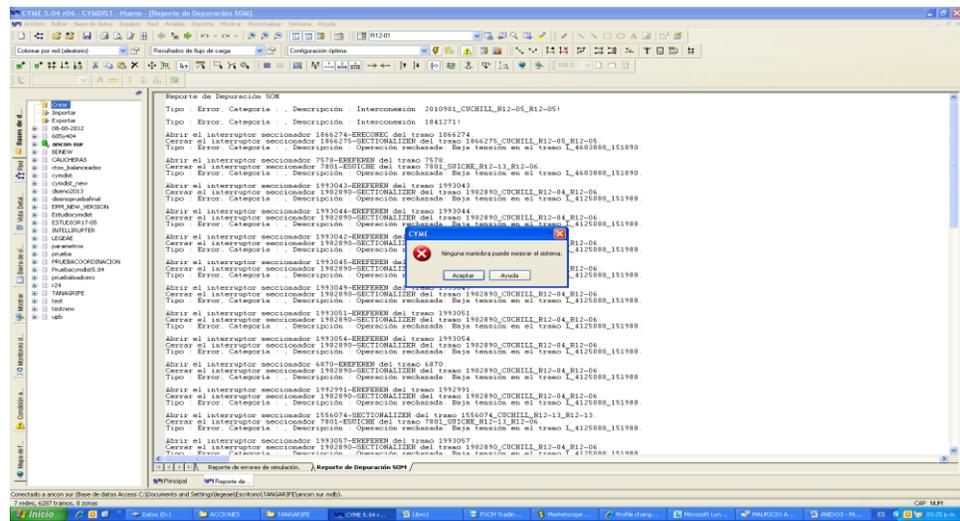




Propuso cambios.

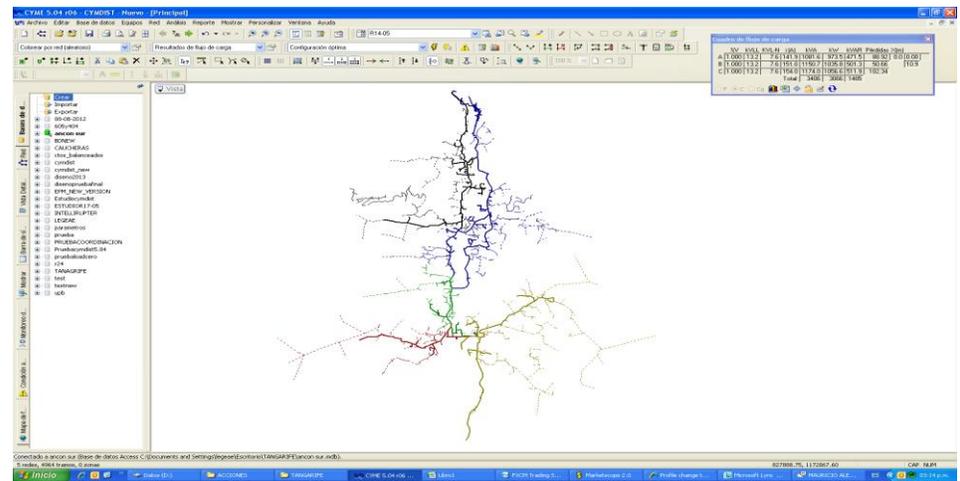


No encontré solución automáticamente.



No encontró solución automáticamente

➤ Simulaciones del grupo 3.



...CYME 5.04 (06 - CYMIST - Nuevo - [REPORTE DE OPTIMIZACIÓN DE MANDOBROS])

Archivo Editar Base de datos Equipos Red Análisis Reporte Mostrar Personalizar Ventana Ayuda

Configuración óptima

Reporte de Optimización de la Configuración

Parámetros

Objetivo	Ubicación interruptores seccionadores
Bloquear los reguladores	No
Permitir condiciones anormales en SI	SI
Costo de energía	0.000 \$/KWH

Mandobros de conmutación (* significa nueva ubicación)

Nombre del tramo	Acción	Nombre del interruptor seccionador
3709_CUCHALL_R12-12_R12-02	Cerrar	3709-SECTIONALIZADOR
2886_SUICHE_R12-02_R12-12	Cerrar	2886-ESUICHE
2525_SUICHE_R12-12_R14-04	Cerrar	2525-ESUICHE
198965_CUCHALL_R14-04_R12-12	Cerrar	198965-SECTIONALIZADOR
1438_CUCHALL_R14-05_R14-04	Cerrar	1438-SECTIONALIZADOR
2623*	Abrir	2623-2
2574*	Abrir	2574-1
198991	Abrir	198991-REFEREN
3672	Abrir	3672-REFEREN
1479*	Abrir	1479-1

Resumen de la red

Nombre del alimentador	Capacidad		Carga inicial		Carga final		Pérdidas iniciales		Pérdidas finales		Longitud inicial		Longitud final	
	IVA	IVA	IVA	%	IVA	%	MW	MW	MW	MW	m	m	m	m
R12-02	5000.0	6047.7	120.95	5000.2	100.00	291.38	215.97	26619.7	14287.9					
R12-12	5000.0	8660.2	137.80	4355.8	87.12	365.90	194.94	35916.6	15226.2					
R14-01	5000.0	1980.8	39.62	1980.8	39.62	43.80	43.80	14603.1	14603.1					
R14-04	5000.0	2728.0	54.56	6196.3	123.97	59.18	224.85	10763.9	44293.2					
R14-05	5000.0	3406.7	68.13	3406.4	68.13	88.46	88.46	30041.8	29500.5					

Condiciones anormales

Tipo de violación	Inicial		Final	
	# Dispositivos	Peor (%)	# Dispositivos	Peor (%)
Sobrecarga	30	172.44	24	172.44
Baja tensión	385	93.82	40	94.84
Alta tensión	0	100.00	0	100.00

Pérdidas en el sistema

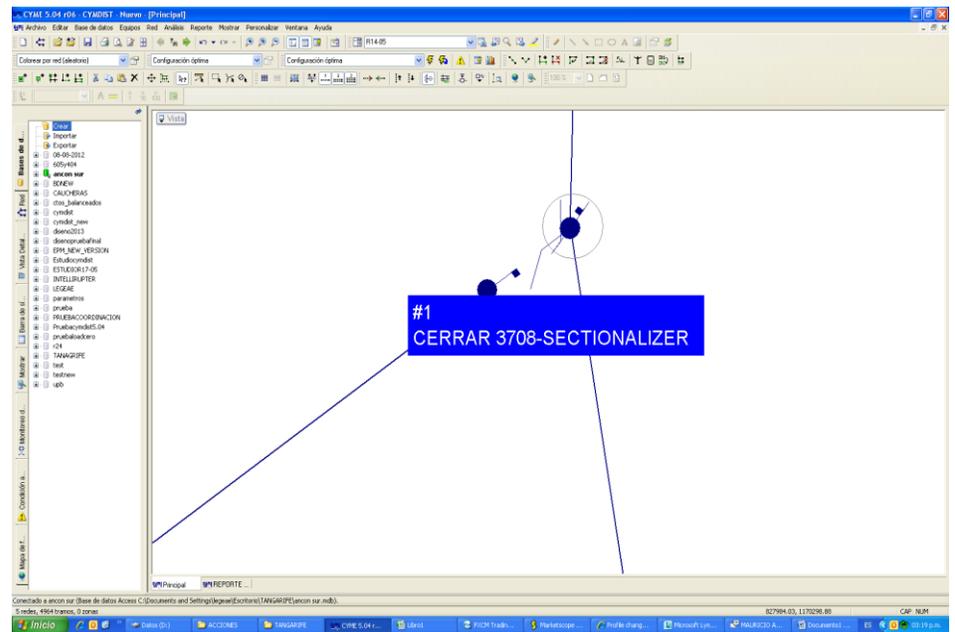
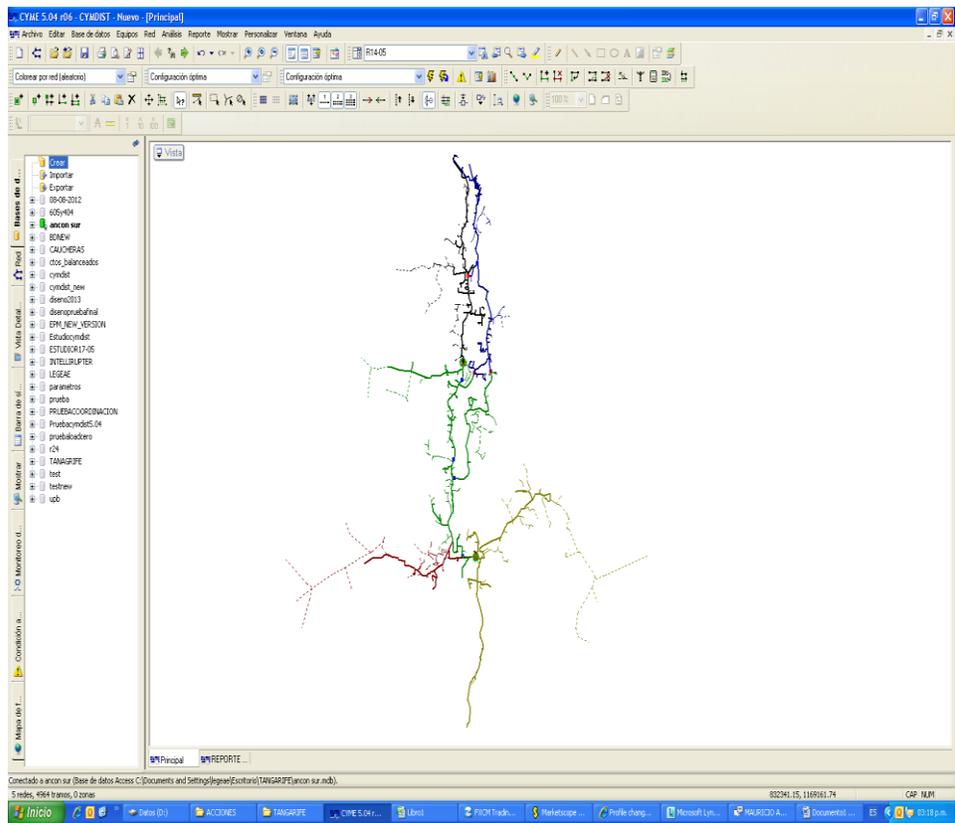
Pérdidas iniciales		Pérdidas finales		Economías	
(MW)	(MW)	(MW)	(%)	(%)	(\$/año)
839.73	758.33	80.80	9.62		0

Reporte de Depuración SCM | REPORTE DE OPTIMIZACIÓN DE MANDOBROS

Conectado a ancon sur (Base de datos Access C:\Documents and Settings\Escritorio\TANGARIFE\ancon sur.mdb)

822562.32, 1172147.80 CAP: NLM

Propuso cierre y apertura de los puntos indicados en el reporte. En el siguiente diagrama, se muestran los puntos.



ANEXO 3. COSTO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS

A manera de ejemplo se muestran las pérdidas técnicas calculadas por CYMDIST para el circuito R12-02 actual y reconfigurado. Luego se muestra en la siguiente tabla los datos obtenidos en todos los circuitos.

Alimentador: R12-02

Actual

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	142,72	1250,22	375066.95
Pérdidas en los cables	0	0	0.00
Pérdidas en los transformadores	139,23	1219,66	365898.46
Pérdidas totales	281,95	2469,88	740965.41

Tasa descuento	13,90%
Número de años	15
Pérdidas en máxima	142,72
Costo pérdidas	170,1
Factor de pérdidas	0,4
Pérdidas año	500.091
Costo pérdidas año	85.065.459
Costo Pérdidas período	\$ 598,10

Alimentador: R12-02

Reconfigurado

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	50,14	439,25	131773.82
Pérdidas en los cables	0	0	0.00
Pérdidas en los transformadores	93,77	821,39	246415.76
Pérdidas totales	143,91	1260,63	378189.58

Tasa descuento	13,90%
Número de años	15
Pérdidas en máxima	50,14
Costo pérdidas	170,1
Factor de pérdidas	0,40
Pérdidas año	175.691
Costo pérdidas año	29.884.964
Costo Pérdidas período	\$ 210,12

Circuito	Pérdidas Totales (kwh/año)		Costo anual de pérdidas		Valor Presente de pérdidas (millones)		Grupo
	Topología Original	Caso Propuesto	Pérdidas año Original	Pérdidas año Propuesto	VPN pérđ Original	VPN pérđ Propuesto	
R12-01	162.636	127.108	\$ 27.664.453	\$ 21.621.152	\$ 194,51	\$ 152,02	2
R12-02	500.091	175.691	\$ 85.065.459	\$ 29.884.964	\$ 598,10	\$ 210,12	3
R12-03	31.765	87.699	\$ 5.403.165	\$ 14.917.598	\$ 37,99	\$ 104,89	1
R12-04	416.181	309.415	\$ 70.792.319	\$ 52.631.570	\$ 497,74	\$ 370,06	2
R12-05	703.954	148.154	\$ 119.742.507	\$ 25.200.910	\$ 841,92	\$ 177,19	2
R12-06	87.900	75.604	\$ 14.951.721	\$ 12.860.250	\$ 105,13	\$ 90,42	2
R12-07	147.052	147.052	\$ 25.013.608	\$ 25.013.608	\$ 175,87	\$ 175,87	2
R12-08	58.489	69.674	\$ 9.948.939	\$ 11.851.468	\$ 69,95	\$ 83,33	1_2
R12-09	456.342	311.733	\$ 77.623.721	\$ 53.025.845	\$ 545,78	\$ 372,83	2
R12-10	191.077	80.543	\$ 32.502.134	\$ 13.700.355	\$ 228,52	\$ 96,33	1
R12-11	86.387	86.387	\$ 14.694.384	\$ 14.694.384	\$ 103,32	\$ 103,32	3
R12-12	509.854	90.837	\$ 86.726.148	\$ 15.451.343	\$ 609,78	\$ 108,64	3
R12-13	173.858	80.196	\$ 29.573.240	\$ 13.641.348	\$ 207,93	\$ 95,91	1
R12-14	185.181	208.716	\$ 31.499.313	\$ 35.502.551	\$ 221,47	\$ 249,62	1
R12-15	0	147.694	\$ -	\$ 25.122.681	\$ 0,00	\$ 176,64	2
R35-01	72.007	217.467	\$ 12.248.425	\$ 36.991.137	\$ 86,12	\$ 260,09	1
R35-02	95.170	95.170	\$ 16.188.484	\$ 16.188.484	\$ 113,82	\$ 113,82	1
R35-03	33.255	40.745	\$ 5.656.627	\$ 6.930.641	\$ 39,77	\$ 48,73	1
R35-04	28.414	77.200	\$ 4.833.211	\$ 13.131.742	\$ 33,98	\$ 92,33	1
R35-05	102.874	102.874	\$ 17.498.857	\$ 17.498.857	\$ 123,04	\$ 123,04	1
R35-06	119.048	119.048	\$ 20.250.133	\$ 20.250.133	\$ 142,38	\$ 142,38	1
R35-07	49.098	49.098	\$ 8.351.578	\$ 8.351.578	\$ 58,72	\$ 58,72	1
R35-08	144.836	144.836	\$ 24.636.619	\$ 24.636.619	\$ 173,22	\$ 173,22	1
R14-01	30.984	30.984	\$ 5.270.399	\$ 5.270.399	\$ 37,06	\$ 37,06	3
R14-02	39.949	39.949	\$ 6.795.343	\$ 6.795.343	\$ 47,78	\$ 47,78	3
R14-03	150.952	150.952	\$ 25.676.990	\$ 25.676.990	\$ 180,54	\$ 180,54	3
R14-04	86.202	386.054	\$ 14.662.944	\$ 65.667.798	\$ 103,10	\$ 461,71	3
R14-05	105.433	253.129	\$ 17.934.108	\$ 43.057.236	\$ 126,10	\$ 302,74	3
R14-06	0	108.799	\$ -	\$ 18.506.744	\$ 0,00	\$ 130,12	3
Total	4.768.988	3.962.809	811.204.825	674.073.727	5.704	4.739	
Beneficio							
Año							
15 años							
\$ 137.131.098							
\$ 964,18							