

UCUENCA

Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad mención Redes Eléctricas Inteligentes

Metodología basada en optimización matemática para la solución del problema de la expansión de los alimentadores que interconectarán con la Subestación 13, perteneciente al sistema de distribución eléctrica de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A.


Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención Redes Eléctricas Inteligentes

Autor:

Raúl Fabián Guapisaca Vargas

Director:

Julio César López Quizhpi

ORCID:  0000-0001-5067-1943

Cuenca, Ecuador

2023-09-19

Resumen

El presente trabajo define una metodología basada en optimización matemática para solucionar el problema de la expansión de los alimentadores que interconectarán con la Subestación #13, mismos que pertenecen a la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. El modelo de optimización propuesto consta de una parte encargada del diagnóstico del sistema mediante la solución del problema de flujos de potencia, misma que se valida utilizando los Casos de Estudio, del 1 al 4, e información del paquete comercial CymDist. Para la planificación del sistema, se generan 3 Casos de Estudio adicionales, casos 5, 6 y 7; los cuales consideran las exigencias a corto y largo plazo del sistema de distribución, escogiendo al que brinde las mejores condiciones de operación desde el punto de vista de pérdidas y perfiles de voltaje, para aplicarle el modelo de optimización matemática convexo de segundo orden de largo plazo. El resultado final indica la necesidad de balancear cargas para ciertos tramos e instalar bancos de capacitores fijos en determinados nodos. La formulación matemática del problema de optimización, tiene una función objetivo que considera los costos de inversión y operación, estando compuesta de tres términos que representan costos: de instalación de nuevos alimentadores y/o repotenciación de los existentes, de instalación de bancos de capacitores fijos y de pérdidas de energía. El modelo matemático fue implementado en AMPL 2023 y resuelto usando el Solver CPLEX v23.

Palabras clave: flujo de potencia, expansión de alimentadores eléctricos, optimización convexa segundo orden, software AMPL 2023



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Abstract

The following work delineates a methodology based on mathematical optimization for solving the problem of the expansion of feeders which will interconnect with Substation #13, the feeders in question being those belonging to Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. The proposed optimization model consists of a part responsible for the system diagnostics through the solution to the power flow problem, which is confirmed using Case Studies 1 to 4, and information from the CymDist commercial package.

Three additional Case Studies (Cases 5, 6, and 7) are undertaken for the system plan which take the short and large term demands, of the distribution system into consideration, opting for the one that provides the best operation conditions from the point of view of energy losses and voltage profiles to apply a long-term model of second-order convex optimization. The final result indicates the necessity to balance loads for certain sections and to install fixed capacitor banks at specific nodes. The mathematical formulation of the optimization problem has an objective function that takes investment and operation costs into consideration, being composed of three terms which represent the following costs: the installation of new feeders and/or the replacement of pre-existing feeders, the installation of fixed capacitor banks, and the loss of energy. The mathematical model was implemented in AMPL 2023 and resolved using Solver CPLEX v23.

Keywords: load flow, expansion of electrical feeders, second order convex optimization, AMPL 2023 software



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

Institutional Repository: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Índice de contenido

Resumen	2
Abstract.....	3
Índice de contenido.....	4
Índice de figuras.....	8
Índice de tablas.....	10
Agradecimiento.....	11
Dedicatoria.....	12
CAPITULO 1.....	13
1 INTRODUCCIÓN.....	13
1.1 Antecedentes.....	13
1.2 Problemática.....	13
1.3 Justificación	14
1.4 Objetivos.....	14
1.4.1 Objetivo General.....	14
1.4.2 Objetivos Específicos	14
1.5 Alcance.....	14
CAPÍTULO 2.....	16
2 REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE E INFORMACIÓN ESTADÍSTICA	16
2.1 Introducción	16
2.2 Recopilación De Información	19
2.3 Subestación #05 El Arenal.....	20
2.3.1 Ubicación.....	20
2.3.2 Datos Técnicos.....	21
2.4 Subestación #08 Turi.....	23
2.4.1 Ubicación.....	23
2.4.2 Datos Técnicos.....	23
2.5 Subestación #13 Chaullayacu.....	25

2.5.1	Ubicación.....	25
2.5.2	Datos Técnicos.....	26
2.6	Subestación #14 Lentag	27
2.6.1	Ubicación.....	27
2.6.2	Datos Técnicos.....	28
CAPÍTULO 3.....		30
3	ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.....	30
3.1	Manejo De Información	30
3.1.1	Determinación De La Demanda Máxima Por Fase (Sistema Desequilibrado)30	
3.1.2	Procedimiento Para La Distribución De La Demanda En Los Nodos	31
3.2	Análisis De Flujos De Potencia	32
3.3	Análisis De La Problemática Actual Del Sistema De Distribución De Centrosur....	33
3.3.1	Determinación De Casos Para El Sistema Actual	33
3.3.2	Flujos De Potencia Casos 1, 2 Y 3	34
3.3.3	Flujos De Potencia Caso 4	37
3.3.3.1	Estudio De Caso 4 - Subestación #05 El Arenal.....	37
3.3.3.2	Estudio De Caso 4 - Subestación #08 Turi.....	40
3.3.3.3	Estudio De Caso 4 - Subestación #13 Chaullayacu.....	41
3.3.3.4	Estudio De Caso 4 - Subestación #14 Lentag.	42
CAPÍTULO 4.....		43
4	MODELO DE OPTIMIZACIÓN MATEMÁTICO	43
4.1	Formulación Matemática Del Problema De Optimización.....	43
4.2	Problema De Planificación Óptima De Las Redes De Medio Voltaje De Centrosur47	
4.2.1	Determinación De Casos Para El Sistema Planificado	48
4.2.2	Flujos De Potencia Caso 5	49
4.2.2.1	Estudio De Planificación Caso 5 - Subestación #05 El Arenal.	49
4.2.2.2	Estudio De Planificación Caso 5 - Subestación #08 Turi.	50
4.2.2.3	Estudio de planificación Caso 5 - Subestación #13 Chaullayacu.....	51

4.2.2.4	Estudio De Planificación Caso 5 - Subestación #14 Lentag.	52
4.2.3	Flujos de Potencia Caso 6	52
4.2.3.1	Estudio De Planificación Caso 6 - Subestación #13 Chaullayacu.....	53
4.2.4	Flujos de Potencia Caso 7	54
4.2.4.1	Estudio De Planificación Caso 7 - Subestación #05 El Arenal.	55
4.2.4.2	Estudio De Planificación Caso 7 - Subestación #13 Chaullayacu.....	55
4.3	Aplicación Del Modelo De Optimización Matemático Al Sistema De Distribución De Energía Eléctrica De La Centrosur	57
4.3.1	Aplicación Del Modelo De Optimización Matemático A La Subestación #05 El Arenal.....	58
4.3.1.1	Alimentador 0521.	58
4.3.2	Aplicación Del Modelo De Optimización Matemático A La Subestación #13 Chaullayacu.....	59
4.3.2.1	Alimentador 1323.	59
4.3.2.2	Alimentador 1324.	63
CAPÍTULO 5.....		65
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	65
5.1	Conclusiones	65
5.2	Recomendaciones	66
Referencias.....		67
Anexos.....		69
ANEXO A: Diagrama Unifilar CASO 2 (Configuración Inicial Del Sistema De Distribución).		69
ANEXO B: Diagrama Unifilar CASO 4 (Configuración Actual Del Sistema De Distribución).		70
ANEXO C: Diagrama Unifilar CASO 5 (Alternativa 1 De Planificación).		71
ANEXO D: Diagrama Unifilar CASO 6 (Alternativa 2 De Planificación).		72
ANEXO E: Diagrama Unifilar CASO 7 (Alternativa 3 De Planificación - Final).		73
ANEXO F: Comparación Del Modelo Matemático VS Cymdist.		74

ANEXO G: Nodos De Carga Transferidos Desde La Fase “C” Hacia La Fase “A”

Alimentador 0521 – Caso 7 Optimizado. 76

Índice de figuras

Figura 2-1. Diagrama de bloques para planeamiento de sistemas de distribución (Ramírez Castaño, 2009)	17
Figura 2-2. Trayectoria INICIAL del Alimentador 0521 (Sin Transferencia).	20
Figura 2-3. Trayectoria FINAL del Alimentador 0521 (Con Transferencia).	21
Figura 2-4. Trayectoria del Alimentador 0525.....	21
Figura 2-5. Diagrama Unifilar de posiciones Subestación #05 – El Arenal.	22
Figura 2-6. Trayectoria del Alimentador 0823.....	23
Figura 2-7. Diagrama Unifilar de posiciones Subestación #08 – Turi.	24
Figura 2-8. Trayectoria INICAL del Alimentador 1321.	25
Figura 2-9. Trayectoria FINAL de los Alimentadores 1321, 1322 y 1323.....	26
Figura 2-10. Diagrama Unifilar de posiciones Subestación #13 – Chaullayacu.	26
Figura 2-11. Trayectoria del Alimentador 1423.....	28
Figura 2-12. Diagrama Unifilar de posiciones Subestación #14 – Lentag.....	28
Figura 3-1. Voltajes por fase CASO 1 – Alimentador 0521.....	35
Figura 3-2. Voltajes por fase CASO 1 - Alimentador 0525.....	35
Figura 3-3. Voltajes por fase CASO 1 - Alimentador 0823.....	36
Figura 3-4. Voltajes por fase CASO 1 - Alimentador 1321.....	36
Figura 3-5. Voltajes por fase CASO 1 - Alimentador 1423.....	37
Figura 3-6 Flujo de potencia - Caso 4 - Alimentador 0521- Fase A-B-C.	38
Figura 3-7. Flujo de potencia – Caso 4 - Alimentador 0525- Fase A-B-C.	39
Figura 3-8. Flujo de potencia - Caso 4 - Alimentador 0823- Fase A-B-C.	40
Figura 3-9. Flujo de potencia - Caso 4 - Alimentador 1323- Fase A-B-C.	41
Figura 3-10. Flujo de potencia - Caso 4 - Alimentador 1423 Fase A-B-C.	42
Figura 4-1. Flujo de potencia - Caso 5- Alimentador 0521- Fase A-B-C.	50
Figura 4-2. Flujo de potencia - Caso 5 - Alimentador 1323 - Fase A-B-C.	51
Figura 4-3. Flujo de potencia - Caso 6 - Alimentador 1323 - Fase A-B-C.	53
Figura 4-4. Flujo de potencia - Caso 6 - Alimentador 1324 - Fase A-B-C.	54

Figura 4-5. Flujo de potencia - Caso 7 - Alimentador 0521 - Fase A-B-C.	55
Figura 4-6. Flujo de potencia - Caso 7 - Alimentador 1323 - Fase A-B-C.	56
Figura 4-7. Flujo de potencia - Caso 7 - Alimentador 1324 - Fase A-B-C.	57
Figura 4-8. Flujo de potencia - Caso 7 Optimizado – Alimentador 0521 - Fase A-B-C.	59
Figura 4-9. Flujo de potencia - Caso 7 Optimizado – Alimentador 1323 - Fase A-B-C.	61
Figura 4-10. Flujo de potencia (orden del sistema) Caso 7 Optimizado – Alimentador 1323 - Fase A-B-C.	62
Figura 4-11. Flujo de potencia - Caso 7 Optimizado – Alimentador 1324 - Fase A-B-C.	63
Figura 4-12. Flujo de potencia (orden del sistema) Caso 7 Optimizado – Alimentador 1324 - Fase A-B-C.	64

Índice de tablas

Tabla 2-1. Datos estadísticos de la Subestación #05 – El Arenal.....	22
Tabla 2-2. Datos estadísticos de la Subestación #08 – Turi.....	24
Tabla 2-3. Datos estadísticos de la Subestación #13 – Chaullayacu.....	27
Tabla 2-4. Datos estadísticos de la Subestación #14 – Lentag.	29
Tabla 3-1. Demandas máximas registradas por subestación.	31
Tabla 4-1 Valores nominales de banco de condensadores	60
Tabla 4-2. Nodos candidatos para la colocación del banco de capacitores.....	60
Tabla 4-3. Nodos asignados por el modelo de optimización para banco de condensadores - Alimentador 1323.....	61
Tabla 4-4. Nodos asignados por el modelo de optimización para banco de condensadores - Alimentador 1324.....	63

Agradecimiento

Expreso mis sinceros agradecimientos a la Universidad de Cuenca por darme la oportunidad de llevar a cabo esta Maestría, brindándome todo el apoyo por medio de sus docentes que no solo compartieron sus conocimientos sino su amistad.

Agradezco también a la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A., por permitirme colaborar en este proyecto de distribución y apoyarme con la información necesaria que sirvió de base para el desarrollo de este trabajo.

No puede faltar el agradecimiento a mi Director el Ing. Julio López PhD, quién me apoyó con su gran conocimiento y me animó en cada etapa de este largo reto; incluso estando lejos, supo brindarme su tiempo para atender a mis consultas.

Por último, agradezco a toda mi familia, mi querida esposa e hijos, quienes siempre confiaron y me animaron para que culmine esta etapa académica de mi vida; no se imaginan cuan importantes fueron esas palabras de aliento que me regalaron.

Dedicatoria

Dedico este presente trabajo a toda mi familia, y de manera muy especial a mis hijos Belén, Pamela y Daniel, para que el mismo sirva como un ejemplo de esfuerzo, dedicación y de amor por el aprendizaje; recordándoles que, aunque nunca es tarde para aprender, siempre será mejor hacerlo temprano, de manera que se pueda emplear todos esos conocimientos adquiridos para alcanzar las grandes metas que se propongan.

CAPITULO 1

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

La red o sistema de distribución es una parte importante de uno más grande denominado sistema eléctrico de potencia, que continuamente está sufriendo modificaciones y mejoras en su estructura (expansiones, reconfiguraciones, repotenciaciones) debido al crecimiento de la demanda.

Para el caso de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, los sistemas de distribución operan con una topología radial y en las etapas de diseño y construcción, para la expansión de los mismos, se tiene como meta configurar el sistema de manera que permita minimizar las pérdidas de energía, mejorar los niveles de voltaje y operar de manera confiable; brindando de esta manera un servicio de calidad. El cumplimiento de estas metas ha sido afrontado, hasta hace poco, basándose en la experiencia sobre el conocimiento del comportamiento de estos sistemas de distribución.

El presente documento establece una metodología de optimización matemática que permita dar una solución a los problemas ocasionados por la expansión de los sistemas de distribución; buscando disminuir los costos de implementación sin afectar a la calidad del servicio.

1.2 Problemática

Debido al continuo crecimiento de consumidores de energía eléctrica en ciertas zonas, dentro del área de concesión de las Empresas Eléctricas, se hace imperiosa la necesidad de expandir los alimentadores primarios de propiedad de dichas empresas de distribución eléctrica con el objeto de satisfacer de energía eléctrica confiable y de buena calidad a las futuras demandas.

A más de suplir estas demandas de energía, se busca cumplir ciertos requerimientos de carácter técnico tales como mantener niveles aceptables de voltaje y disminuir las pérdidas de energía eléctrica, los cuales se ven deteriorados cuando la longitud entre la fuente y las cargas de dichos alimentadores primarios es demasiada extensa.

Otra manera de atacar al problema de la expansión sería con la implementación de subestaciones de distribución eléctrica y a partir de éstas ampliar el sistema con nuevos alimentadores, con lo cual se lograría un alivio de carga en los alimentadores de las subestaciones vecinas.

1.3 Justificación

Actualmente la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A., está en la etapa de expansión de la Subestación #13 ubicada en el sector de Chaullayacu (sector del nuevo parque industrial); por esta razón es de interés el conocer, luego de aplicar la metodología de optimización planteada en el presente documento, cómo quedarán los alimentadores que servirán como puntos de enlace entre las subestaciones #05 (El Arenal), #08 (Turi) y #14 (Lentag), con la Subestación #13, incluyéndose los 3 alimentadores propios de esta última.

1.4 Objetivos

1.4.1 *Objetivo General*

El objetivo general del presente trabajo será el definir una metodología basada en optimización matemática para la solución del problema de la expansión de los alimentadores 0521, 0525, 0823, 1423 y los propios de la Subestación #13, pertenecientes al sistema de distribución eléctrica de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A.

1.4.2 *Objetivos Específicos*

Realizar un diagnóstico de los alimentadores 0521, 0525, 0823, 1423 y los propios de la Subestación #13, con sus configuraciones y nivel de cargabilidad actual.

Obtener un modelo de optimización matemático de los alimentadores 0521, 0525, 0823, 1423 y los propios de la Subestación #13, que permita su expansión considerando el horizonte de planificación establecido por la Centrosur además de las regulaciones vigentes en relación a pérdidas y perfiles de voltaje.

Obtener resultados de las simulaciones y realizar el análisis comparativo con el caso base.

1.5 Alcance

El alcance del presente trabajo consistirá en la determinación de una metodología basada en optimización matemática, que permita solucionar el problema de expansión del sistema de distribución de los alimentadores 0521, 0525, 0823, 1423 y los propios de la Subestación #13, de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A; permitiendo con ello, a más de suplir la demanda de energía solicitada, cumplir con los niveles de voltaje que exige la regulación y disminuir las pérdidas de energía eléctrica.

La formulación y el desarrollo para solucionar esta problemática, se elaborará en la herramienta AMPL y la validación del mismo se lo hará aplicándolo a los alimentadores antes mencionados de la misma empresa distribuidora.

Para el análisis de la problemática planteada, se parte de la información de la demanda proyectada, que deberá ser facilitada por la empresa distribuidora; es decir el presente trabajo no incluye el análisis de la demanda.

CAPÍTULO 2

2 REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE E INFORMACIÓN ESTADÍSTICA**2.1 Introducción**

La planificación de la expansión del sistema de distribución de energía eléctrica, consiste en determinar la ubicación, el tamaño y el momento oportuno para la instalación de componentes o circuitos eléctricos que permitan satisfacer las necesidades eléctricas de nuevos usuarios o grandes cargas durante el crecimiento de dicho sistema.

La planificación de la expansión del sistema de distribución considera el crecimiento de la demanda dentro del o los períodos de análisis, los cuales pueden ser a corto, mediano y largo plazo. La particularidad de los sistemas de distribución que involucran a los casos analizados en el presente trabajo, consiste en su topología radial.

Dentro de los conceptos empleados para determinación de los tiempos de planificación, se citan los siguientes:

- A corto plazo, que generalmente son planificaciones realizadas dentro del año, considerados dentro de la operación misma del sistema.
- A mediano plazo, cuyo análisis se hace para períodos alrededor de los 5 años.
- A largo plazo, cuyos objetivos se los planifica para períodos mayores a cinco años.

Para la planificación de la expansión del sistema propuesto, se maneja la condición actual y los períodos a mediano y largo plazo.

Dentro de la planificación a futuro se debe tener en cuenta ciertas consideraciones como:

- Factores económicos relacionados con la inflación, la adquisición de capital necesario para realizar la expansión de los sistemas de distribución y los inconvenientes que podrían significar el elevar las tarifas a los usuarios.
- Factores demográficos, donde se deben abordar los problemas de inmigración hacia áreas urbanas o lugares fuera del área de concesión.
- Los factores tecnológicos, mismos que deben considerar el desarrollo de la tecnología, ya que una mala planificación podría resultar en incompatibilidades o en aplicación de tecnologías antiguas ya en desuso.

Las técnicas de planificación están basadas en el criterio del diseñador y en las políticas de operación de la empresa eléctrica a cargo. Los criterios técnicos basados en una correcta

planificación pueden incluir: continuidad de servicio, caída máxima de voltaje, carga máxima permitida, confiabilidad del servicio y pérdidas de energía y potencia. (Ramírez Castaño, 2009)

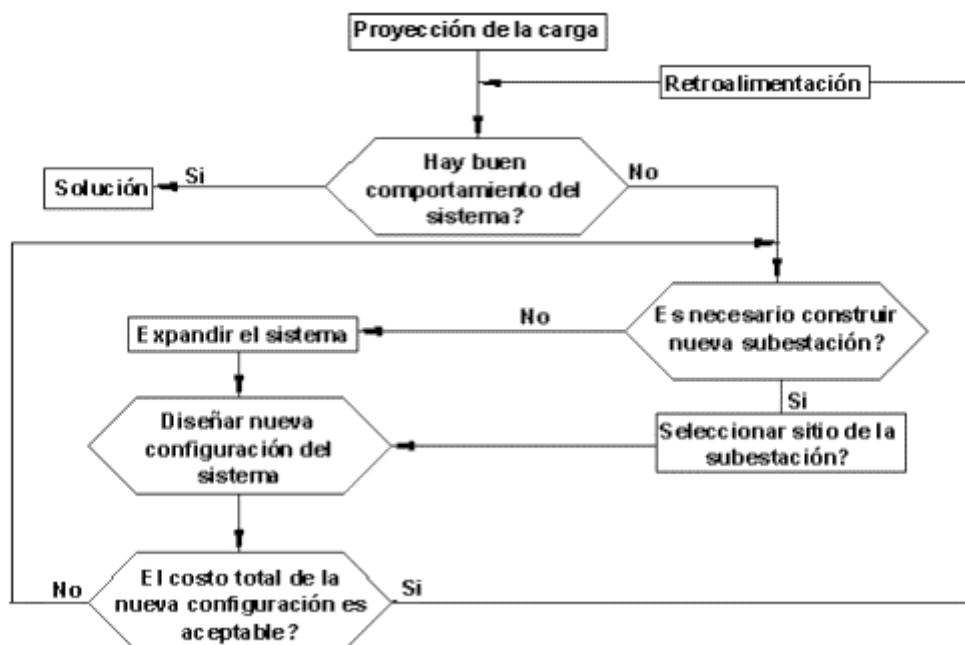


Figura 2-1. Diagrama de bloques para planeamiento de sistemas de distribución (Ramírez Castaño, 2009)

A continuación, se hace una revisión del estado del arte de algunos documentos, entre los cuales se citan los siguientes:

- La planificación de la red de distribución es esencial para garantizar un suministro confiable y eficiente de electricidad a los consumidores. Aspectos como la ubicación, tamaño y configuraciones de componentes eléctricos de la red como equipos de control, líneas de transmisión, transformadores y subestaciones deben ser tomados en cuenta para una planificación adecuada con la cual se pueda garantizar y satisfacer las necesidades energéticas en la actualidad y a futuro de forma eficiente. (Alexander & Villamil, 2022; Pillay et al., 2015; Urdaneta et al., 2005)
- Los métodos y técnicas de planificación han sido abordadas por diferentes estudios como en (Temraz & Quintana, 1993), donde se proporciona una visión general de los modelos existentes para la planificación de la expansión de sistemas de distribución de energía eléctrica. Se presentan cuatro enfoques diferentes según dos perspectivas: tiempo y estructura física; en cada enfoque se discuten en detalle la función objetivo del modelo, las restricciones, la técnica de programación matemática utilizada para la solución, así como los méritos y deficiencias asociados con el modelo.

- Bajo los criterios mencionados, estudios como en (Kitagawa et al., 1990; Ponnaivaikko et al., 1987; Wall et al., 1979) proponen modelos matemáticos para optimizar el tamaño y las ubicaciones de las subestaciones, así como el enrutamiento de la red en la planificación del sistema de distribución.
- En (Mubarak et al., 2021) se presenta un algoritmo híbrido llamado FA-PSO para abordar el problema de Planificación de Expansión del Sistema de Distribución reduciendo pérdidas y mejorando los perfiles de voltaje, dicho estudio resalta la importancia de considerar generadores distribuidos en la planificación de la expansión del sistema de distribución.

El documento también presenta tres casos de estudio sobre la planificación de la expansión de un sistema de distribución. En el primer caso, el sistema se planifica sin considerar la generación distribuida (DG), lo que resulta en altas pérdidas de energía y la necesidad de inversiones adicionales. En el segundo caso toma en consideración los DGs para contingencias N-1 con lo que se reducen costos de inversión y pérdidas de energía; y en el tercer caso se optimizan los DGs para operación normal con lo que se mejoran los perfiles de voltaje y pérdidas de energía.

- En (Solís & Arcos, 2021) se presenta un método para la planificación óptima del trazado de redes de distribución subterráneas. El algoritmo K-Medoids se usa para la sectorización de los alimentadores primarios, y el algoritmo de optimización de colonias de hormigas (ACO) se usa para determinar la ruta óptima de estos alimentadores.

Se presentó un ejemplo de la aplicación de este método en el sector urbano de la ciudad de Ambato. Los resultados obtenidos demuestran la efectividad del método propuesto, ya que se ha logrado un aumento significativo en la eficiencia y confiabilidad de la distribución de energía en el sector analizado; además, se reduce los costes operativos y aumenta la capacidad de respuesta ante posibles incidencias en la red.

Estos resultados confirman la viabilidad y utilidad del método propuesto para la planificación de las principales rutas de suministro eléctrico en la red de distribución subterránea.

- En (Valladarez Briones, 2020) se propone un modelo matemático basado en un problema de optimización, el cual utiliza una optimización convexa de segundo orden en la que se evalúan 5 alimentadores de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. El estudio concluye que el modelo matemático propuesto es más preciso y tiene mejor desempeño en la calidad de las soluciones, en comparación con la herramienta comercial CymDist. Además se concluye que, al aumentar el valor de tolerancia en

los métodos iterativos para el cálculo de flujos de potencia, menor será la calidad de la solución; cosa que no ocurre en el modelo de optimización propuesto puesto que no se requiere de un valor de tolerancia, lo que garantiza un resultado óptimo global.

2.2 Recopilación De Información

En el alcance indicado anteriormente, se contempló el análisis de ciertos alimentadores de las subestaciones #05, #08 y #14; debido a la cercanía de estos sistemas de distribución con respecto a la Subestación #13, con lo cual se crean posibilidades para realizar transferencias de carga entre algunos de ellos. Por tal motivo se escogieron para el análisis a los alimentadores 0521 y 0525 de la Subestación #05-El Arenal, 0823 de la Subestación #08-Turi, 1423 de la Subestación #14-Lentag, y el Alimentador 1321 de la Subestación #13-Chaullayacu (único alimentador existente al inicio del análisis).

Una vez determinados los alimentadores a ser analizados, el siguiente paso consiste en la elaboración de un modelo matemático que brinde resultados confiables, por lo que es necesario que la información del sistema eléctrico lo sea también; desde esta perspectiva, se solicita a la Empresa Eléctrica Regional Centrosur la siguiente información:

- Planos del sistema eléctrico por subestación.
- Demandas máximas activas y reactivas por cada alimentador pertenecientes a las subestaciones analizadas.
- Niveles de voltaje en las cabeceras de los alimentadores.
- Características Técnicas de los transformadores del sistema, tales como, número de fases, código, porcentaje de cargabilidad y pérdidas en vacío.
- Parámetros de cables para redes aéreas y subterráneas, tales como: resistencia, reactancia, susceptancia y ampacidad.
- Resultados de flujos de potencia dado por la herramienta CymDist, para cada alimentador analizado.
- Diagrama unifilar de las subestaciones y alimentadores de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur.
- Información de las nuevas cargas de valores importantes que se conectarán al sistema eléctrico.
- Valores de corrientes y voltajes por fase, medidos en la cabecera de los alimentadores, para el año 2021.
- Normativas y lineamientos para la expansión de los sistemas eléctricos.

En los siguientes puntos del capítulo se presentan datos estadísticos importantes para cada subestación y alimentador analizado.

2.3 Subestación #05 El Arenal

2.3.1 Ubicación

La Subestación #05 El Arenal, de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, se encuentra ubicada en las calles Tarquino Cordero entre Cornelio Crespo y Arturo Cisneros, perteneciente a la parroquia Yanuncay de la ciudad de Cuenca provincia del Azuay.

A continuación, se presenta el recorrido de los alimentadores analizados que pertenecen a la Subestación #05 El Arenal, siendo ellos el 0521 que al inicio del presente trabajo se dirigía a la parte sur-este del Azuay hasta la provincia de Morona Santiago (cantón Gualaquiza), y el 0525 que se dirige a la parte oeste de la provincia del Azuay, llegando hasta los límites con la provincia del Guayas.

Se indica que, el recorrido del Alimentador 0521 presenta una variante que consiste en la transferencia permanente de carga hacia un nuevo alimentador de la Subestación #13 Chaullayacu denominado 1323; a continuación se presentan los recorridos de los alimentadores antes mencionados:

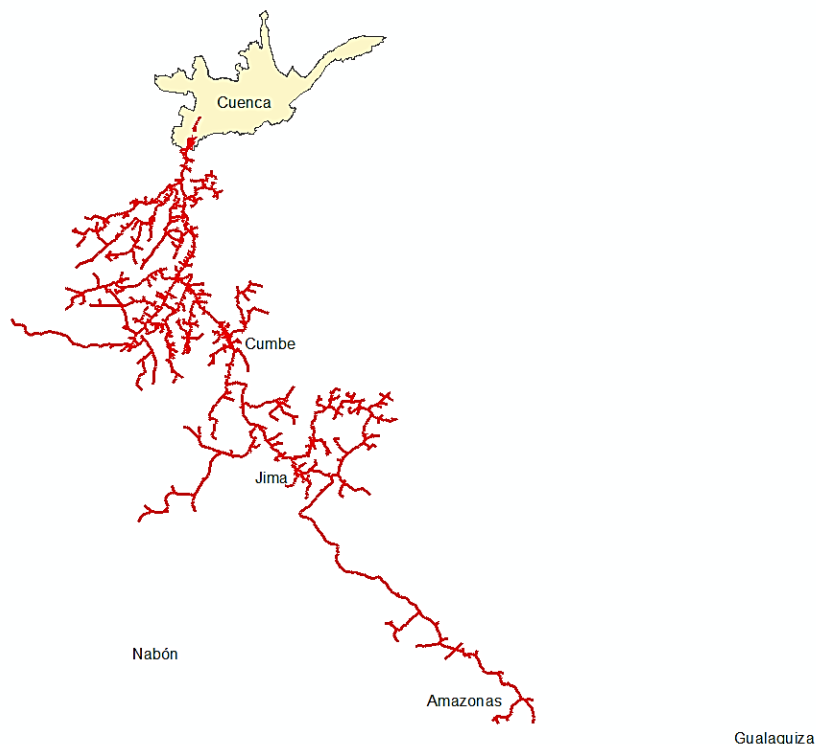


Figura 2-2. Trayectoria INICIAL del Alimentador 0521 (Sin Transferencia).

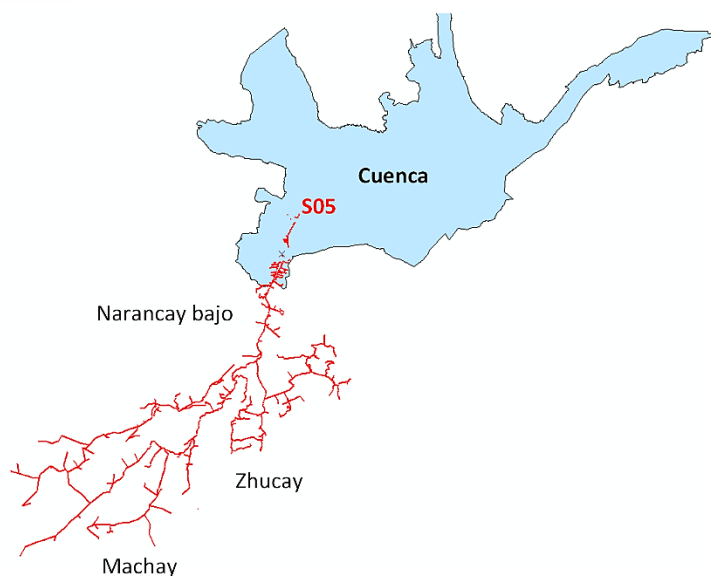


Figura 2-3. Trayectoria FINAL del Alimentador 0521 (Con Transferencia).



Figura 2-4. Trayectoria del Alimentador 0525.

2.3.2 Datos Técnicos

A continuación, se presenta el diagrama unifilar y datos importantes de la Subestación #05 El Arenal junto con los alimentadores analizados, considerando la transferencia de carga hacia el Alimentador 1323 de la Subestación #13 Chaullayacu:

S/E 05 (EL ARENAL)

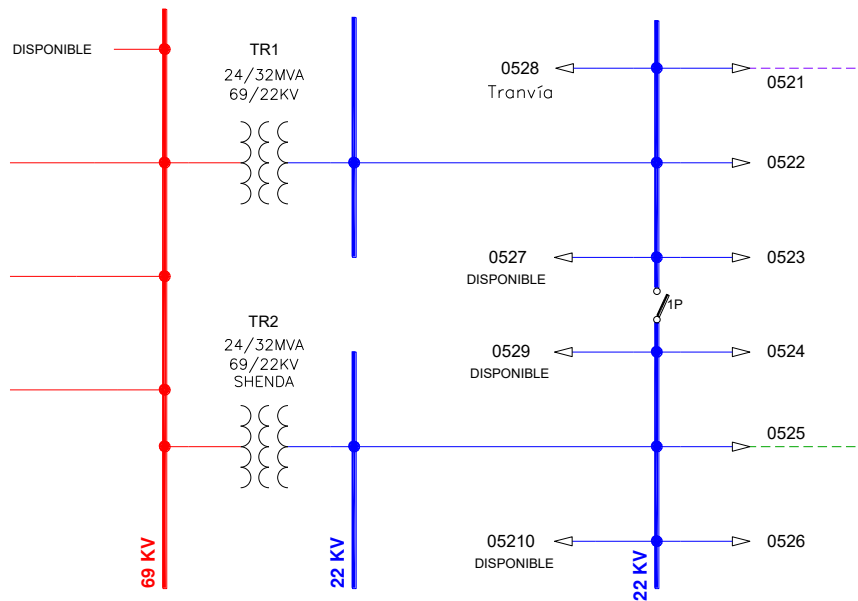


Figura 2-5. Diagrama Unifilar de posiciones Subestación #05 – El Arenal.

Tabla 2-1. Datos estadísticos de la Subestación #05 – El Arenal.

Capacidad de la Subestación [MVA] :	64					
Demanda máxima trifásica [kW] :	34.219,00					
Demanda máxima trifásica [kVAR] :	4.580,97					
Voltaje medido en cabecera [kV] :	22,3					
Número de posiciones o salidas :	10 (de 10 disponibles)					
ALIMENTADORES ANALIZADOS :	0521		0525			
Voltaje medido en demanda máxima [kV] :	22,32		22,67			
Carga instalada [kVA] :	7.385,00		17.475,50			
Demanda máxima trifásica [kW] :	2.050,00		4.020,00			
Demanda máxima trifásica [kVAR] :	210		610			
Características de nodos y ramas :	0521		0525			
Número de nodos analizados :	2527		5258			
Número de ramas analizadas :	2526		5258			
Número de nodos de carga :	342		743			
Longitud de líneas de medio voltaje :	Aéreo	Subterráneo	Aéreo	Subterráneo		
Líneas monofásicas [Km] :	94,548	0,289	273,274	0,921		
Líneas bifásicas [Km] :	0,000	0,000	0,000	0,000		
Líneas trifásicas [Km] :	12,367	2,946	92,240	0,721		
Total de líneas por alimentador [Km] :	106,915	3,235	365,514	1,642		
Datos por fase para cada alimentador :	A	B	C	A	B	C
Carga instalada por fase [kVA] :	1.723,34	2.063,33	3.598,33	5.060,00	5.913,00	6.502,50
Demanda máxima distribuida por fase [kW] :	461,81	564,44	1.000,60	1.478,93	1.185,69	1.453,43
Demanda máxima distribuida por fase [kVAR] :	42,29	51,68	91,62	200,59	160,82	197,14
Relación Carga Instalada por kilómetro de línea :	67.04 KVA/Km			47.60 KVA/Km		

De la tabla anterior y de acuerdo con la Regulación No. ARCERNNR-002/20 el Alimentador 0521 es un alimentador de ALTA densidad y el 0525 es un alimentador de BAJA densidad.(Regulación ARCERNNR 002/20, n.d.)

2.4 Subestación #08 Turi

2.4.1 Ubicación

La Subestación #08 Turi, de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, se encuentra ubicada en la Av. Mirador de Turi, por el sector del Centro de Rehabilitación Social y cerca del Parque Hito Cruz; perteneciente a la parroquia Turi del cantón Cuenca provincia del Azuay.

En la gráfica siguiente se presenta el recorrido del Alimentador 0823 el cual sirve a las parroquias rurales ubicadas al sur del cantón, desde la Autopista Cuenca – Azogues, pasando por Turi Centro, Tarqui y llegando al límite con el centro poblado de Cumbe.

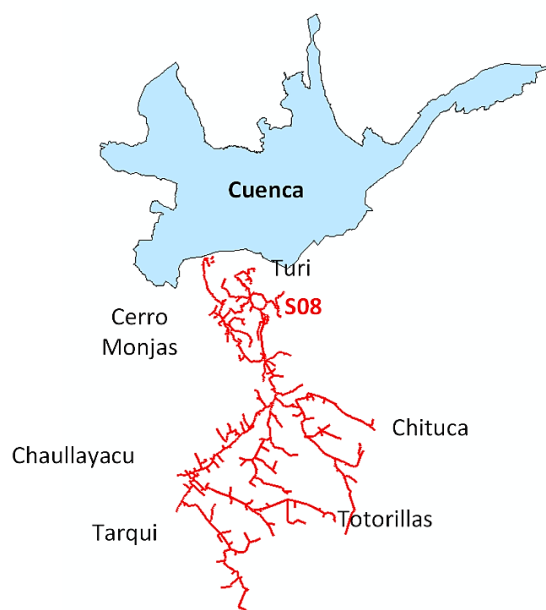


Figura 2-6. Trayectoria del Alimentador 0823.

2.4.2 Datos Técnicos.

A continuación, se presenta el diagrama unifilar de la Subestación #08 – Turi junto a los datos importantes para esta subestación y su alimentador analizado 0823:

S/E 08 (TURI)

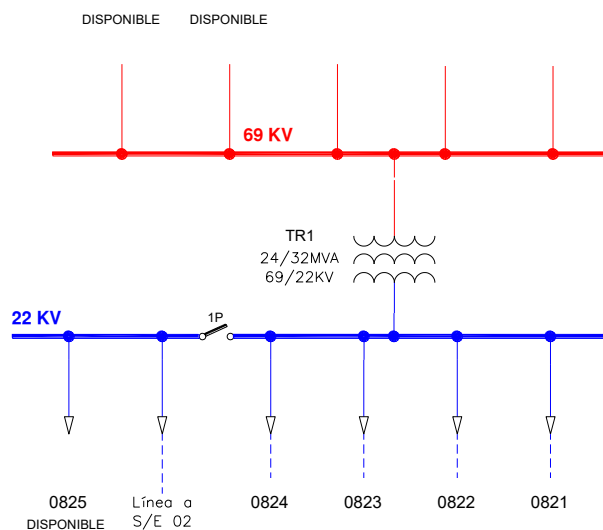


Figura 2-7. Diagrama Unifilar de posiciones Subestación #08 – Turi.

Tabla 2-2. Datos estadísticos de la Subestación #08 – Turi.

Capacidad de la Subestación [MVA] :	32	
Demanda máxima trifásica [kW] :	15.858,00	
Demanda máxima trifásica [kVAR] :	1.394,00	
Voltaje medido en cabecera [kV] :	22,52	
Número de posiciones o salidas :	5 (de 10 disponibles)	
ALIMENTADORES ANALIZADOS :	0823	
Voltaje medido en demanda máxima [kV] :	22,27	
Carga instalada [kVA] :	6.070	
Demanda máxima trifásica [kW] :	1.527,00	
Demanda máxima trifásica [kVAR] :	13	
Características de nodos y ramas :	0823	
Número de nodos analizados :	2319	
Número de ramas analizadas :	2318	
Número de nodos de carga :	331	
Longitud de líneas de medio voltaje:	Aéreo	Subterráneo
Líneas monofásicas [Km] :	103,107	4,431
Líneas bifásicas [Km] :	0,000	0,000
Líneas trifásicas [Km] :	22,418	1,095
Total de líneas por alimentador [Km] :	125,525	5.526
Datos por fase para cada alimentador :	A	B
Carga instalada por fase [kVA] :	1.708,34	1.925,83
Demanda máxima distribuida por fase [kW] :	540,81	498,22
Demanda máxima distribuida por fase [kVAR] :	4,61	4,24
Relación Carga Instalada por kilómetro de línea :	46.32 KVA/Km	

De la tabla anterior y de acuerdo con la Regulación No. ARCERNNR-002/20 el Alimentador 0823 es un alimentador de BAJA densidad.(Regulación ARCERNNR 002/20, n.d.)

2.5 Subestación #13 Chaullayacu

2.5.1 Ubicación

La Subestación #13 Chaullayacu, de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, se encuentra ubicada en el Ecoparque Industrial Chaullayacu, cuyo acceso es por la Panamericana Sur; perteneciente a la parroquia Tarqui del cantón Cuenca provincia del Azuay.

En la gráfica siguiente se presenta el recorrido inicial del único alimentador de esta subestación que corresponde al 1321; dicho alimentador servía exclusivamente al sistema eléctrico del Ecoparque Industrial Chaullayacu.

Previo a recibir la carga desde el Alimentador 0521, se separa al Alimentador 1321 en los alimentadores 1321 y 1322, mismos que continúan sirviendo exclusivamente al Ecoparque. Adicional a esto, se construye el nuevo Alimentador 1323 que saliendo de la Subestación #13 llega hasta la Panamericana Sur y desde este punto recibe la carga del Alimentador 0521. Este recorrido también se presenta a continuación:

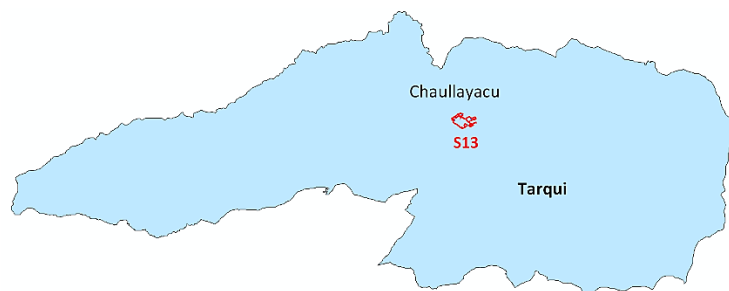


Figura 2-8. Trayectoria INICAL del Alimentador 1321.

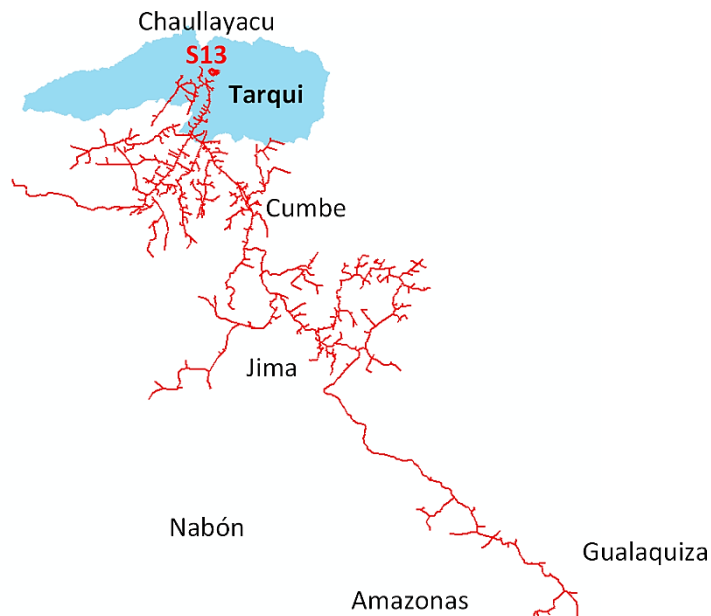
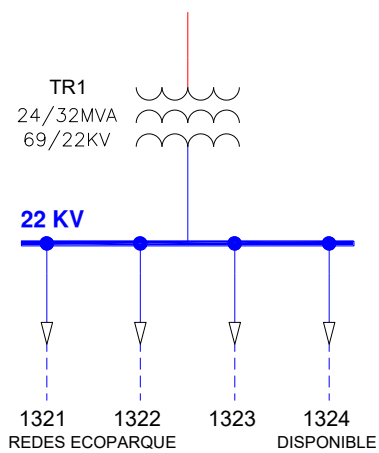


Figura 2-9. Trayectoria FINAL de los Alimentadores 1321, 1322 y 1323.

2.5.2 Datos Técnicos

A continuación, se presenta el diagrama unifilar de la Subestación #13 – Chaullayacu junto a los datos importantes para esta subestación y su alimentador analizado 1323:



S/E 13 (CHAULLAYACU)

Figura 2-10. Diagrama Unifilar de posiciones Subestación #13 – Chaullayacu.

Tabla 2-3. Datos estadísticos de la Subestación #13 – Chaullayacu.

Capacidad de la Subestación [MVA] :	32		
Demanda máxima trifásica [kW] :	3.521,00		
Demanda máxima trifásica [kVAR] :	187,00		
Voltaje medido en cabecera [kV] :	22,32		
Número de posiciones o salidas :	3 (de 10 disponibles)		
ALIMENTADORES ANALIZADOS :	1323		
Voltaje medido en demanda máxima [kV] :	22,43		
Carga instalada [kVA] :	13.683,00		
Demanda máxima trifásica [kW] :	3.146,00		
Demanda máxima trifásica [kVAR] :	201,00		
Características de nodos y ramas :	1323		
Número de nodos analizados :	5392		
Número de ramas analizadas :	5391		
Número de nodos de carga :	793		
Longitud de líneas de medio voltaje :	Aéreo	Subterráneo	
Líneas monofásicas [Km] :	358,598	0,112	
Líneas bifásicas [Km] :	0,114	0,000	
Líneas trifásicas [Km] :	63,215	0,268	
Total de líneas por alimentador [Km] :	421,927	0,380	
Datos por fase para cada alimentador :	A	B	C
Carga instalada por fase [kVA] :	4.148,34	4.305,83	5.228,83
Demanda máxima distribuida por fase [kW] :	874,42	952,73	1.331,21
Demanda máxima distribuida por fase [kVAR] :	34,31	37,38	52,23
Relación Carga Instalada por kilómetro de línea :	32.40 KVA/Km		

De la tabla anterior y de acuerdo con la Regulación No. ARCERNNR-002/20 el Alimentador 1323 es un alimentador de BAJA densidad.(Regulación ARCERNNR 002/20, n.d.)

2.6 Subestación #14 Lentag

2.6.1 Ubicación

La Subestación #14 Lentag, de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, se ubica en el sector de Lentag en el kilómetro 56 de la vía Cuenca – Machala; pertenece a la parroquia Lentag del cantón Girón provincia del Azuay.

En la gráfica siguiente se presenta el recorrido del Alimentador 1423 el cual sirve a los centros cantonales de San Fernando y Girón, llegando sus redes a los límites con el cantón Nabón y hasta el Portete de Tarqui perteneciente al cantón Cuenca.



Figura 2-11. Trayectoria del Alimentador 1423.

2.6.2 Datos Técnicos

A continuación, se presenta el diagrama unifilar de la Subestación #14 – Lentag junto a los datos importantes para esta subestación y su alimentador analizado 1423:

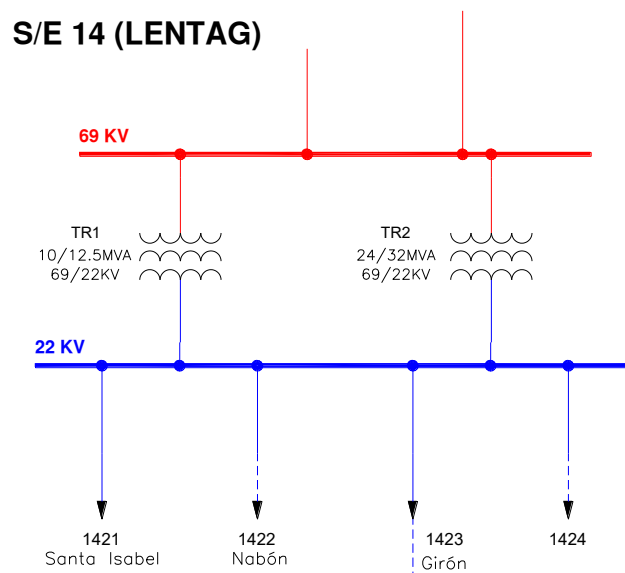


Figura 2-12. Diagrama Unifilar de posiciones Subestación #14 – Lentag.

Tabla 2-4. Datos estadísticos de la Subestación #14 – Lentag.

Capacidad de la Subestación [MVA] :	44,5		
Demanda máxima trifásica [kW] :	14.356,00		
Demanda máxima trifásica [kVAR] :	3.604,00		
Voltaje medido en cabecera [kV] :	22,17		
Número de posiciones o salidas :	4 (de 4 disponibles)		
ALIMENTADORES ANALIZADOS:	1423		
Voltaje medido en demanda máxima [kV] :	22,43		
Carga instalada [kVA] :	10.390,50		
Demanda máxima trifásica [kW] :	2.326,00		
Demanda máxima trifásica [kVAR] :	196,00		
Características de nodos y ramas :	1423		
Número de nodos analizados :	5567		
Número de ramas analizadas :	5566		
Número de nodos de carga :	647		
Longitud de líneas de medio voltaje :	Aéreo	Subterráneo	
Líneas monofásicas [Km] :	234,805	0,765	
Líneas bifásicas [Km] :	0,000	0,000	
Líneas trifásicas [Km] :	102,304	0,305	
Total de líneas por alimentador [Km] :	337,109	1,070	
Datos por fase para cada alimentador :	A	B	C
Carga instalada por fase [kVA] :	3.044,17	4.297,16	3.049,17
Demanda máxima distribuida por fase [kW] :	865,03	739,64	733,31
Demanda máxima distribuida por fase [kVAR] :	73,24	62,63	62,09
Relación Carga Instalada por kilómetro de línea :	30.72	KVA/Km	

De la tabla anterior y de acuerdo con la Regulación No. ARCERNNR-002/20 el Alimentador 1423 es un alimentador de BAJA densidad.(Regulación ARCERNNR 002/20, n.d.)

CAPÍTULO 3

3 ANALISIS DE INFORMACIÓN**3.1 Manejo De Información**

A partir de la información obtenida en el Capítulo 2, se elaboran tablas que contendrán los datos más importantes para cada uno de los tramos de la red eléctrica, mismos que se denominarán “ramas”, así como de cada uno de los puntos en donde existan cargas, equipos, transiciones aéreo-subterráneo, cambio de configuración de la red y puntos de derivación, mismos que se les denominará “nodos”.

Para las tablas de nodos, se utilizará la información del número de fases, secuencia de fases, carga instalada por nodo, porcentaje de cargabilidad de los transformadores, entre otros; en tanto que, para las tablas de ramas, la información requerida será la configuración y parámetros de los conductores, longitudes de línea, entre otros. Tanto para las tablas de nodos como para las de ramas, se mantienen los nombres con los que Centrosur a codificado a los nodos y ramas. Este procedimiento se sigue para cada uno de los alimentadores analizados 0521, 0525, 0823, 1423 y 1321 separándose este último de manera permanente en los alimentadores 1321, 1322 y 1323.

3.1.1 Determinación De La Demanda Máxima Por Fase (Sistema Desequilibrado)

Para la elaboración de las tablas que contendrán los datos referentes a la demanda en cada nodo de los alimentadores para cada subestación, se emplea la información entregada por la Empresa Eléctrica Regional Centrosur; esta información contiene datos medidos como corrientes desbalanceadas por fase y potencias, así como voltajes de cabecera en cada subestación.

Con el fin de determinar la demanda máxima registrada en el conjunto de datos entregados, se emplea herramientas de análisis de datos como Excel (Power Query); esta herramienta determina el valor máximo de demanda del conjunto de datos los cuales fueron registrados y medidos por cada subestación en los 365 días del año correspondientes al año 2021. La tabla 3-1 muestra los valores máximos de demanda registrados por cada subestación dentro del conjunto de muestras del año 2021.

Tabla 3-1. Demandas máximas registradas por subestación.

Subestación	Fecha Máxima demanda	P (MW)	Q (MVAR)
S/E05 - El Arenal	10/11/2021	34.219	4.580
S/E08 -Turi	19/1/2021	15.858	1.394
S/E13 - Chaullayacu	7/4/2021	3.521	0.187
S/E14 - Lentag	9/10/2021	14.356	3.604

Cabe resaltar que en el caso de las subestaciones #08 y #13, los valores máximos de demanda son atípicos, esto debido a que en los horarios de máxima demanda se realizan transferencias debido a labores de mantenimiento en el sistema de distribución. Para solventar este inconveniente se toman los valores máximos de días posteriores con el fin de contar con datos que representen de mejor manera un día típico.

Con las fechas y horas donde se produce la máxima demanda de cada subestación se determinan los valores de demanda en cabecera para cada alimentador, en base a sus corrientes desbalanceadas medidas por fase junto con los factores de potencia y voltajes balanceados en cabecera. Por el hecho de usar voltajes balanceados para el cálculo, es necesario ajustar al resultado a los valores medidos, mediante factores de coincidencia; con esto se obtienen datos más precisos para realizar la distribución de la demanda.

3.1.2 Procedimiento Para La Distribución De La Demanda En Los Nodos

Para distribuir en cada nodo de un alimentador la demanda de potencia activa (kW), se emplea el método de los KVA CONECTADOS (Soria C. & Tovar A., 2019). Este método va distribuyendo en cada nodo el valor de la demanda máxima total, al multiplicar la demanda en cabecera del alimentador por la relación entre los kVA instalados en ese nodo y el total de carga en kVA del alimentador; este procedimiento se lo hace para cada fase del alimentador analizado mediante la siguiente expresión:

$$kW_{conectada(s,k)} = kW_{dem(k)} * \left[\frac{kVA_{conectado(s,k)} * FC_s}{TkVA_{(k)}} \right]$$

Donde:

- $kW_{conectada(s,k)}$: Potencia conectada por nodo y fase.
- $kW_{dem(k)}$: Demanda máxima por fase.
- s: Nodo del sistema.
- k: Fase del sistema.
- FC_s : Factor de carga por nodo.

El total de la carga en KVA (TkVA), se obtiene al sumar los productos entre las cargas instaladas por el factor de carga, esto para cada nodo del sistema y por cada fase, mediante la expresión siguiente:

$$TkVA(k) = \sum_s^1 kVA_{conectados(s,k)} * FC_s$$

La potencia reactiva (kVAR) conectada en cada nodo, se determina en base a la demanda (kW) antes calculada y el factor de potencia en la cabecera del alimentador analizado, mediante la siguiente ecuación:

$$kVAR_{conectada(s,k)} = kW_{conectado(s,k)} * \sqrt{\left(\frac{1}{Fp(k)}\right)^2 - 1}$$

Donde:

$kVAR_{conectada(s,k)}$: Potencia reactiva conectada por nodo y fase.

$Fp(k)$: Factor de potencia a nivel de cabecera del alimentador.

La distribución de la demanda máxima en cada uno de los nodos se realiza solo para los alimentadores analizados. La demanda máxima de los alimentadores restantes se acumula en un nodo creado denominado "Nodo Acumulado".

En el caso de las pérdidas estas son determinadas partir de la información disponible, considerando las pérdidas en transformadores para los alimentadores analizados y para el caso de los alimentadores NO analizados se considera la suma de las pérdidas en transformadores más pérdidas en líneas; las pérdidas son acumuladas en un nodo denominado "Nodo perdidas".

3.2 Análisis De Flujos De Potencia

El análisis de flujos de potencia en sistemas eléctricos no fue realizado mediante el software comercial CymDist, sino a través de la implementación del modelo matemático propuesto en el documento (Valladarez Briones, 2020). Este modelo, ha demostrado superar el desempeño y la calidad de las soluciones obtenidas con CymDist. Al evitar los métodos iterativos y su dependencia de un valor de tolerancia, el modelo matemático garantiza soluciones óptimas globales, lo que lo convierte en una alternativa más precisa y eficiente para el análisis de flujos de potencia en sistemas de distribución eléctrica.

Con la finalidad de verificar la correcta operación del modelo matemático de optimización propuesto, se utilizarán los casos de análisis en condiciones iniciales planteados en la sección 3.3; una vez obtenidos los resultados a partir del modelo matemático, se realizará una comparación con los resultados obtenidos del software CymDist probado y utilizado por la Empresa Eléctrica Regional Centrosur. Los resultados se muestran en el ANEXO F.

3.3 Análisis De La Problemática Actual Del Sistema De Distribución De Centrosur

Con la creciente demanda de energía eléctrica en determinadas zonas dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A., se hace indispensable expandir y planificar zonas de interés, cruciales para garantizar y satisfacer las futuras demandas de energía eléctrica de manera confiable y con ciertos parámetros de confiabilidad.

Actualmente la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. se encuentra en proceso de expansión de la Subestación #13, ubicada en el sector de Chaullayacu, dentro del área del nuevo parque industrial. Conocer las condiciones iniciales del sistema se hace indispensable para lograr una planificación efectiva.

Bajo estos criterios se han establecido las condiciones iniciales del sistema analizado, en 4 casos de estudio.

3.3.1 Determinación De Casos Para El Sistema Actual

Dado que una parte del modelo de optimización consiste en la solución del problema de flujos de potencia, es necesario contar con un modelo probado para este fin, por tal motivo y en base a la información recopilada, se han elaborado sistemas o casos que permitan probar la validez del modelo y en base a esto realizar el análisis del sistema eléctrico de distribución.

- **Caso 1:** Para este primer caso, se elaboran las tablas de datos (nodos y ramas) con la información individual de los alimentadores considerados dentro del análisis.
- **Caso 2:** En este, las tablas se elaboran por subestación, para lo cual se parte del Caso 1 y se adiciona el efecto de los otros alimentadores que pertenecen a dicha subestación, siendo ésta la condición real de operación del sistema en ese momento. En el ANEXO A se presenta el diagrama de la condición inicial de las redes de distribución.
- **Caso 3:** El caso anterior fue modificado en base a una transferencia de carga definitiva entre la Subestación #05 y Subestación #13, dando lugar al presente caso en el cual, previa a esta transferencia, se realizó en la Subestación #13, la separación de los tramos de red del Alimentador 1321 (que servía exclusivamente al Parque Industrial de

Chaullayacu), en 3 nuevos alimentadores el 1321 y 1322 (que servirán exclusivamente al Parque Industrial) y el 1323 que tomará la carga transferida del Alimentador 0521; correspondiendo este caso a la condición actual de operación del sistema de distribución eléctrica.

El objetivo de la elaboración y análisis de estos tres primeros casos consiste en probar el funcionamiento de una parte del modelo matemático creado y que tiene que ver con el cálculo de flujos de potencia, a más de ello verificar la validez y coherencia de la información de entrada plasmada en las tablas de datos.

- **Caso 4:** Partiendo del caso anterior, se elabora el Caso 4, en el cual se incorporan dos precisiones a la tabla de datos, siendo la una referente a la distribución de la demanda a lo largo de los nodos del sistema y la otra relacionada con la determinación de las demandas máximas por fase en la cabecera del alimentador; todo ello considerando que el sistema real es desbalanceado. A partir de este caso se da comienzo al análisis de las condiciones iniciales de operación del sistema de distribución eléctrica. En el ANEXO B se presenta el diagrama de la condición actual de operación del sistema de distribución analizado.

3.3.2 *Flujos De Potencia Casos 1, 2 Y 3*

En este punto se presentará la solución al problema de flujos de potencia para el Caso 1 (análisis de alimentadores por separado), recordando que para este caso no se produce aún la transferencia de carga desde la Subestación #05 - El Arenal hacia la Subestación #13 – Chaullayacu.

A continuación, se presentan las gráficas de los valores de voltaje por fase para cada alimentador analizado, acotando que el eje " X " ha sido ordenado en base a la numeración secuencial que se ha dado a los nodos del sistema, la cual en su mayor parte corresponde al orden real de aparición de los nodos en la red eléctrica iniciando desde la subestación hasta el último transformador. Ver Figura 3-1.

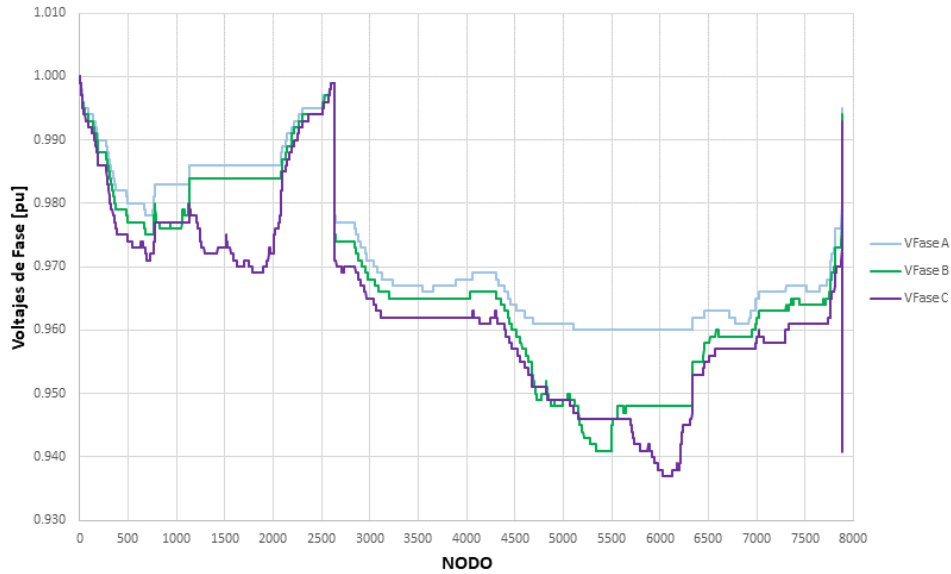


Figura 3-1. Voltajes por fase CASO 1 – Alimentador 0521.

En la gráfica anterior se observa un incremento de voltaje en ciertos puntos, los cuales se deben a la topología en forma de árbol que tiene el sistema de distribución analizado. Al final de la gráfica se observa otro pico, el cual se debe a la creación de un nodo acumulado de pérdidas ubicado al final de la tabla de datos, pero conectado al nodo de la subestación.

La gráfica que se presenta corresponde al Alimentador 0525 y ha sido elaborada en base a consideraciones similares a la del alimentador anterior. Ver Figura 3-2.

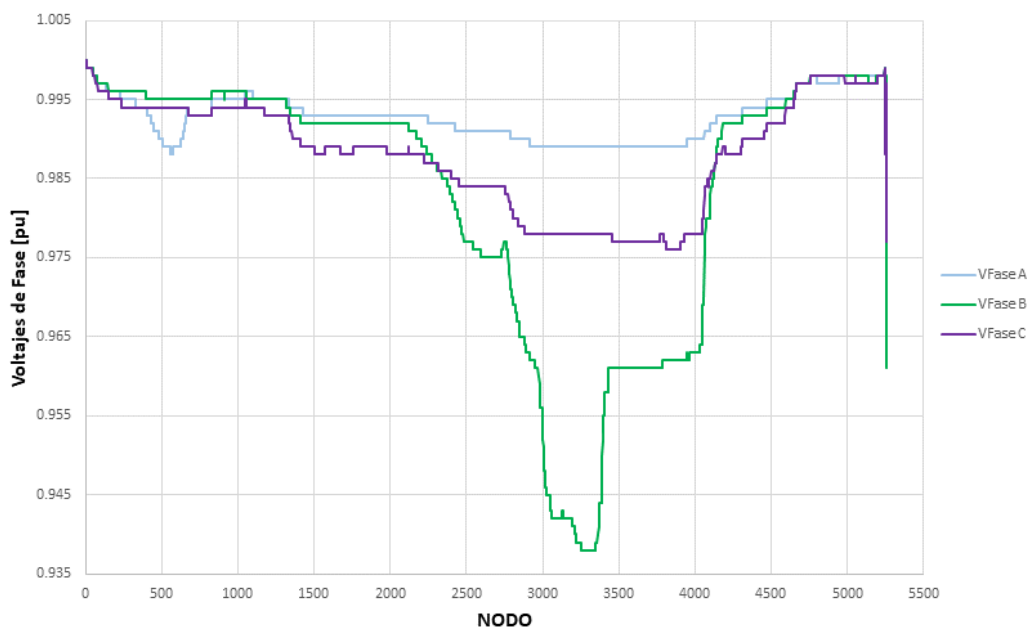


Figura 3-2. Voltajes por fase CASO 1 - Alimentador 0525.

La gráfica siguiente muestra variaciones muy pequeñas en los niveles de voltaje a lo largo de sus nodos, lo cual da como resultado la forma escalonada de la misma. Ver Figura 3-3.

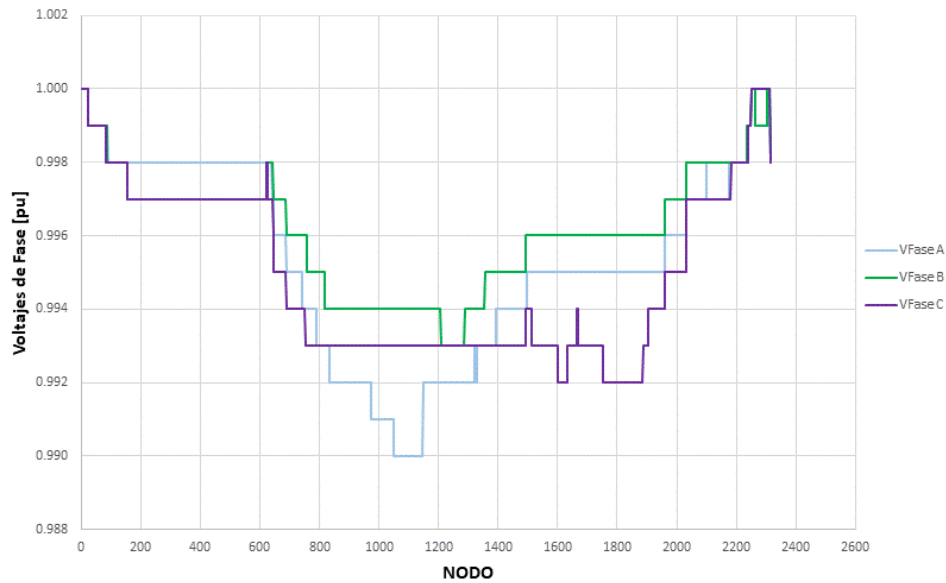


Figura 3-3. Voltajes por fase CASO 1 - Alimentador 0823.

La gráfica de abajo es básicamente una línea recta, dado que las redes del alimentador analizado están concentradas alrededor de la subestación. Ver Figura 3-4.

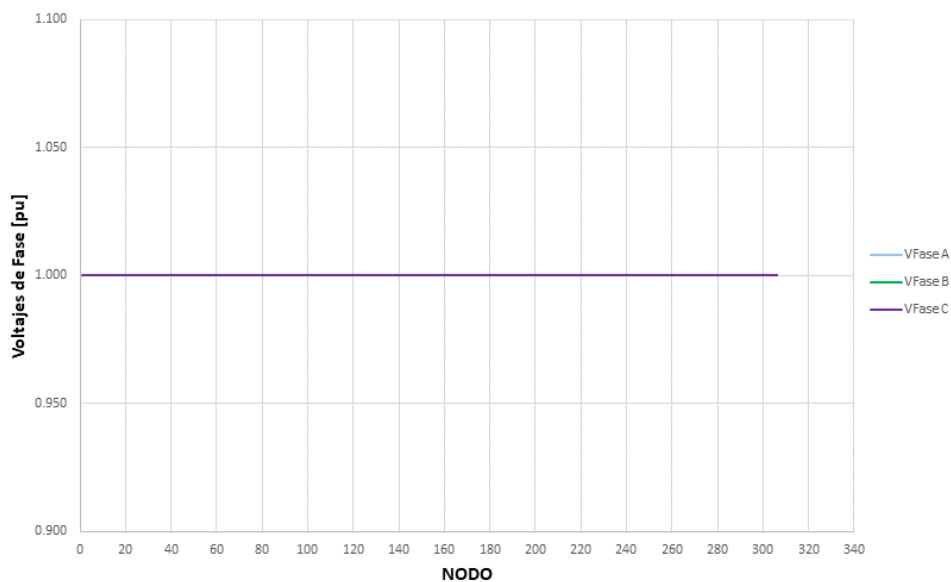


Figura 3-4. Voltajes por fase CASO 1 - Alimentador 1321.

Finalmente, la última gráfica ha sido elaborada en base a consideraciones similares a la de los primeros alimentadores. Ver Figura 3-5.

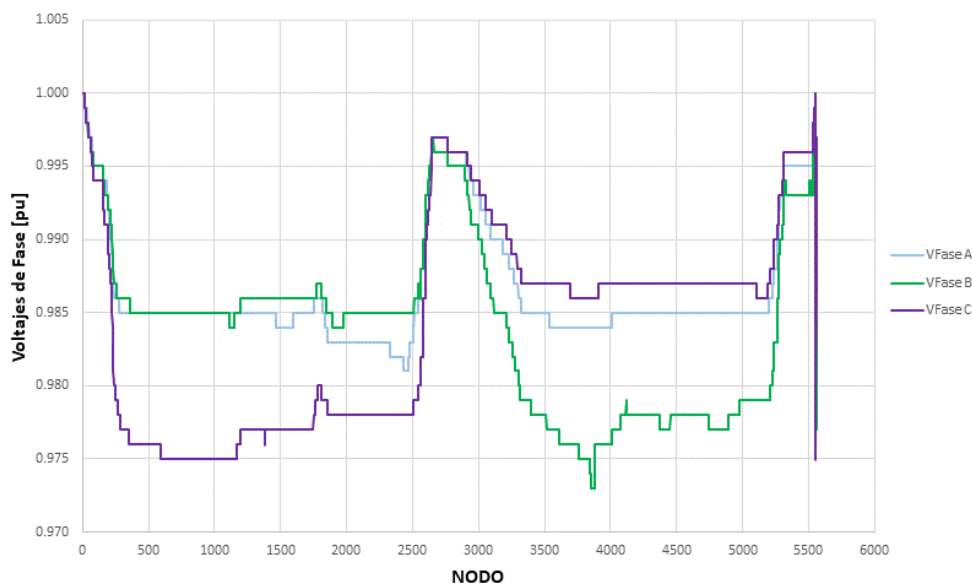


Figura 3-5. Voltajes por fase CASO 1 - Alimentador 1423.

3.3.3 Flujos De Potencia Caso 4

Este caso corresponde a la condición actual de operación del sistema eléctrico de distribución.

3.3.3.1 Estudio De Caso 4 - Subestación #05 El Arenal.

El análisis de la solución del problema de flujos de potencia para la Subestación #05 se ha enfocado en los alimentadores 0521 y 0525, llevándose a cabo en períodos de tiempo definido desde el 0 hasta el 3, con una temporalidad de 5 años para cada uno de ellos.

A partir del presente análisis se obtiene información precisa sobre el comportamiento y operación de los alimentadores a lo largo de su recorrido y período analizado, identificándose patrones, variaciones y posibles problemas asociados a la distribución de energía en los mismos.

Con el hecho de considerar los diferentes períodos en el estudio, se busca comprender la evolución y la dinámica de los flujos de potencia a lo largo del tiempo.

Este enfoque temporal mediante la solución del problema de flujos de potencia proporciona una visión más completa y detallada de las características eléctricas de los alimentadores 0521 y 0525, permitiendo la toma de decisiones acertadas y ajustes adecuados en el diseño y la operación de éstos. A continuación, se presenta de manera gráfica las soluciones obtenidas para el Alimentador 0521. Ver Figura 3-6.

En las gráficas presentadas, se observa que los parámetros del Alimentador 0521 se encuentran dentro de los rangos establecidos y considerados adecuados para su operación normal.

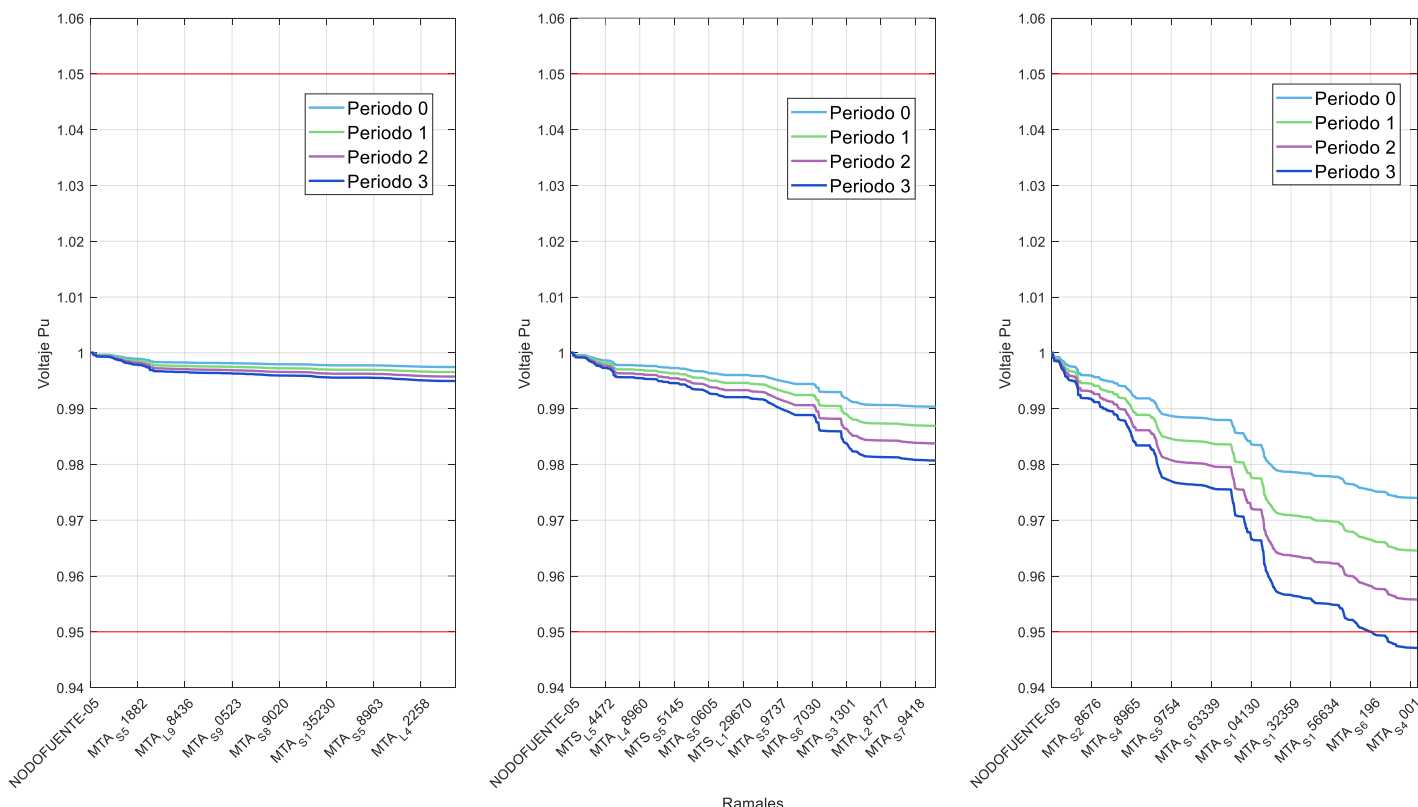


Figura 3-6 Flujo de potencia - Caso 4 - Alimentador 0521- Fase A-B-C.

Es importante indicar que la graficas de flujos están configuradas de tal forma que muestren la evolución de los voltajes en pu. a lo largo de los 4 períodos y separados por fase. El eje “X” muestra el nombre de los nodos del sistema y el eje “Y” muestra los valores de voltaje en pu. los cuales son ordenados desde el valor máximo al valor mínimo registrado.

Los ramales monofásicos muestran un solo valor según la fase que corresponda, por tanto, al hacer esta discriminación, el número de nodos a graficar para las fases A, B y C varían de acuerdo con la configuración del sistema.

El análisis de los voltajes en pu del Alimentador 0525, revela la existencia de valores inferiores al límite mínimo aceptable en diversas ubicaciones del alimentador, presentando una desviación significativa con respecto al voltaje base nominal del sistema. Ver Figura 3-7.

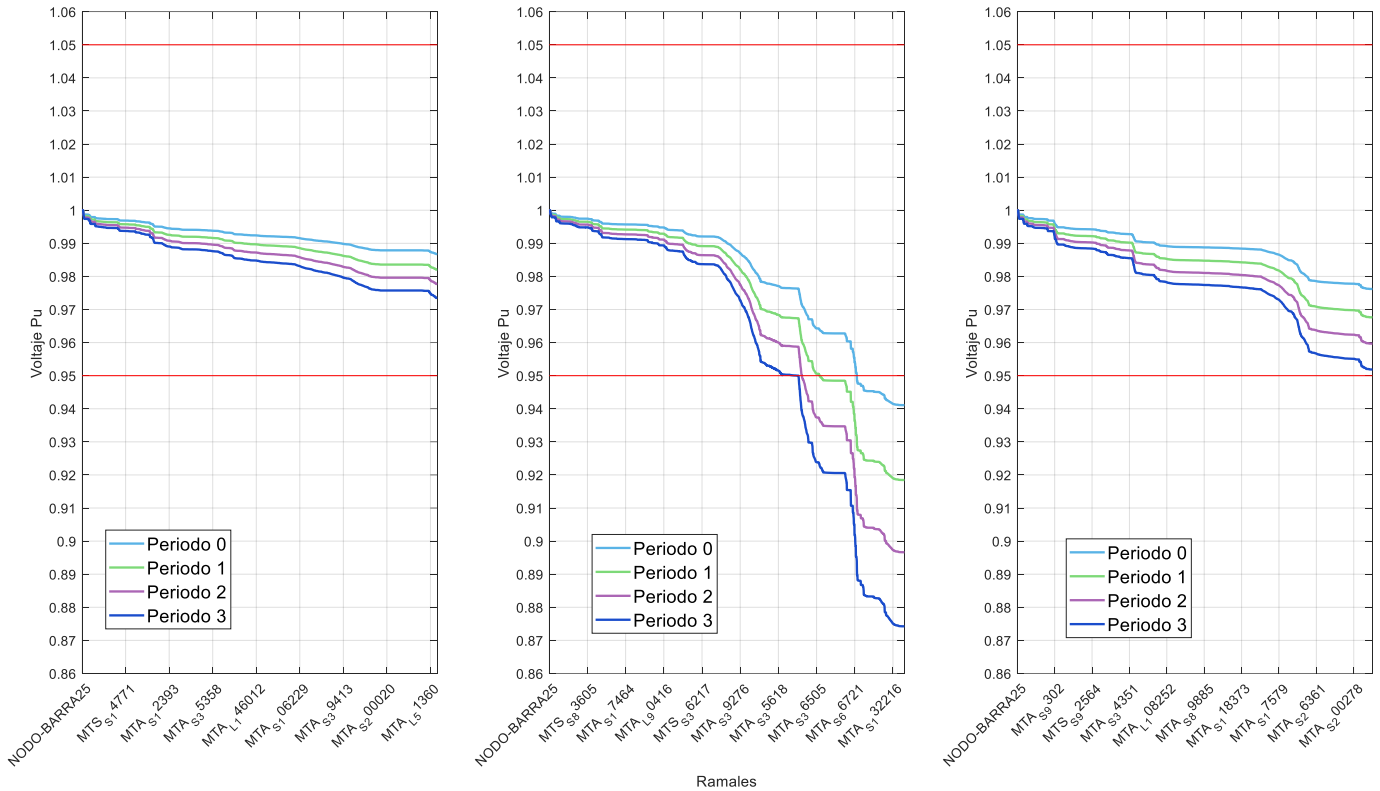


Figura 3-7. Flujo de potencia – Caso 4 - Alimentador 0525- Fase A-B-C.

Los registros muestran que la fase B del Alimentador 0525 presenta los voltajes en pu. más bajos, con valores que se ubican entre 0.94 y 0.95 en el período 0 y valores que oscilan alrededor de 0.88 para el período 3. Estas mediciones están considerablemente por debajo del límite mínimo establecido de 0.95, lo que sugiere una posible degradación de los parámetros técnicos del sistema en esas ubicaciones.

Para comprender las posibles causas detrás de la anomalía de los valores bajos de voltaje encontrados en los ramales del Alimentador 0525, es necesario examinar diferentes hipótesis que podrían explicar esta situación.

En primer lugar, cabe mencionar que los ramales afectados son ramales monofásicos, con configuraciones compuestas por conductores ACSR con calibres 2 y 4 tanto para la fase como para el neutro. A lo anterior, se debe considerar que estos ramales afectados tienen distancias considerablemente largas llegando casi a la frontera con la provincia del Guayas, siendo el sector de la Trinchera del Agricultor el punto más alejado del sistema.

Esta distancia larga puede ser un factor clave para la disminución del voltaje en los diferentes nodos, ya que a medida que la corriente fluye a través del conductor se produce una caída

de voltaje debido a la resistencia inherente de dicho conductor la cual a su vez incrementa con la distancia.

Otra posible causa podría ser el desbalance de cargas en ciertos ramales, lo cual provoca un mayor flujo de corriente por la fase más cargada con el consecuente incremento de temperatura, resistencia y caída de voltaje.

En conclusión, se indica que los niveles bajos de voltaje en el Alimentador 0525 se deben a la configuración de sus redes y a las largas longitudes de éstas.

3.3.3.2 Estudio De Caso 4 - Subestación #08 Turi.

Al resolver el problema de los flujos de potencia, el Alimentador 0823 muestra un desempeño más favorable en términos de voltaje con respecto a los registrados para los alimentadores de la Subestación #05. Los registros indican que los valores más bajos de voltaje se mantienen en torno a 0.97pu. lo cual está por encima de los límites aceptables. Esta mejora en el rendimiento de la Subestación #08 se atribuye a una serie de factores, como la longitud de sus redes, repotenciaciones realizadas en su sistema y mejor manejo de su carga eléctrica. Ver Figura 3-8.

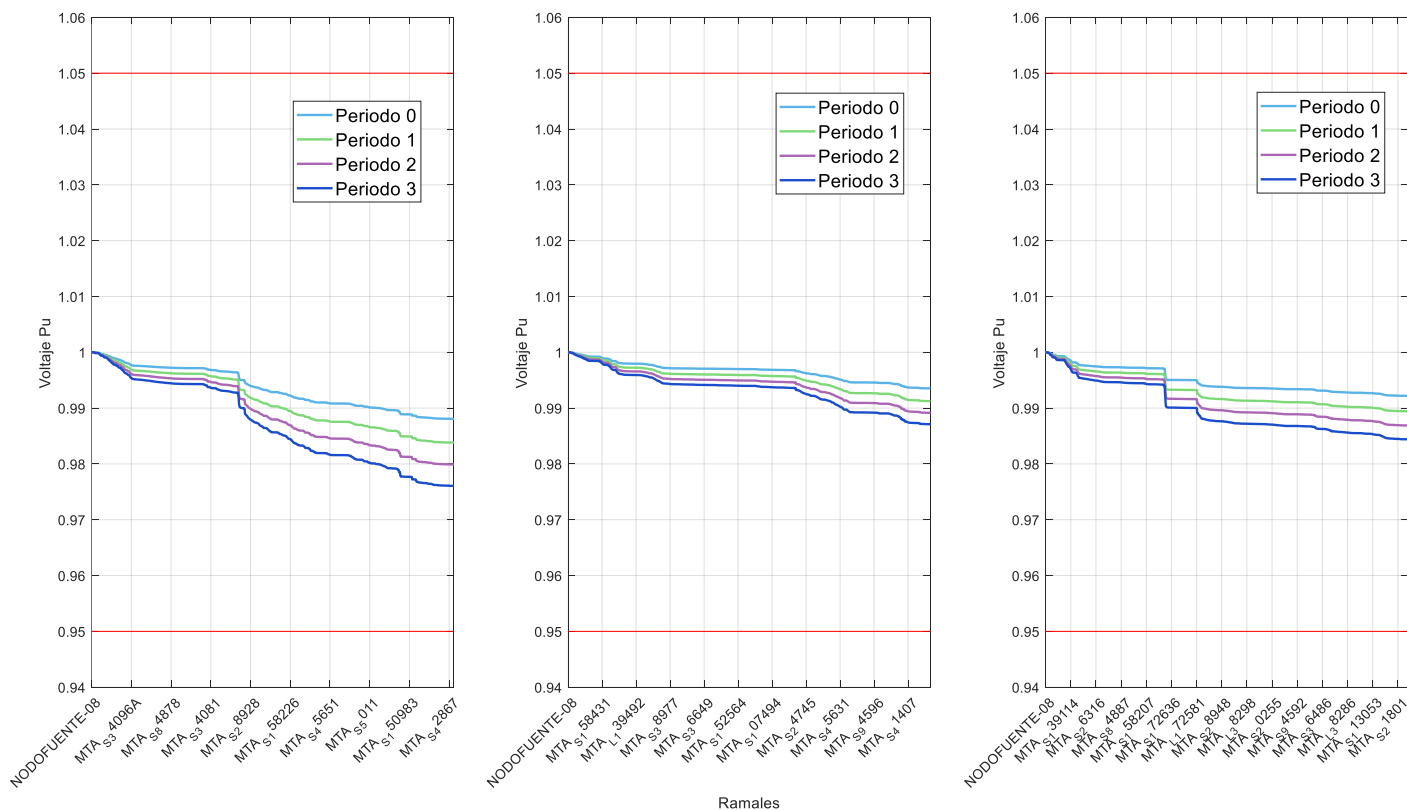


Figura 3-8. Flujo de potencia - Caso 4 - Alimentador 0823- Fase A-B-C.

En las gráficas anteriores se observa que una de las variables, como es el voltaje, para los períodos 0, 1, 2 y 3, se ha mantenido dentro de los rangos establecidos por la normativa. Esto asegura una confiabilidad y suministro de energía óptimos en los años posteriores bajo los factores de crecimiento de demanda planteados.

El hecho de que los niveles de voltaje no se salgan de los rangos máximos, es un indicador positivo de la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico en el Alimentador 0823.

3.3.3.3 Estudio De Caso 4 - Subestación #13 Chaullayacu.

Una vez resuelto el problema de flujos de potencia para el Alimentador 1323, se observa que en el período 0 los voltajes en las fases A y B oscilan entre el 0.97 y 0.96pu, en tanto que para la fase C el voltaje alcanza un valor mínimo de 0.94pu. Ver figura 3-9.

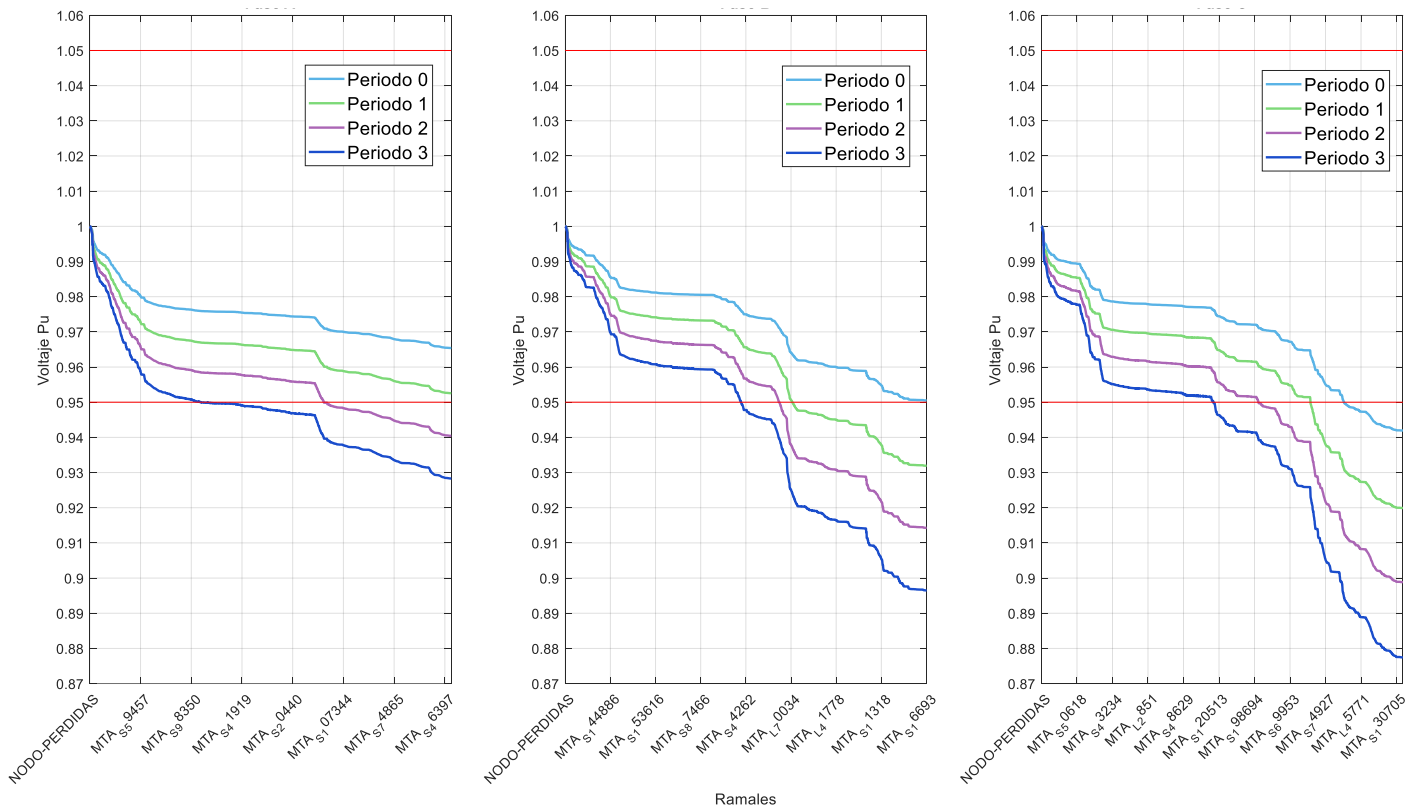


Figura 3-9. Flujo de potencia - Caso 4 - Alimentador 1323- Fase A-B-C.

Durante el análisis de los flujos de potencia para los períodos 1, 2 y 3, se observa una disminución del voltaje a valores por debajo de los permitidos por la regulación. El valor más bajo de voltaje establecido para mantener la estabilidad y operación confiable del sistema es de 0.95pu; sin embargo, se han registrado valores mínimos de 0.87pu. en algunos puntos de la red.

Existen diversas causas que pueden contribuir a esta disminución del voltaje, como por ejemplo las grandes longitudes de sus redes, su configuración monofásica con conductor ACSR - calibre 1x4(4) AWG y el incremento de carga por período; todas ellas han provocado mayores corrientes, incremento del valor de la resistencia en los conductores y por lo tanto mayores caídas de voltaje.

3.3.3.4 Estudio De Caso 4 - Subestación #14 Lentag.

Una vez resuelto el problema de flujos de potencia para el Alimentador 1423, durante el período inicial (cero), no se observan valores anormales de operación en las distintas fases del alimentador, llegándose a obtener valores mínimos de voltaje en el orden de 0.97pu. Ver figura 3-10.

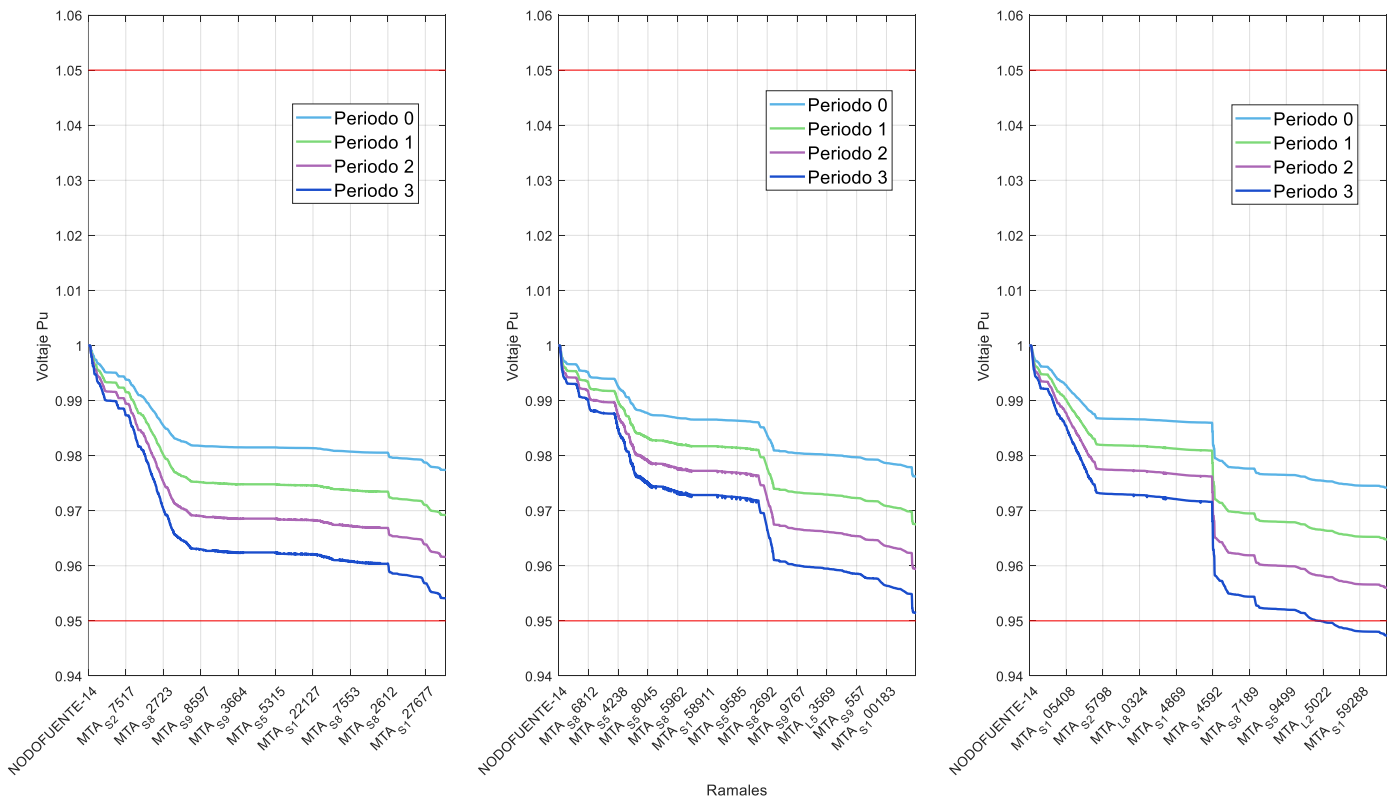


Figura 3-10. Flujo de potencia - Caso 4 - Alimentador 1423 Fase A-B-C.

En el análisis de los flujos de potencia para los períodos 1, 2 y 3 se nota, para la fase C, una caída leve de voltaje por debajo de los límites normales de operación, siendo su posible causa el incremento de la demanda proyectada y la longitud larga de sus redes de medio voltaje.

CAPÍTULO 4

4 MODELO DE OPTIMIZACIÓN MATEMÁTICO

El rápido incremento de la demanda debido al desarrollo industrial está creando un gran impacto en la eficiencia económica de las redes de distribución, lo cual está llevando a grandes y significativas inversiones en nuevos dispositivos de control que garanticen los niveles apropiados de seguridad, calidad y confiabilidad a costos competitivos. En este contexto, el crecimiento de la demanda, las grandes extensiones de los alimentadores, y la diversidad de dispositivos de control, complican las tareas de planificación al usar herramientas clásicas. Recientemente, la solución de los problemas de planificación de las redes de distribución de mediano y largo plazo se han visto atraídas por un nuevo paradigma de soluciones basado en modelos de optimización matemática, lo cual evidentemente representa ganancias sustanciales o ahorros en las tareas de planificación de las redes de distribución.

4.1 Formulación Matemática Del Problema De Optimización

Un modelo matemático convexo de segundo orden de largo plazo como en (López et al., 2018) es modelado y utilizado en la solución de los problemas de planificación propuestos.

La función objetivo (1) está compuesta de tres términos y representa los costos de inversión y costos de operación. El primer término representa los costos asociados con la instalación de nuevos alimentadores y/o repotenciación de los existentes. El segundo término representa los costos de instalación de bancos de capacitores fijos y el tercer término representa los costos de las pérdidas de energía.

$$\min f = K_L \sum_{t \in P} \sum_{km \in BR} \sum_{c \in C} C_{km,c}^C \alpha_{km,c,t}^C L_{km} + K_C \sum_{t \in P} \sum_{k \in FCB} C_k^{FCB} n_{k,t}^{fc} + C_{loss} \sum_{t \in P} \sum_{k \in B} (P_{k,t}^{SE} - P_{k,t}^D) \tag{1}$$

Las expresiones (2) y (3) representan las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva.

$$P_{k,t}^{SE} - P_{k,t}^D = \sum_{km \in BR} \sum_{c \in C} (P_{km,c,t} + R_{km,c} l_{km,c,t}) - \sum_{jk \in BR} \sum_{c \in C} P_{jk,c,t} \quad \forall k \in B, \forall t \in P \tag{2}$$

$$Q_{k,t}^{SE} - Q_{k,t}^D + q_{k,t}^{fcb} + q_{k,t}^{scb} = \sum_{km \in BR} \sum_{c \in C} (Q_{km,c,t} + X_{km,c} l_{km,c,t}) - \sum_{jk \in BR} \sum_{c \in C} Q_{jk,c,t} \quad \forall k \in B, \forall t \in P \tag{3}$$

Las ecuaciones (4) y (5) representan las caídas de voltaje en los tramos de línea.

$$d_{k,t} \leq M(1 - \alpha_{km,t}) + d_{m,t} - \sum_{c \in C} [2(R_{km,c}P_{km,c,t} + X_{km,c}Q_{km,c,t}) - (R_{km,c}^2 + X_{km,c}^2)l_{km,c,t}] \quad \forall km \in BR, \forall t \in P \quad (4)$$

$$d_{k,t} \geq -M(1 - \alpha_{km,t}) + d_{m,t} - \sum_{c \in C} [2(R_{km,c}P_{km,c,t} + X_{km,c}Q_{km,c,t}) - (R_{km,c}^2 + X_{km,c}^2)l_{km,c,t}] \quad \forall km \in BR, \forall t \in P \quad (5)$$

La ecuación (6) define la inyección de flujo de potencia aparente en la barra de inicio de cada tramo.

$$d_{m,t}l_{km,t} \geq P_{km,t}^2 + Q_{km,t}^2 \quad \forall km \in BR, \forall t \in P \quad (6)$$

Los límites de las magnitudes voltaje y corriente son definidos por las ecuaciones (7) y (8).

$$(V_k^{min})^2 \leq d_{k,t} \leq (V_k^{max})^2 \quad \forall k \in B, \forall t \in P \quad (7)$$

$$0 \leq l_{km,c,t} \leq (I_{km,c}^{max})^2 \alpha_{km,c,t}^C \quad \forall km \in BR, \forall c \in C, \forall t \in P \quad (8)$$

La ecuación (9), define la existencia de un tramo de línea y la repotenciación de ésta en caso de que sea necesario.

$$\beta_{km,t} = \sum_{c \in C} \alpha_{km,c,t}^C \leq 1 \quad \forall km \in BR, \forall t \in P \quad (9)$$

La ecuación (10) garantiza la característica radial de la red distribución. La ecuación (11) define el límite de capacidad de la SE.

$$\sum_{km \in BR} \beta_{km,t} = |B| - |SE| \quad \forall t \in P \quad (10)$$

$$(P_{k,t}^{SE})^2 + (Q_{k,t}^{SE})^2 \leq (S_k^{SE})^2 \quad \forall k \in SE, \forall t \in P \quad (11)$$

La ecuación (12) define la capacidad total del banco de capacitores fijo.

$$q_{k,t}^{fcb} = Q^{fc} n_{k,t}^{fc} \quad \forall k \in \text{FCB}, \forall t \in P \quad (12)$$

La restricción (13) establece el número máximo de módulos capacitores en un banco de capacitores fijo.

$$0 \leq n_{k,t}^{fc} \leq N_k^{fcb} \quad \forall k \in \text{FCB}, \forall t \in P \quad (13)$$

La ecuación (14) garantiza que los costos de instalación de nuevos alimentadores o la repotenciación sean contabilizados una sola vez a lo largo del período de análisis.

$$\sum_{t \in P} \alpha_{km,c,t}^c = 1 \quad \forall t \in P \quad (14)$$

Finalmente las expresiones (15), (16) y (17) representan la naturaleza entera y binaria de las variables respectivamente.

$$n_{k,t}^{fc} \in \mathbb{Z}^+ \quad \forall k \in \text{FCB}, \forall t \in P \quad (15)$$

$$\alpha_{km,c,t}^c \in \{0,1\} \quad \forall km \in \text{BR}, \forall c \in \text{C}, \forall t \in P \quad (16)$$

$$\alpha_{km,t} \in \{0,1\} \quad \forall km \in \text{BR}, \forall t \in P \quad (17)$$

A continuación se definen todas las notaciones utilizadas en las ecuaciones y expresiones anteriores:

Para el caso de Conjuntos:

- B** Conjunto de nodos.
- BR** Conjunto de ramas.
- C** Conjunto de tipos de conductores.
- FCB** Conjunto banco de condensadores fijos.
- P** Conjunto de períodos.
- SE** Conjunto de subestaciones.
- \mathbb{Z}^+ Conjunto de números enteros positivos.

Para el caso de Parámetros:

- $C_{km,c}^C$ Costo de instalación de la rama km utilizando un conductor tipo c (US\$).
- C_k^{FCB} Costo de instalación de banco de condensadores fijos en el nodo k (US\$).
- C_{loss} Costo real de las pérdidas de energía (US\$).
- $I_{km,c}^{max}$ Límite máximo de corriente en la rama km con conductor tipo c (pu).
- K_L Tasa de interés para ramas.
- K_C Tasa de interés para bancos de condensadores.
- L_{km} Longitud de la rama km (Km).
- M Número positivo grande.
- N_k^{fcb} Número máximo de condensadores fijos instalados en el banco k .
- $P_{k,t}^D$ Potencia activa requerida en el nodo k en período t (pu).
- $Q_{k,t}^D$ Potencia reactiva requerida en el nodo k en período t (pu).
- Q^{fc} Valor nominal de los condensadores fijos (pu).
- $R_{km,c}$ Resistencia por unidad de longitud del conductor tipo c instalado en la rama km (pu).
- S_k^{SE} Capacidad máxima de potencia aparente instalada de la subestación k (pu).
- V_k^{min} Límite mínimo del valor del voltaje en la subestación k (pu).
- V_k^{max} Límite máximo del valor del voltaje en la subestación k (pu).
- $X_{km,c}$ Reactancia por unidad de longitud del conductor tipo c instalado en la rama km (pu).

Para el caso de las Variables de Decisión:

- $d_{k,t}$ Variable auxiliar que contiene $V_{k,t}^2$.
- $d_{m,t}$ Variable auxiliar que contiene $V_{m,t}^2$.
- $l_{km,c,t}$ Variable auxiliar que contiene $I_{km,c,t}^2$.
- $n_{k,t}^{fc}$ Variable entera asociada con el número de condensadores fijos instalados en un banco en el nodo k en período t .
- $P_{k,t}^{SE}$ Potencia Activa de la subestación k en período t (pu).
- $P_{km,c,t}$ Flujo de Potencia Activa por rama km con conductor c en período t (pu).
- $P_{jk,c,t}$ Flujo de Potencia Activa por rama jk con conductor c en período t (pu).

- $Q_{k,t}^{SE}$ Potencia Reactiva de la subestación k en período t (pu).
- $Q_{km,c,t}$ Flujo de Potencia Reactiva por rama km con conductor c en período t (pu).
- $Q_{jk,c,t}$ Flujo de Potencia Reactiva por rama jk con conductor c en período t (pu).
- $q_{k,t}^{fcb}$ Potencia Reactiva inyectada desde el banco de condensadores fijo en el nodo k en período t (pu).
- $q_{k,t}^{scb}$ Potencia Reactiva inyectada desde el banco de condensadores conmutable en el nodo k en período t (pu).
- $\alpha_{km,c,t}^c$ Variable binaria asociada con la instalación y/o cambio de la rama km utilizando el conductor tipo c en período t .
- $\alpha_{km,t}$ Variable utilizada en el cálculo de la caída de voltaje de la rama km en período t .
- $\beta_{km,t}$ Variable binaria asociada con la característica radial de la rama km en período t .

Los cálculos numéricos fueron llevados a cabo en un servidor con dos CPUs AMD 64 EPYC™ 7742 CPUs @3.25 GHz con 1 TB de RAM. El servidor también dispone de cuatro GPUs NVIDIA A100-SXM4 @1.41 GHz con 40GB cada una; solo una GPU fue necesaria en la solución de todos los casos de estudio presentados en este trabajo. El modelo matemático, antes presentado, que se propuso para la solución del problema fue implementado en AMPL 2023 y resuelto usando el solver CPLEX v23.

4.2 Problema De Planificación Óptima De Las Redes De Medio Voltaje De Centrosur

En las condiciones actuales de operación del sistema de distribución eléctrico, la Empresa Eléctrica Regional Centrosur solicita que se considere el ingreso de unas cargas importantes en cuatro puntos cercanos a las redes de los alimentadores 0521 y 1323, cuyas características son:

Emurplag (CARGA 1). - Ubicada en la Panamericana Sur cerca del acceso al Parque Industrial de Chaullayacu. Para dotar de servicio eléctrico a esta carga trifásica, que en un período de inicio será de 0.5MVA y a partir de los siguientes períodos será de 0.8MVA operando durante las primeras 12 horas al día, se requiere construir una extensión de línea de medio voltaje de aproximadamente 633m, cuya configuración será determinada por el modelo matemático.

IV Metals (CARGA 2). - Ubicada en el sector Loma Larga, cuyo acceso se lo tiene previsto hacer desde el sector de Irquis / Victoria del Portete. Para dotar de servicio eléctrico las 24

horas del día a esta carga trifásica de 1.5MVA iniciales y una proyección de 2.5MVA para los períodos 1, 2 y 3, se requiere repotenciar e incrementar el número de fases del tramo de alimentador existente en aproximadamente 10.1Km y a continuación, construir una extensión de línea de medio voltaje de unos 7.6Km aproximados, cuya configuración será determinada por el modelo matemático.

Fábrica de Vidrio (CARGA 3). - Ubicada en la vía a Cumbe, a la altura de la entrada al poblado de Zhizho (sector del distribuidor Cumbe-Girón). Para dotar de servicio eléctrico en horario diurno (12 horas) a esta carga trifásica de 0.5MVA para el período cero y 1MVA para los restantes períodos, se requiere construir una extensión de línea de medio voltaje de aproximadamente 105m; así mismo la configuración la dará el modelo.

Planta de Tratamiento de Agua de ETAPA (CARGA 4). - Ubicada por el sector del Rodeo perteneciente a la parroquia de Quingeo, cuyo acceso es por el centro de San José de Raranga. Para dotar de servicio eléctrico a esta carga trifásica que operará las 24 horas día con una carga inicial de 1MVA y una proyección a 1.5MVA para los períodos uno, dos y tres, se requiere repotenciar e incrementar el número de fases del tramo de alimentador existente en aproximadamente 4.9Km y construir una extensión de línea de medio voltaje de unos 3.8Km aproximados, cuya configuración será determinada por el modelo matemático.

4.2.1 Determinación De Casos Para El Sistema Planificado

Una vez descritas las características de estas cargas importantes, se plantean las alternativas, mismas que han sido definidas en los siguientes casos:

- **Caso 5:** En este caso se presenta la Alternativa 1 cuya planificación consiste en servir a la Carga 1 desde el Alimentador 0521 por medio de un nuevo ramal con conductor ACSR y configuración 3x2(2) AWG y a las otras tres cargas desde el Alimentador 1323 mediante un nuevo ramal para la Carga 3 con conductor ACSR y configuración 3x2(2) AWG y por medio de la repotenciación de dos ramales existentes uno para la Carga 2 con conductor ACSR y configuración 3x3/0(1/0) AWG y otro para la Carga 4 con conductor ACSR y configuración 3x1/0(2) AWG. Estas configuraciones han sido determinadas en base a la carga instalada a servir. Para la distribución de las cargas importantes por fase, se asume un factor de potencia igual a 0,9. En el ANEXO C se presenta la distribución de los alimentadores analizados y la conexión de las cargas importantes al mismo.
- **Caso 6:** Corresponde a la Alternativa 2, la cual toma como base el caso anterior, modificando la alimentación a la Carga 1 ahora desde el Alimentador 1323 al igual que la Carga 2; en esta alternativa se planifica la transferencia de parte del Alimentador 1323 al

nuevo Alimentador 1324 desde el Cruce de Cumbe hasta su final (sector Amazonas); el nuevo Alimentador 1324 sale de manera expresa desde la Subestación #13 de manera aérea con conductor ACSR y configuración 3x3/0(1/0) AWG, pasando por la entrada a Tarqui y llegando por la vía Cuenca – Girón hasta el Cruce de Cumbe, desde donde tomará la carga transferida desde el Alimentador 1323. Las Cargas 3 y 4 continuarán sirviéndose de las redes transferidas, por tanto, pasan a pertenecer al nuevo Alimentador 1324. En el ANEXO D se presenta el diagrama para esta alternativa planteada.

- **Caso 7:** El presente caso corresponde a la Alternativa 3, para lo cual se parte del Caso 6, modificando la conexión de la Carga 1 al Alimentador 0521 y unificando las configuraciones, para las líneas nuevas y repotenciadas, con conductor ACSR 3x3/0(1/0) AWG de acuerdo con los resultados del modelo matemático, es decir la misma configuración que tienen las troncales del alimentador. En el ANEXO E, se presenta el diagrama para esta última alternativa.

Las Tablas de Datos de las tres alternativas, propuestas en los Casos 5, 6 y 7, ingresarán al modelo matemático de optimización, mediante el cual se establecerá la configuración óptima de la red que mantenga a los parámetros de la misma, dentro de los límites permitidos.

4.2.2 Flujos De Potencia Caso 5

Este caso corresponde a la simulación del ingreso de cuatro (4) cargas de gran potencia al sistema eléctrico de distribución actual, directamente en los alimentadores 0521 y 1323, siendo la primera alternativa presentada.

4.2.2.1 Estudio De Planificación Caso 5 - Subestación #05 El Arenal.

En el caso de la Subestación #05, la carga importante que será conectada es de 0.5 MVA en el período cero (0) y de 0.8 MVA para los períodos 1, 2 y 3; de acuerdo a la planificación que tiene la empresa Emurplag.

Tras la solución del problema de flujos de potencia para el Caso 5, se observa que los voltajes por fase en el alimentador analizado 0521 muestran poco deterioro o caída a consecuencia de la nueva carga, en tanto que para el caso del Alimentador 0525 no es necesario el análisis ya que sus condiciones son las mismas que para el Caso 4. Ver figura 4-1.

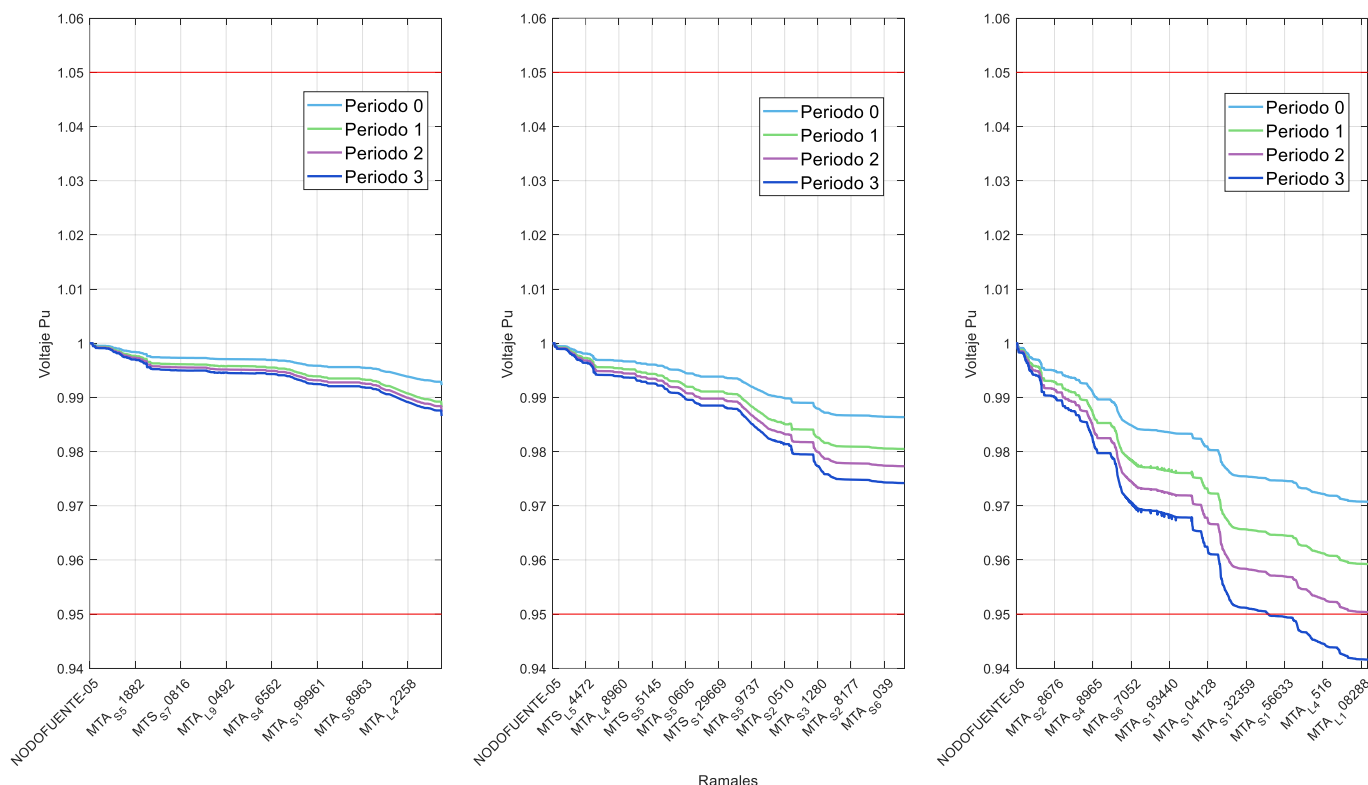


Figura 4-1. Flujo de potencia - Caso 5- Alimentador 0521- Fase A-B-C.

Durante el período cero (0) el valor de voltaje registrado en la carga importante (Emurplag) tanto en la fase A como en la B esta alrededor de 0.99pu, mientras que en la fase C el valor disminuye alrededor del 0.97pu.

En los períodos 1, 2 y 3, el mayor deterioro del voltaje se produce en la fase C, llegando a valores cercanos al 0.94pu. La carga importante de Emurplag en este caso tiene valores que están alrededor del 0.96pu.

Para el presente caso, el problema del bajo nivel de voltaje en el período 3 es debido a la sobrecarga existente en la Fase C, presentándose como solución la redistribución de carga hacia las otras fases menos afectadas.

4.2.2.2 Estudio De Planificación Caso 5 - Subestación #08 Turi.

Para el alimentador analizado 0823 que pertenece a la Subestación #08 Turi, no se considera un Caso 5 (alternativa para servir a las cargas importantes), dado que las redes de este alimentador están un tanto alejadas de cualquiera de las cuatro cargas importantes; por tal motivo se indica que el análisis del Alimentador 0823 ha sido ya presentado en el Caso 4.

4.2.2.3 Estudio de planificación Caso 5 - Subestación #13 Chaullayacu.

Para el caso de la Subestación #13, se plantea como una primera alternativa el conectar al Alimentador 1323 las otras tres (3) cargas importantes, las cuales corresponden a la minera Iv Metals, la Fábrica de Vidrios y la Planta de Agua de ETAPA, todas ellas con una potencia inicial para el período cero (0) y con un incremento de esta para los restantes períodos. Dichas cargas importantes se consideraron que sean servidas desde la Subestación #13, dada la cercanía entre ellas. Tras la solución del problema de flujos de potencia para el Caso 5, se presentan los resultados de los voltajes para el alimentador analizado 1323. Ver figura 4-2.

Los valores más bajos de voltaje registrados para el Alimentador 1323 son cercanos a los 0.76pu en la fase C. La distribución de carga en este Caso 5 se la hace a manera de ejemplo teórico con el fin de visualizar el cómo se deterioran los niveles de voltaje con el incremento de las cargas solicitadas; ya que con el ejemplo no solo se están incumpliendo los límites de voltaje sino también la capacidad de carga del Alimentador 1323.

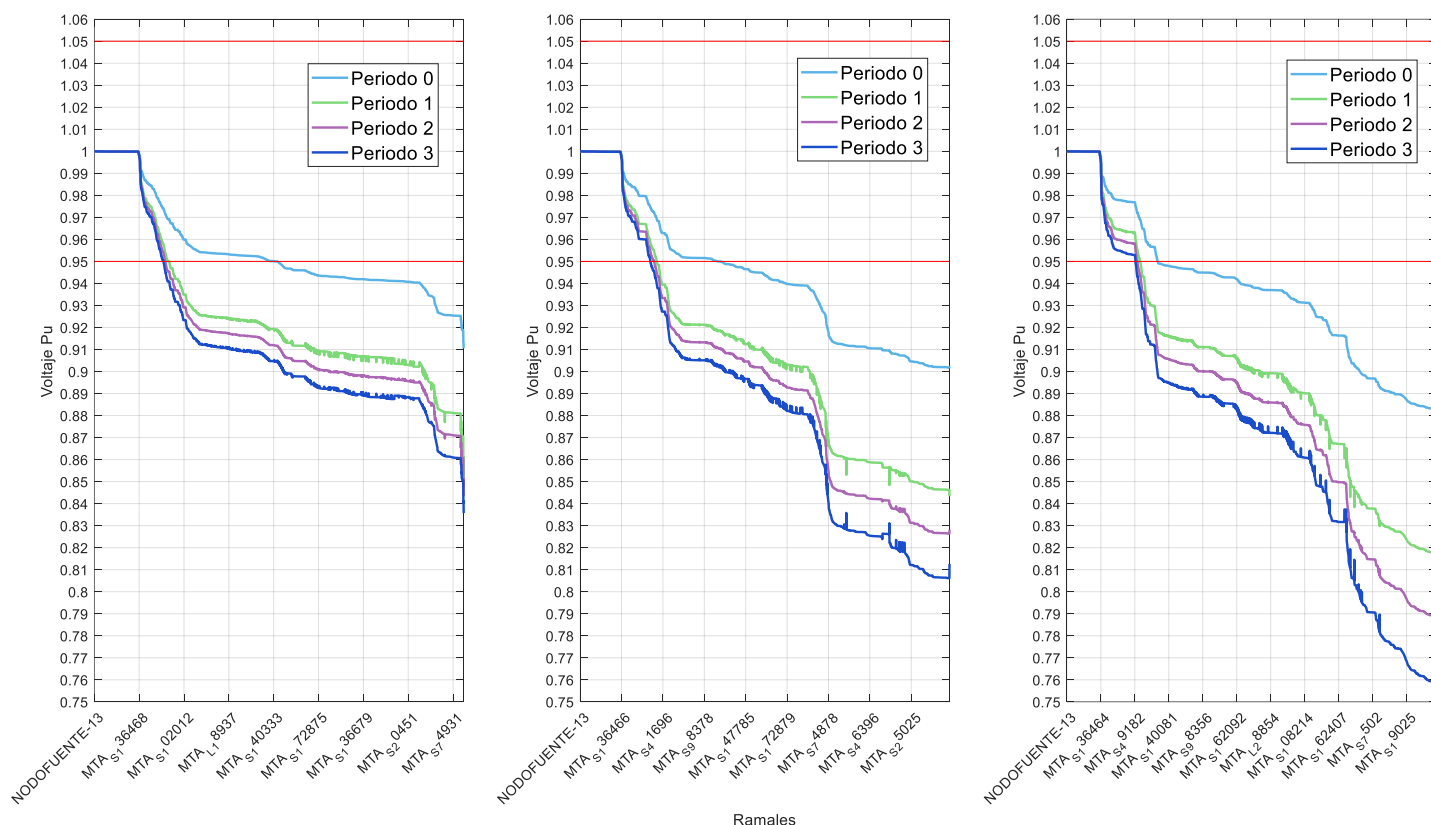


Figura 4-2. Flujo de potencia - Caso 5 - Alimentador 1323 - Fase A-B-C.

Es importante hacer una aclaratoria respecto a las gráficas presentadas, ya que en las mismas se observan unos picos de voltaje en las tres fases a manera de un ruido sobre la gráfica. Estos picos son debidos al ordenamiento de los nodos en el eje "X", el cual ha sido realizado en función de los valores de voltaje (del mayor valor al menor) para el período cero y al uso de este mismo eje "X" para graficar los siguientes períodos; es decir si en los siguientes períodos se da una variación en el orden de los voltajes en el eje "Y", este nuevo orden ya no provoca un nuevo ordenamiento en los nodos del eje "X", sino que necesariamente estos valores deberán acomodarse al orden de los nodos del eje "X" ya definido en el período cero, siendo esta la causa de la aparición de estos picos.

Este comportamiento particular de la gráfica se podría evitar al hacer gráficas separadas para cada período, pero la finalidad era presentar los resultados de todos los períodos en una misma gráfica haciendo la aclaración respectiva para que se realice de manera correcta el análisis e interpretación de resultados.

4.2.2.4 Estudio De Planificación Caso 5 - Subestación #14 Lentag.

Para el alimentador analizado 1423 que pertenece a la Subestación #14 Lentag, no se considera un Caso 5 (alternativa para servir a las cargas importantes), dado que las redes de este alimentador están un tanto alejadas de tres de las cuatro cargas importante y en relación a la carga lv Metals, a pesar que el tramo final de dicho alimentador está próximo al arranque de esta carga, no se la considera como alternativa válida dado que el Alimentador 1423 al final de las dos terceras partes de su longitud sirve a una carga grande como lo es la ciudad de Girón. Por tal motivo se indica que el análisis del Alimentador 1423 ha sido ya presentado en el Caso 4.

4.2.3 Flujos de Potencia Caso 6

En este caso se presenta la segunda alternativa, que consiste en servir a las cuatro cargas importantes desde la Subestación #13, dos de ellas conectadas al Alimentador 1323 y las otras dos a un nuevo alimentador denominado 1324.

Las otras 3 subestaciones no intervienen en este Caso 6, a pesar que existe un tramo final pequeño del Alimentador 0823 que por temas constructivos se lo transfirió al nuevo Alimentador 1324 pero dicha transferencia no afecta de manera significativa a los resultados; por tanto, para las subestaciones #05, #08 y #14 se mantienen los resultados presentados en el Caso 4.

4.2.3.1 Estudio De Planificación Caso 6 - Subestación #13 Chaullayacu.

La Subestación #13 servirá desde el Alimentador 1323 a la Carga 1_Emurplag y a la Carga 2_Iv Metals, en tanto que desde su nuevo Alimentador 1324 se servirán a la Carga 3_Fábrica de Vidrio y Carga 4_Planta Agua Etapa; luego de la solución al problema de flujos de potencia, se presentan los siguientes resultados. Ver figura 4-3.

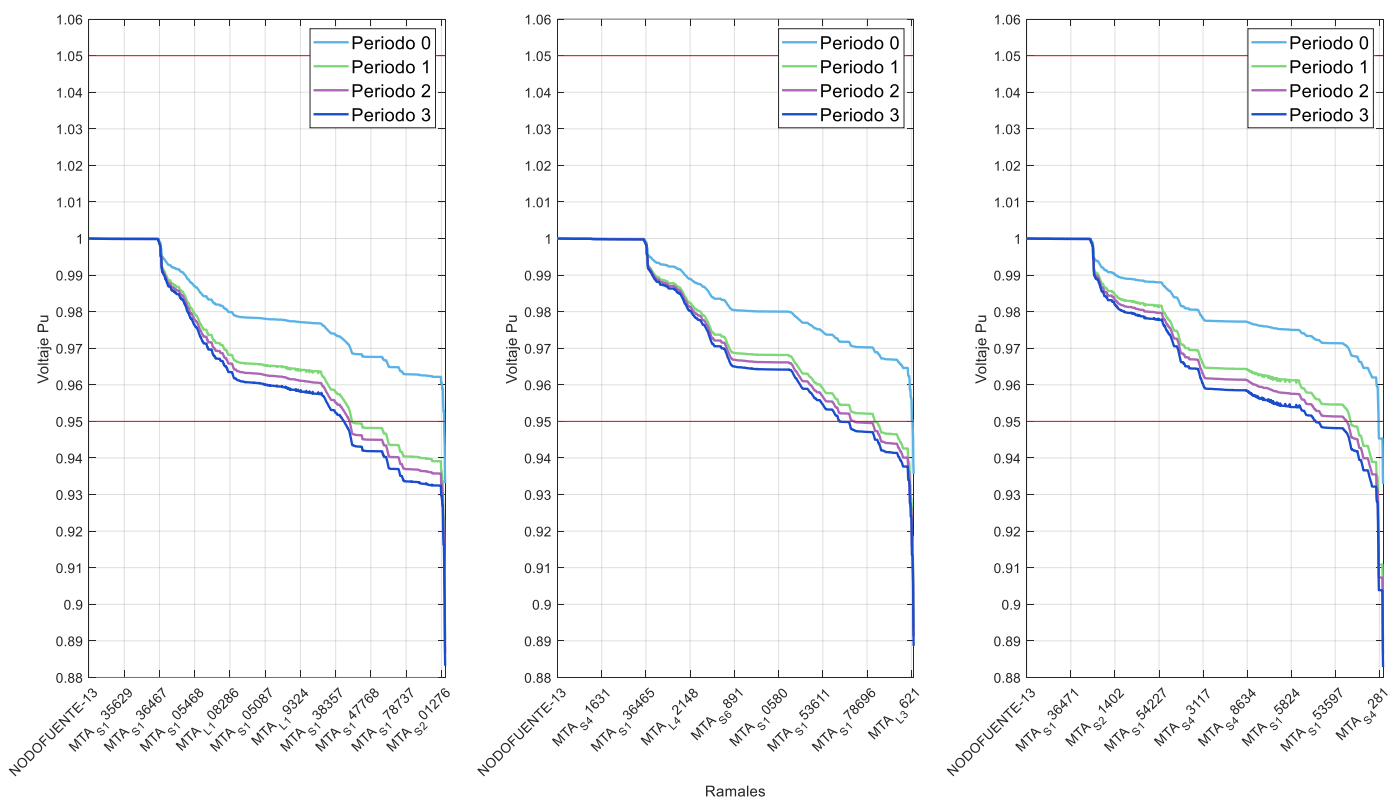


Figura 4-3. Flujo de potencia - Caso 6 - Alimentador 1323 - Fase A-B-C.

Esta configuración es significativamente mejor con respecto a la configuración del Caso 5. Los valores de voltaje más bajos que se registran, en donde se observa una caída repentina del mismo, se dan en la fase C estando valor alrededor de los 0.88pu. La caída brusca de voltaje que se observa en las tres fases corresponde al ramal de la carga importante Iv Metals, dicha caída se hace aún más pronunciada en los períodos 1, 2 y 3 debido al incremento de la carga a partir del período 1. Para el caso del nuevo alimentador expreso 1324, los resultados se presentan a continuación. Ver figura 4-4.

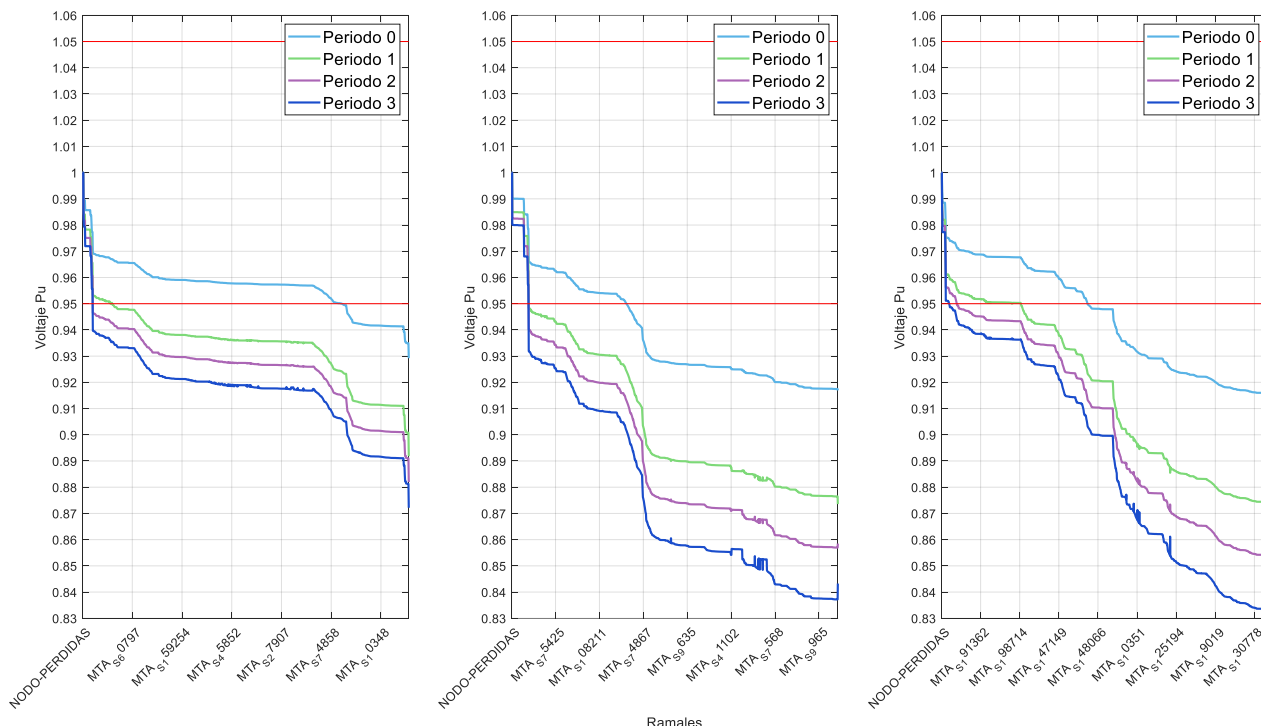


Figura 4-4. Flujo de potencia - Caso 6 - Alimentador 1324 - Fase A-B-C.

En las gráficas se puede observar una caída repentina de voltaje casi al inicio del Alimentador 1324, esto se debe a que en este punto se conecta la Carga 3_Fábrica de Vidrios, misma que afecta al comportamiento del sistema eléctrico. Los valores se mantienen relativamente constantes hasta el ingreso de la siguiente carga importante correspondiente a la Planta de Agua de Etapa, en este punto ocurre la siguiente caída significativa de voltaje. El valor de voltaje más bajo registrado se da en la fase C con valores que oscilan entre 0.83 y 0.84pu.

4.2.4 Flujos de Potencia Caso 7

En este caso se presenta la tercera y última alternativa, que consiste en servir a la Carga 1 desde el Alimentador 0521, a la Carga 2 desde el Alimentador 1323 y a las cargas 3 y 4 desde el alimentador nuevo 1324.

Para el Caso 7 no se considera el análisis de las subestaciones #08 Turi y #14 Lentag, dado que sus redes no sufren modificaciones con respecto al Caso 4 por lo que sus resultados corresponden a los expuestos en dicho caso.

4.2.4.1 Estudio De Planificación Caso 7 - Subestación #05 El Arenal.

En el presente caso, la Subestación #05 servirá a la Carga 1_Emurplag por medio del Alimentador 0521 con una disposición similar a la del Caso 5. Los resultados correspondientes al Alimentador 0521 se presentan a continuación. Ver figura 4-5.

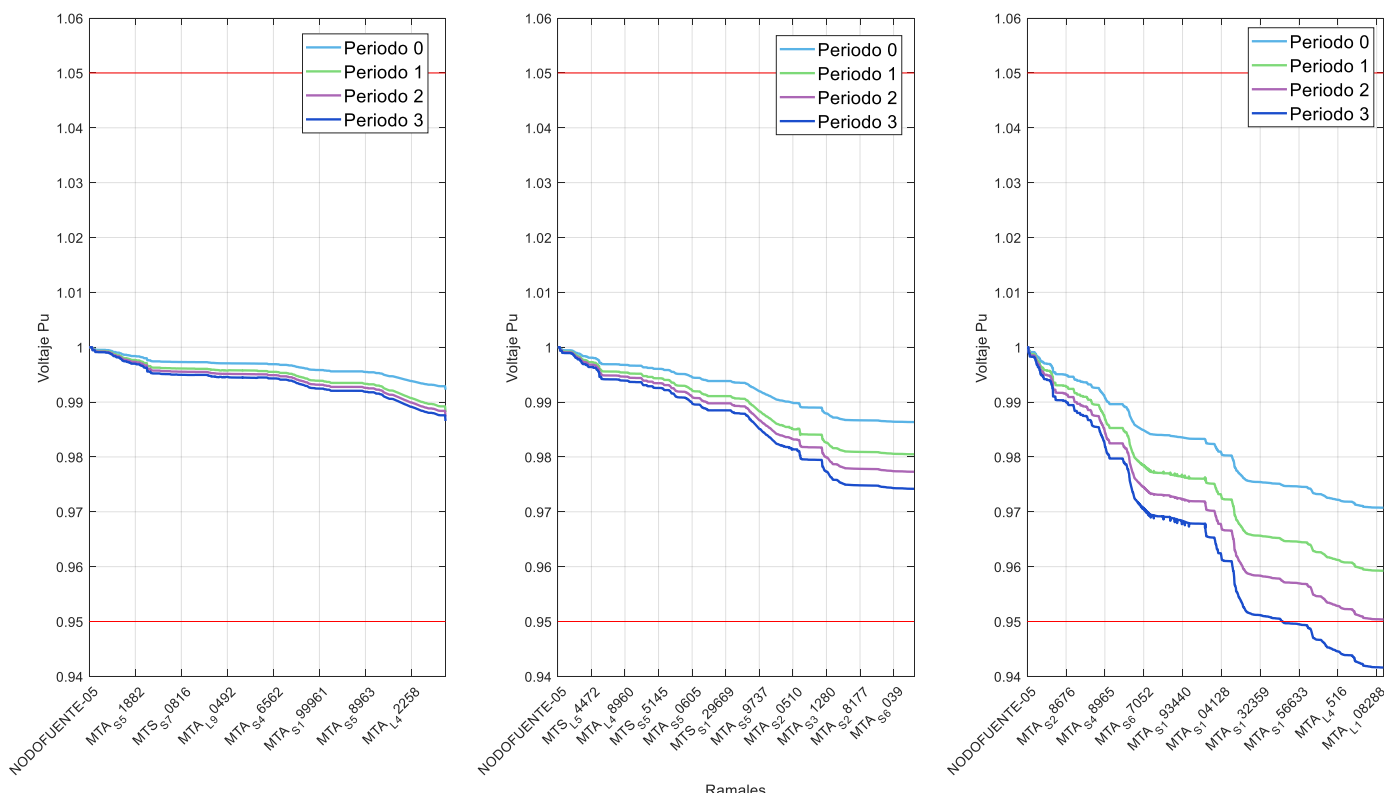


Figura 4-5. Flujo de potencia - Caso 7 - Alimentador 0521 - Fase A-B-C.

Los resultados son similares a los del Caso 5, en donde se observa que el problema del bajo nivel de voltaje en el período 3 se debe a la sobrecarga existente en la Fase C, por tanto, se plantea una solución similar que consiste en la redistribución de carga hacia las otras fases menos afectadas.

4.2.4.2 Estudio De Planificación Caso 7 - Subestación #13 Chaullayacu.

El presente caso es muy similar al Caso 6, excepto en que se ha quitado la Carga 1_Emurplag del Alimentador 1323; a continuación, se presenta la solución del problema de flujos de potencia para el Alimentador 1323. Ver figura 4-6.

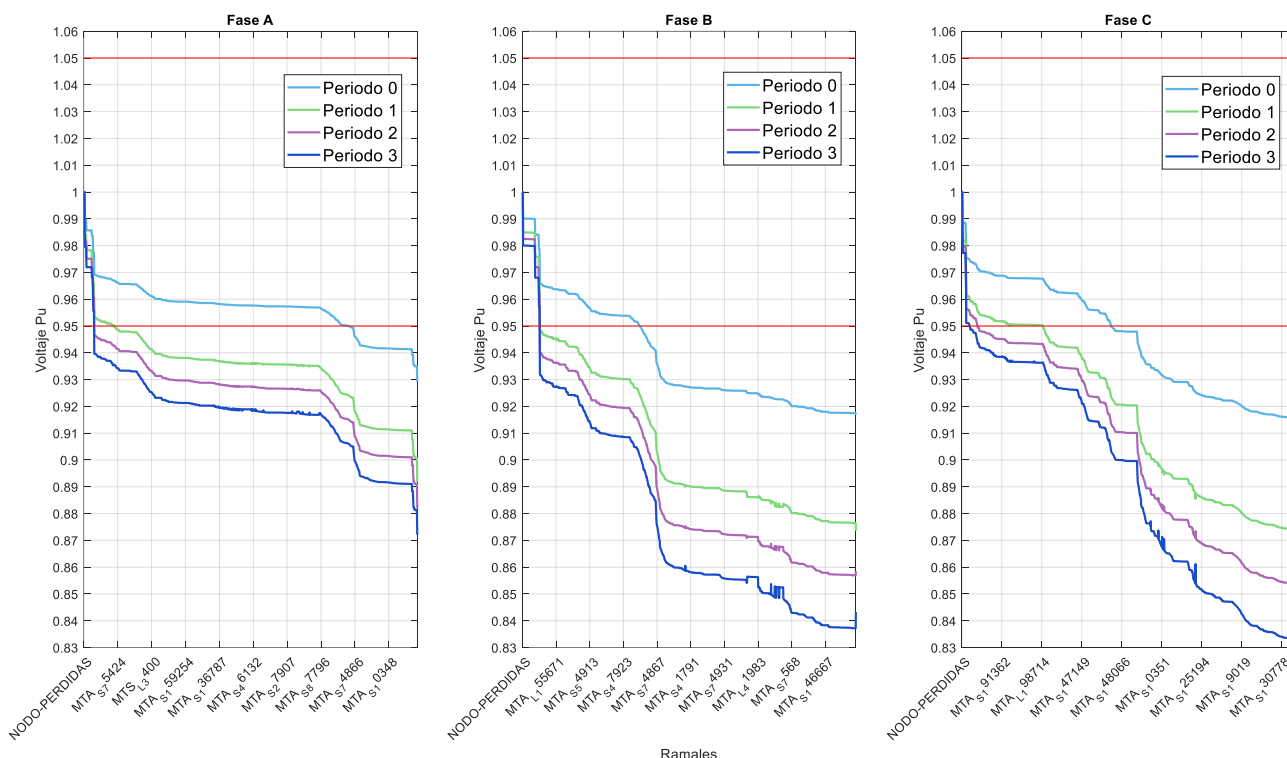


Figura 4-7. Flujo de potencia - Caso 7 - Alimentador 1324 - Fase A-B-C.

En los resultados arriba presentados, para la Subestación #13 Chaullayacu, se observa una ligera mejoría en sus voltajes con respecto a los obtenidos en el Caso 6, por tanto, se concluye que este Caso 7 será el que se ingrese al modelo matemático para que, en base al proceso de optimización, se obtengan los mejores resultados desde el punto de vista de costos de inversión y factibilidad técnica.

4.3 Aplicación Del Modelo De Optimización Matemático Al Sistema De Distribución De Energía Eléctrica De La Centrosur

De acuerdo a los resultados obtenidos en el Capítulo 3, en su parte referente al análisis de flujos de potencia, se indicó que la mejor alternativa planteada para el tema de la expansión del sistema de distribución, correspondía al Caso 7. Se acotó también que para las subestaciones #08 Turi y #14 Lentag no se plantearían alternativas de optimización dado que sus niveles de voltaje estaban dentro de los límites permitidos por la Regulacion-No.-ARCERNNR-002_20, no así para las subestaciones #05 El Arenal y #13 Chaullayacu, en las cuales ninguna de las soluciones de planificación planteadas satisface las condiciones de operatividad normal, motivo por lo cual se ve la necesidad de introducir el modelo de

optimización matemático para que, a través del mismo, se decida la mejor solución tanto en tema de costos, operatividad y factibilidad de implementación técnica.

4.3.1 Aplicación Del Modelo De Optimización Matemático A La Subestación #05 El Arenal

4.3.1.1 Alimentador 0521.

Para esta subestación se aplicará el modelo matemático de optimización al Alimentador 0521 en el cual, al conectar la Carga 1_Emurplag, se presentaron valores de voltaje que se encontraban fuera de las condiciones normales de operación para la fase C (menores a 0.95pu) correspondiente al período 3.

Como posible caso de solución se planteó la opción de redistribuir la carga hacia las otras fases, pues se observaba que la fase A y B no presentaban complicaciones. Los resultados tras la optimización considerando el balance de potencia entre las fases se presenta en la Figura 4-8.

El modelo de optimización matemático determinó que la mejor solución para el balance de potencias consiste en transferir la sobrecarga de la fase C a la fase A. Los nodos a ser transferidos, de acuerdo con el modelo de optimización matemático se presentan en el ANEXO G.

Los valores más bajos registrados luego de la optimización están alrededor de los 0.96 y 0.97pu para el período de mayor carga (período 3), garantizando así la confiabilidad y operatividad del sistema.

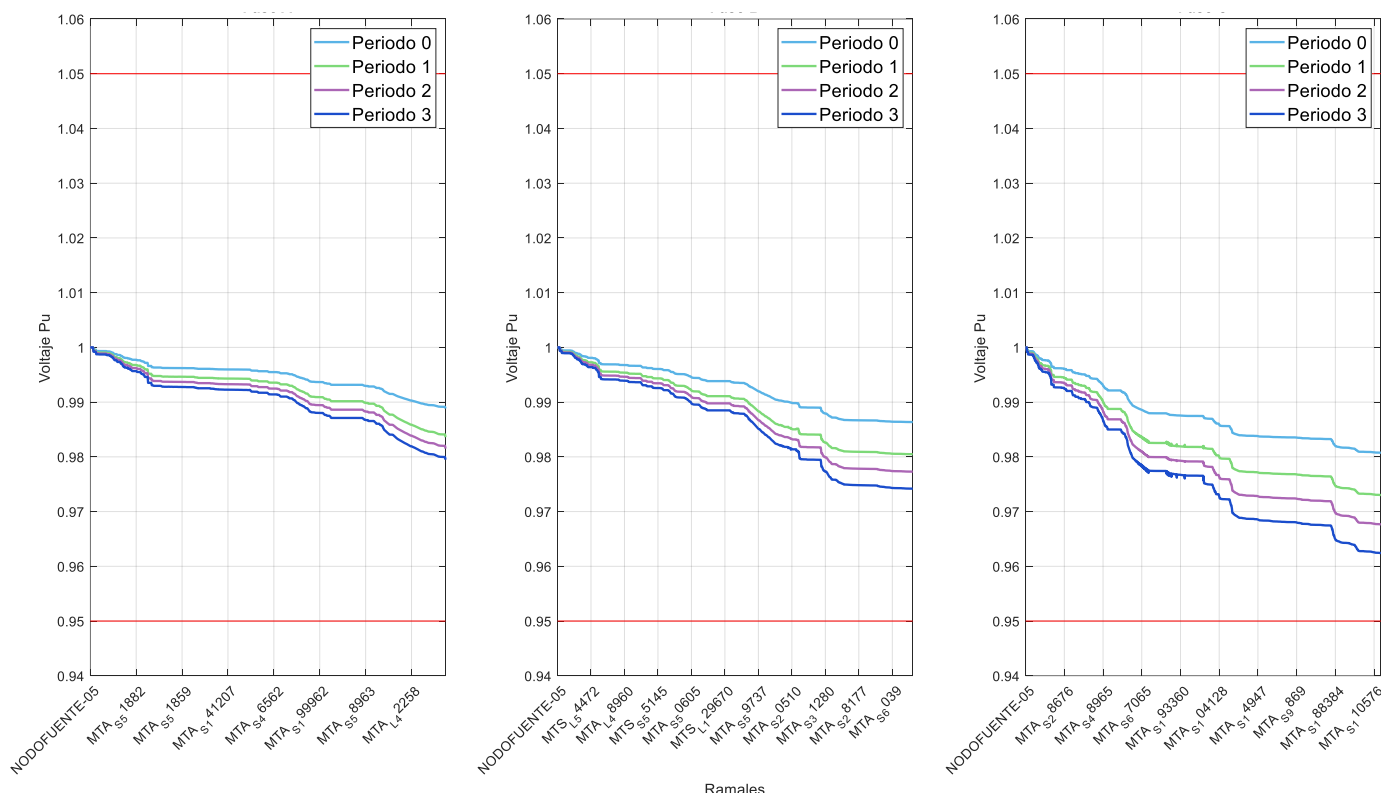


Figura 4-8. Flujo de potencia - Caso 7 Optimizado – Alimentador 0521 - Fase A-B-C.

4.3.2 Aplicación Del Modelo De Optimización Matemático A La Subestación #13 Chaulayacu

4.3.2.1 Alimentador 1323.

Para la Subestación #13 se aplicará el modelo matemático de optimización a los alimentadores 1323 y 1324 debido a que luego de la solución del problema de flujos de potencia se concluyó que los bajos niveles de voltaje no se podrían solucionar solo con un balance de potencias, pues tanto la fase A, B y C presentaban valores de voltaje por debajo de los límites permitidos; con lo cual se requiere un manejo más acertado de planificación

Como solución a este inconveniente se ha planteado el uso de bancos de capacitores contemplados en las ecuaciones 12 y 13 del modelo, como una solución factible al problema de descompensación en la red por el ingreso de las tres cargas importantes restantes como son la Minera Iv Metals en el Alimentador 1323 y la Fábrica de Vidrios junto a la Planta de Agua de ETAPA en el Alimentador 1324.

La información sobre bancos de capacitores comerciales de marcas como MV Power, Arteche y Planck Technologies pueden ser introducidas al modelo; de esta manera se han manejado los valores comerciales presentados en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1 Valores nominales de banco de condensadores

Valores nominales, para sistemas trifásicos	
KVAR	KVAR
25	420
30	480
50	540
60	600
100	660
120	720
150	780
180	840
240	900
250	960
300	1200
360	

Los nodos candidatos que serán introducidos inicialmente al modelo han sido escogidos en base a puntos cercanos a las cargas grandes y tomando el criterio de los 2/3 de la longitud de alimentador para la instalación del banco de capacitores. También se ha tomado como consideración puntos que estén cercanos a la vía y sean estructuras de paso.

Para los alimentadores 1323 y 1324 los nodos estimados inicialmente y que serán introducidos al modelo se presentan en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2. Nodos candidatos para la colocación del banco de capacitores.

Subestación #13	
Alimentador 1323	
Nodo	Nombre
20884	"MTA_S_43117"
21171	"MTA_S_51214"
Alimentador 1324	
Nodo	Nombre
22906	"MTA_S_148032"
22612	"MTA S 105501"

Esta estimación inicial de posibles nodos candidatos para la instalación del banco de capacitores se los realiza con el objetivo de reducir el espacio de búsqueda dentro del modelo y de esa manera disminuir el tiempo de cálculo. Los resultados para el Alimentador 1323 tras

valores más bajos registrados están alrededor de 0.956pu en la fase C; y los más altos, luego de la implementación del banco de capacitores, se ubican alrededor de 1.02pu.

En la gráfica también se puede observar picos que descienden drásticamente en la misma pero luego suben, dichos valores corresponden a los nodos que se crean exclusivamente para la carga de Iv Metals, como por ejemplo el nodo 69 correspondiente a “N-IVM-9” o el 256 denominado “N-IVM-10” entre otros. Estos nodos no se representan gráficamente de forma continua, es decir uno cercano del otro, pues cabe recordar que en la gráfica se representan los valores de voltaje desde el mayor al menor con lo cual no necesariamente los nodos con numeración cercana podrían estar juntos en el eje.

Otra forma de representar los datos es organizar los nodos de acuerdo a cómo se presentan en el sistema, si bien esta configuración podría crear confusiones en el análisis de flujos para los casos anteriores, en esta ocasión quizá resulte útil para revisar el comportamiento de sistema con el ingreso de las cargas grandes y los bancos de condensadores; esta forma de representación se muestra a continuación en la Figura 4-10.

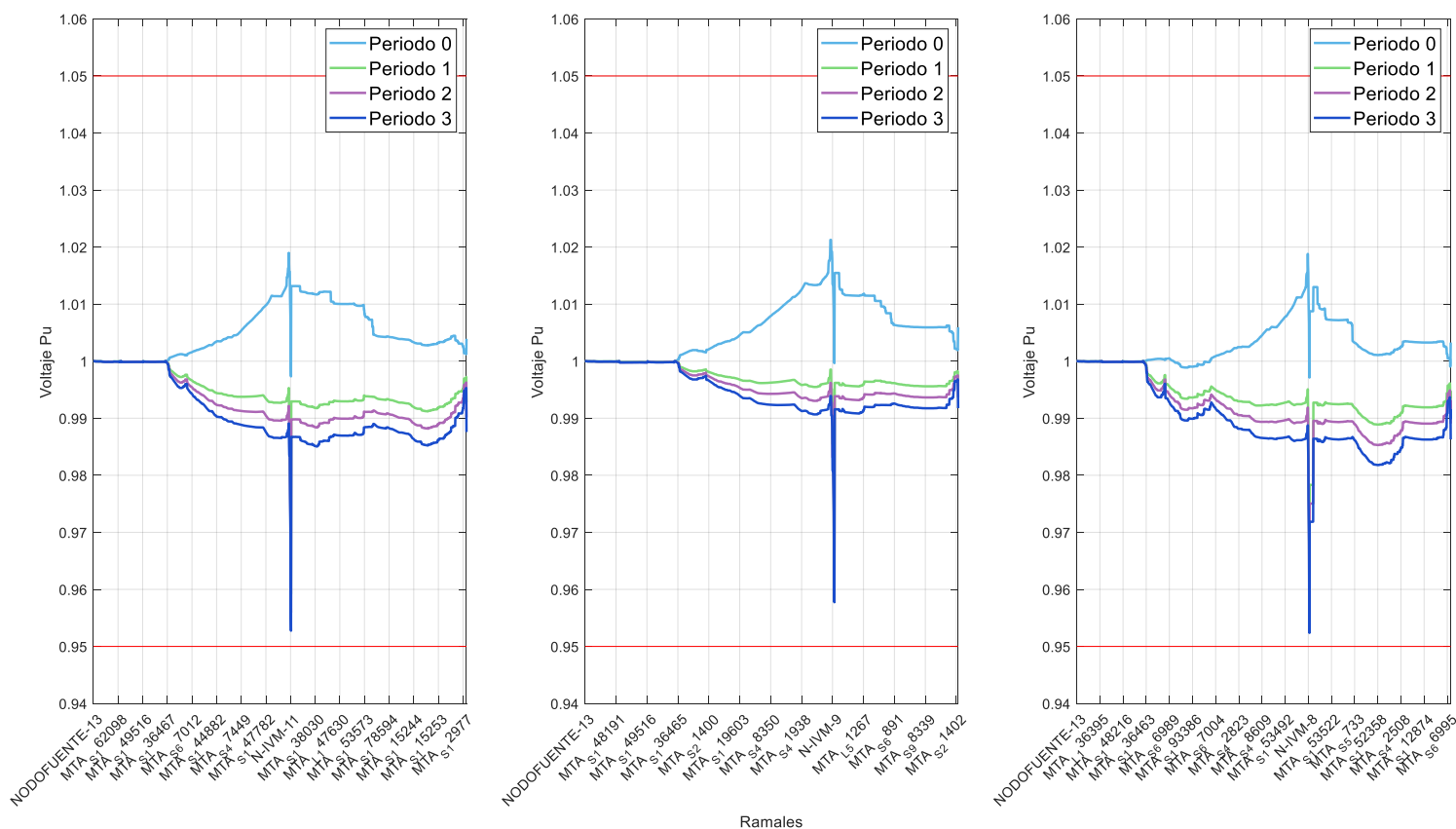


Figura 4-10. Flujo de potencia (orden del sistema) Caso 7 Optimizado – Alimentador 1323 - Fase A-B-C.

4.3.2.2 Alimentador 1324.

Para el Alimentador 1324 la solución del modelo fue instalar 3 bancos de capacitores como se presenta en la Tabla 4-4, los cuales están distribuidos en los nuevos nodos creados para el alimentador expreso que alimenta a la Fábrica de Vidrios y también cerca de los ramales correspondientes a la Planta de Agua de Etapa.

Tabla 4-4. Nodos asignados por el modelo de optimización para banco de condensadores - Alimentador 1324

Subestación #13		
Alimentador 1324		
Nodo	Nombre	KVAR
22605	N-1324-8	1200
22771	MTA_S_76469	1200
22945	MTA_S_43198	1200

Los resultados luego de la ubicación de los bancos de capacitores en los ramales propuestos por el modelo de optimización, presentan una mejora considerable, pues los valores de voltaje caen dentro de los límites establecidos en la regulación. Ver Figura 4-11.

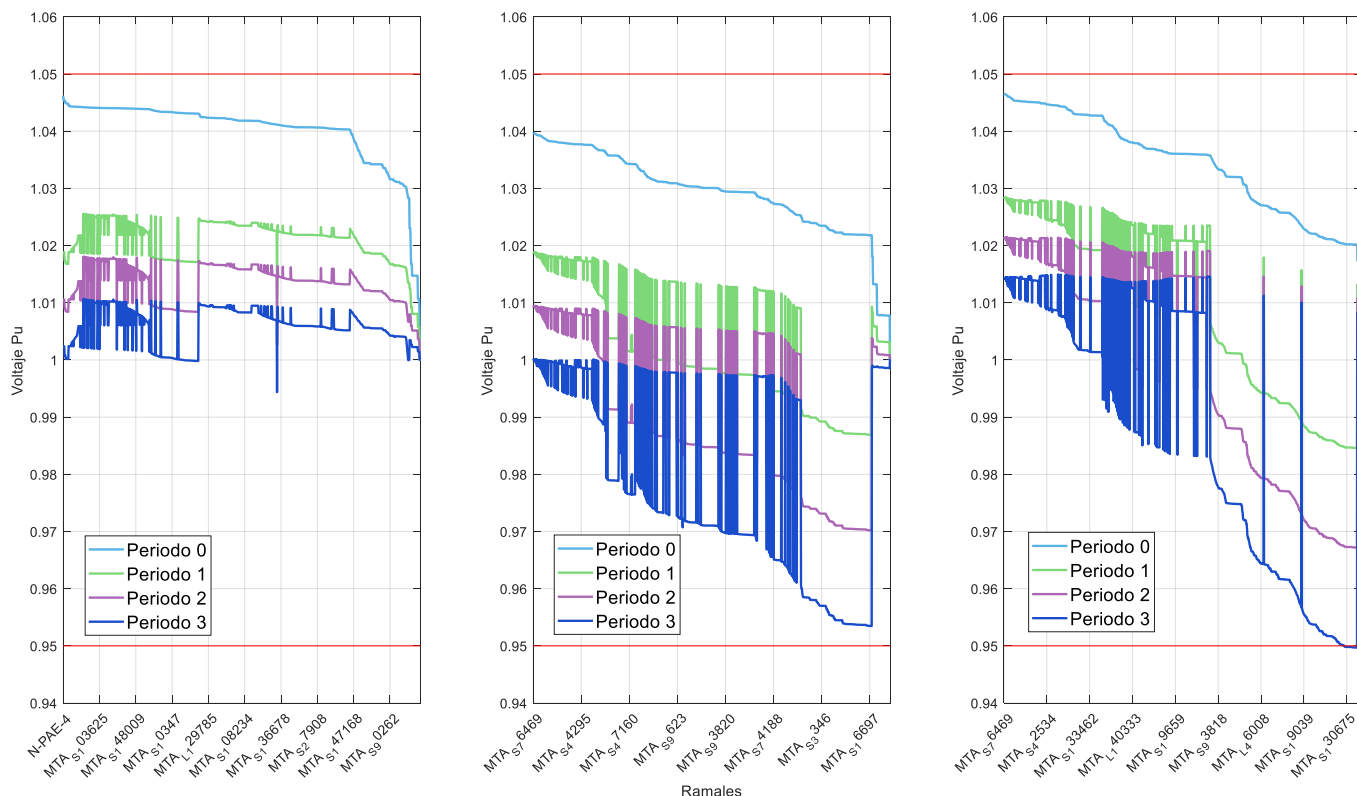


Figura 4-11. Flujo de potencia - Caso 7 Optimizado – Alimentador 1324 - Fase A-B-C.

Al igual que en el caso del Alimentador 1323, los picos de voltaje observados se deben generalmente al ingreso de las cargas importantes, tales como la Fábrica de Vidrios al inicio y la Planta de Agua de ETAPA al final.

Si se reorganizan los datos en función de su ubicación física en el sistema, estos picos se hacen más evidentes, tal como se muestra en la Figura 4-12.

En esta grafica también se puede observar los instantes al inicio y luego casi al final, en donde los bancos de capacitores son introducidos a la red, así como el pico de voltaje negativo cuando ingresa la Fábrica de Vidrios y la Planta de Agua de Etapa.

En medio de estas dos cargas existe un bajón de voltaje en los nodos aguas abajo de la Fábrica de Vidrios, pero es compensada por el banco de capacitores antes del ingreso de la siguiente carga importante (Planta de Agua de Etapa).

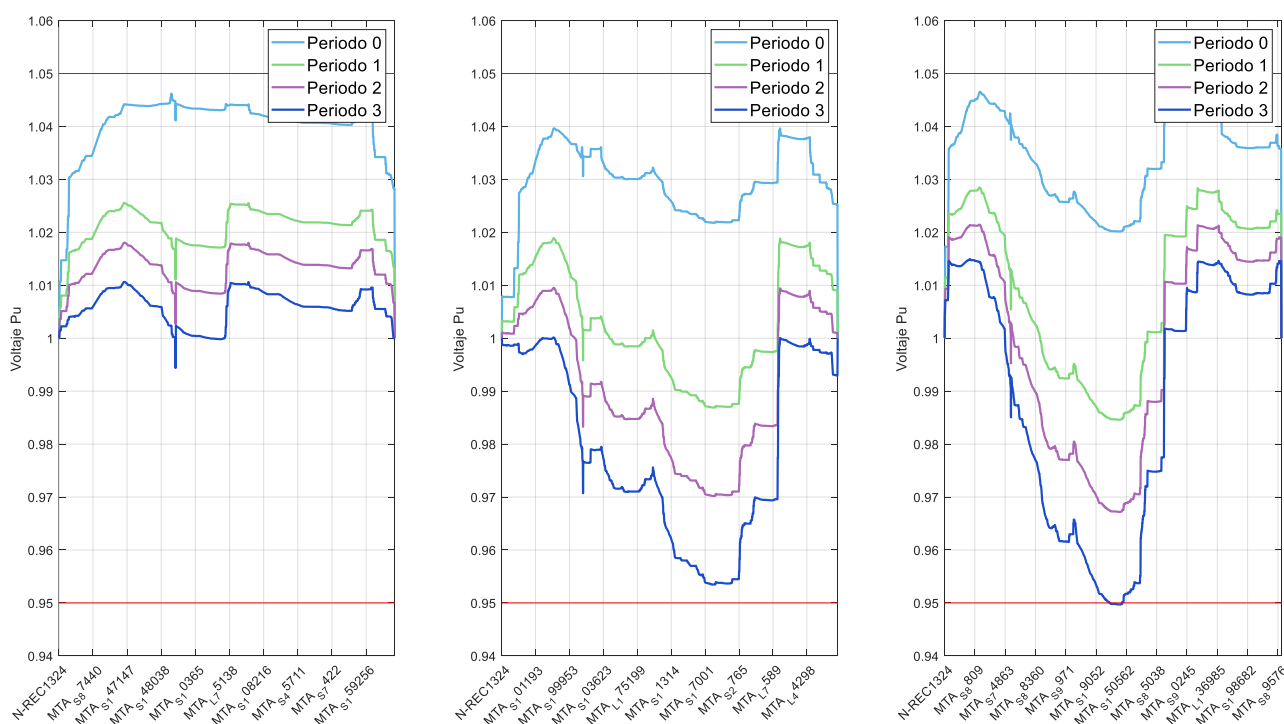


Figura 4-12. Flujo de potencia (orden del sistema) Caso 7 Optimizado – Alimentador 1324 - Fase A-B-C.

CAPÍTULO 5

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**5.1 Conclusiones**

- Al ser la Subestación #13 en elemento nuevo dentro del sistema eléctrico, se crea la posibilidad de optimizar la distribución de alimentadores que, perteneciendo a otras subestaciones, pasan por zonas cercanas a las de la Subestación #13 Chaullayacu.
- El Modelo de Optimización formulado, fue probado empleando varios alimentadores reales de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur.
- Durante la ejecución del presente trabajo, la configuración de algunos alimentadores fue cambiando, así como la entrega de información por parte de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur; esto motivó a la creación de varios escenarios o Casos de análisis.
- Con el futuro ingreso de las 4 cargas importantes: Emurplag, Fábrica de Vidrio, IV Metal y Planta de Agua de Etapa; que debido a su ubicación se servirían solamente desde el Alimentador 1323 perteneciente a la Subestación #13, se hizo un análisis más detallado de este alimentador y se concluyó que se estaría sobrepasando la capacidad de carga del mismo, ya que de acuerdo a la información de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur se deben cumplir los siguientes máximos:
 - Capacidad máxima del alimentador en operación = 4MVA.
 - Capacidad máxima del alimentador en planificación = 6MVA.
- Dentro del análisis de Planificación, se requiere tener en cuenta el costo de algunas configuraciones de red de medio voltaje con el fin de optimizar costos de inversión o de repotenciación. Estos costos se obtuvieron para un kilómetro de red típico, el cual contiene estructuras de retención, angulares y pasantes y se las hizo para todas las configuraciones de conductores de la red aérea existente en los alimentadores analizados.
- Con la finalidad de realizar un análisis de planificación para un horizonte de 5, 10 y 15 años, fue necesario elaborar una pequeña proyección de la demanda

del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur dado que dicha empresa no disponía de un estudio de proyección de demanda actual. La proyección realizada toma como base una publicación de la Empresa dentro del Plan Maestro de Electricidad.

5.2 Recomendaciones

Al concluir el presente trabajo, se emiten las siguientes recomendaciones:

- A medida que se produzca la expansión del sistema de distribución, uno de los puntos a cuidar es el referente al balance de cargas por fase.
- Proyectar futuras repotenciaci3nes en ramales monofásicos extensos y de calibres reducidos como por ejemplo los de #4 AWG.
- Controlar la subutilizaci3n de los transformadores de distribuci3n.
- En caso de avanzar las coordinaciones entre la Empresa Eléctrica Regional Centrosur y los propietarios de las Cargas Importantes, debe solicitarse mayor detalle de las cargas a ser instaladas y su proyecci3n a futuro, debido a que las mismas provocan un fuerte impacto técnico y económico en el sistema de distribuci3n de energía eléctrica.

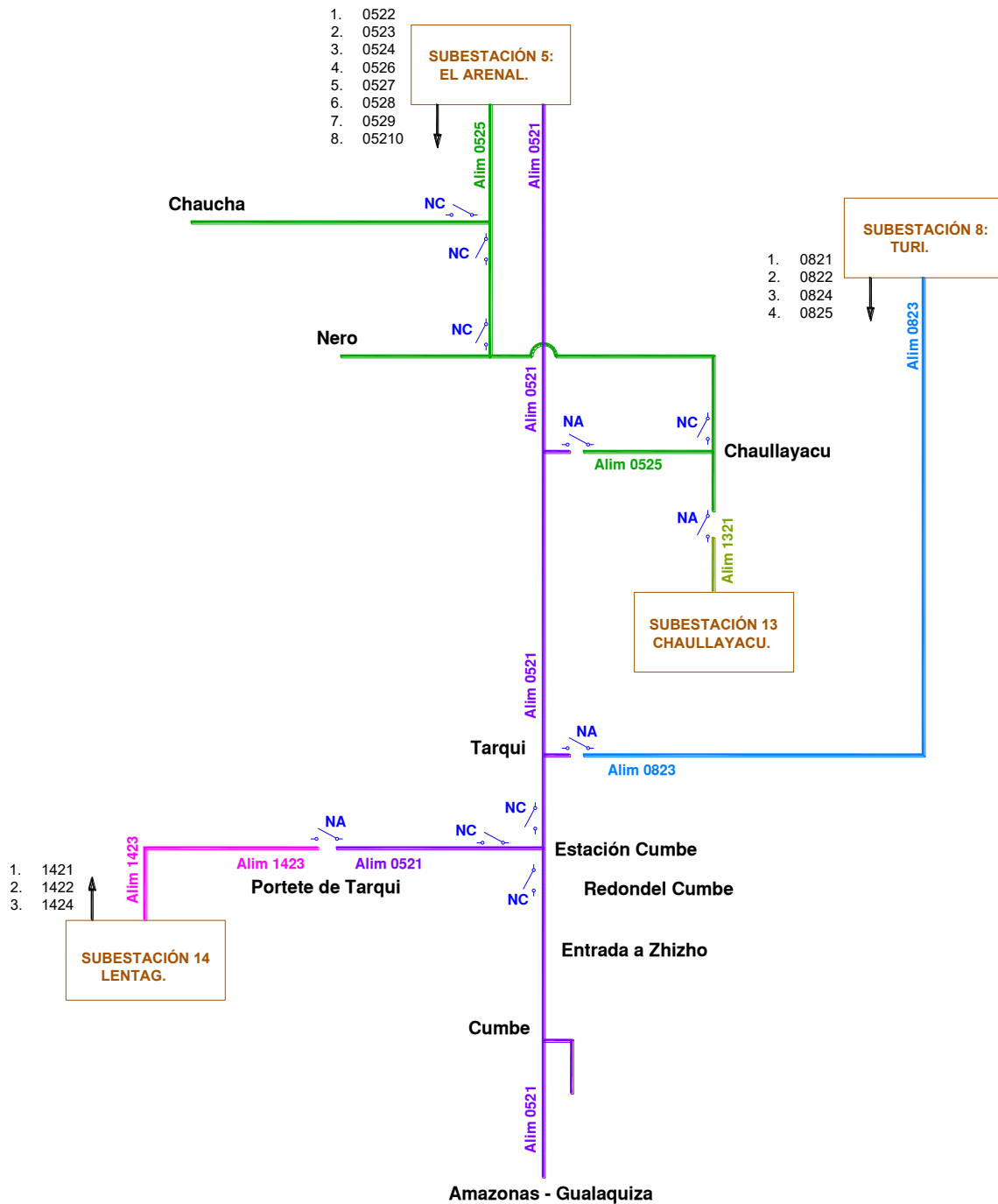
Referencias

- Alexander, J., & Villamil, A. (2022). *Planificación de redes eléctricas de distribución incluyendo generación distribuida, almacenamiento de energía y gestión de la demanda (DSM Y DR)*".
- Kitagawa, M., Yamanaka, K., & Satoh, T. (1990). New approximate optimization method for distribution system planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(1), 126–132. <https://doi.org/10.1109/59.49096>
- López, J., Pozo, D., & Contreras, J. (2018). Static and dynamic convex distribution network expansion planning. *Power Systems*, 9789811070556, 41–63. https://doi.org/10.1007/978-981-10-7056-3_2/COVER
- Mubarak, H., Mansor, N. N., Mokhlis, H., Mohamad, M., Mohamad, H., Muhammad, M. A., Al Samman, M., & Afzal, S. (2021). Optimum Distribution System Expansion Planning Incorporating DG Based on N-1 Criterion for Sustainable System. *Sustainability 2021, Vol. 13, Page 6708*, 13(12), 6708. <https://doi.org/10.3390/SU13126708>
- Pillay, A., Prabhakar Karthikeyan, S., & Kothari, D. P. (2015). Congestion management in power systems - A review. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 70, 83–90. <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2015.01.022>
- Ponnaivaikko, M., Rao, K. S. P., & Venkata, S. S. (1987). Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2(4), 1157–1163. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.1987.4308237>
- Ramírez Castaño, S. (2009). *Redes de distribución de energía*. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/7095>
- Regulación arcernnr 002/20*. (n.d.). Retrieved January 31, 2023, from <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/03/Resolucion-Nro-ARCERNNR-002-2020.pdf>
- Solís, C., & Arcos, H. (2021). Planificación Óptima de Alimentadores Primarios en Redes de Distribución Subterráneas empleando Algoritmos Heurísticos. *Revista Técnica "Energía,"* 17(2), 1–7. <https://doi.org/10.37116/REVISTAENERGIA.V17.N2.2021.421>
- Soria C., M. S., & Tovar A., A. F. (2019). *Análisis y comparación de los métodos de distribución de carga en sistemas de distribución: caso de estudio: alimentadores de las subestaciones Tulcán y El Rosal*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/24060>

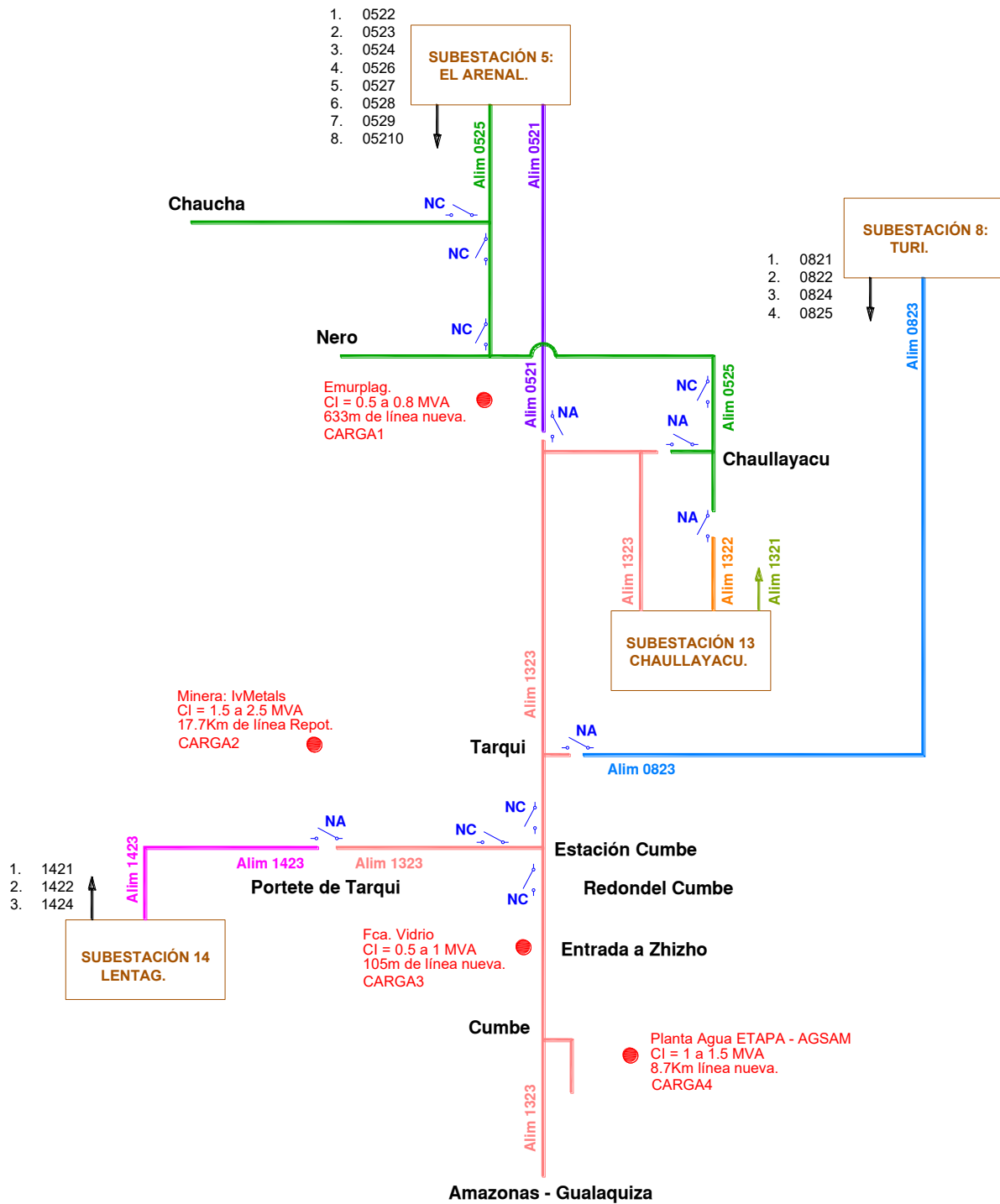
- Temraz, H. K., & Quintana, V. H. (1993). Distribution system expansion planning models: An overview. *Electric Power Systems Research*, 26(1), 61–70. [https://doi.org/10.1016/0378-7796\(93\)90069-Q](https://doi.org/10.1016/0378-7796(93)90069-Q)
- Urdaneta, A. J., Paiva, P. C., Khodr, H., Dominguez-Navarro, J., & Yusta, J. M. (2005). Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming. *2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 3, 2391. <https://doi.org/10.1109/PES.2005.1489185>
- Valladarez Briones, A. M. (2020). *Metodología para la solución del problema de flujos de carga en sistemas de distribución de energía eléctrica*. <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/35004>
- Wall, D. L., Northcote-Green, J. E. D., & Thompson, G. L. (1979). An optimization model for planning radial distribution networks. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(3), 1061–1068. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319269>

Anexos

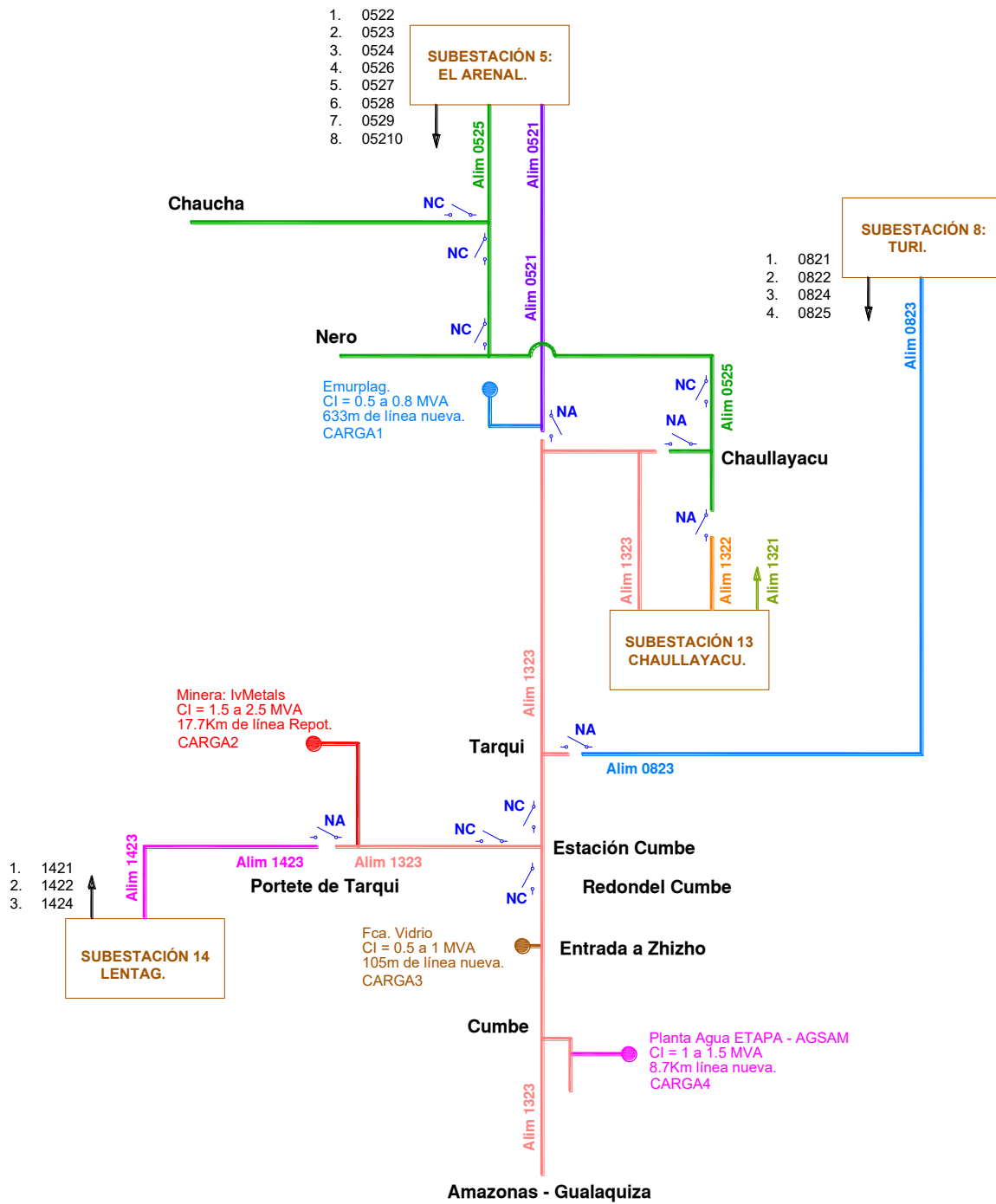
ANEXO A: Diagrama Unifilar CASO 2 (Configuración Inicial Del Sistema De Distribución).



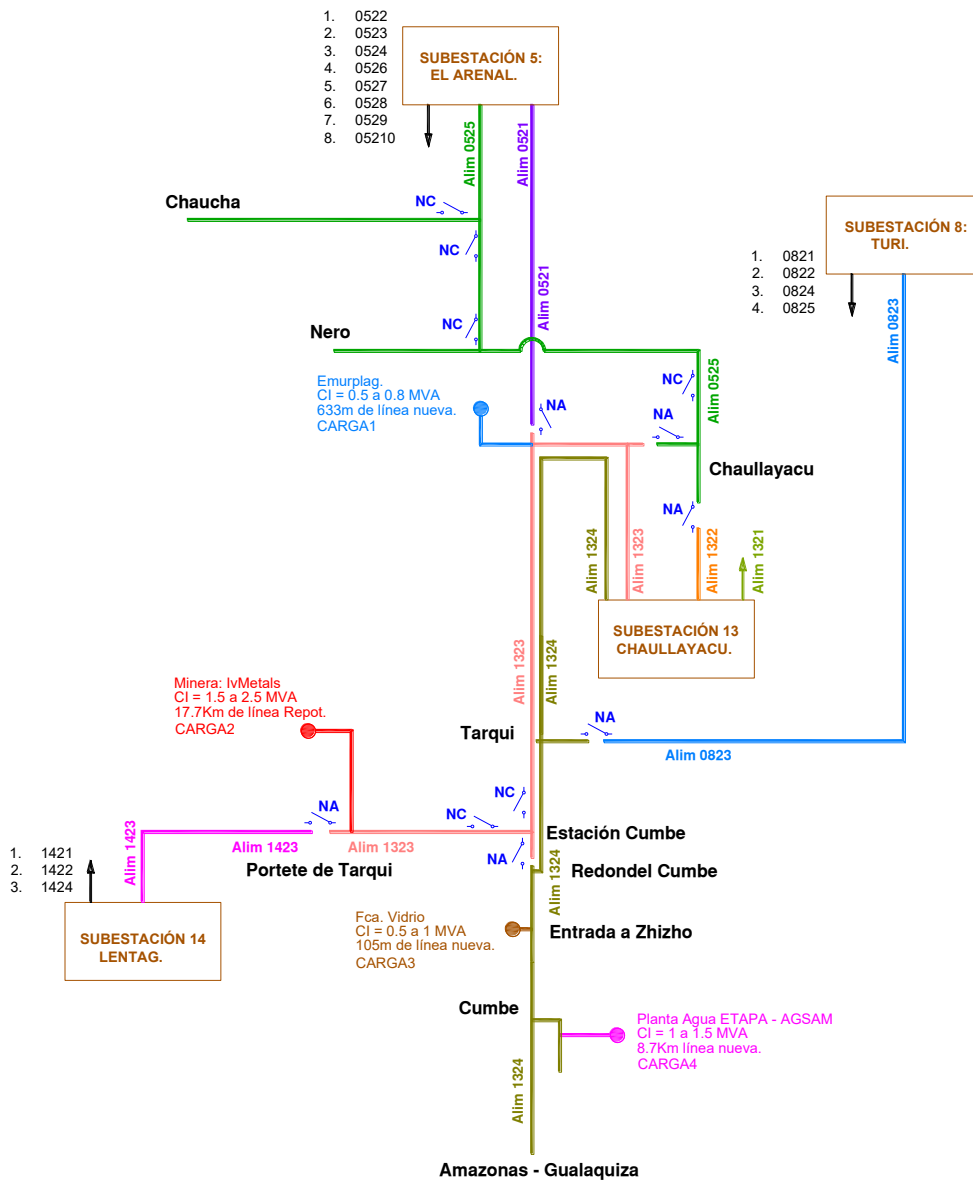
ANEXO B: Diagrama Unifilar CASO 4 (Configuración Actual Del Sistema De Distribución).



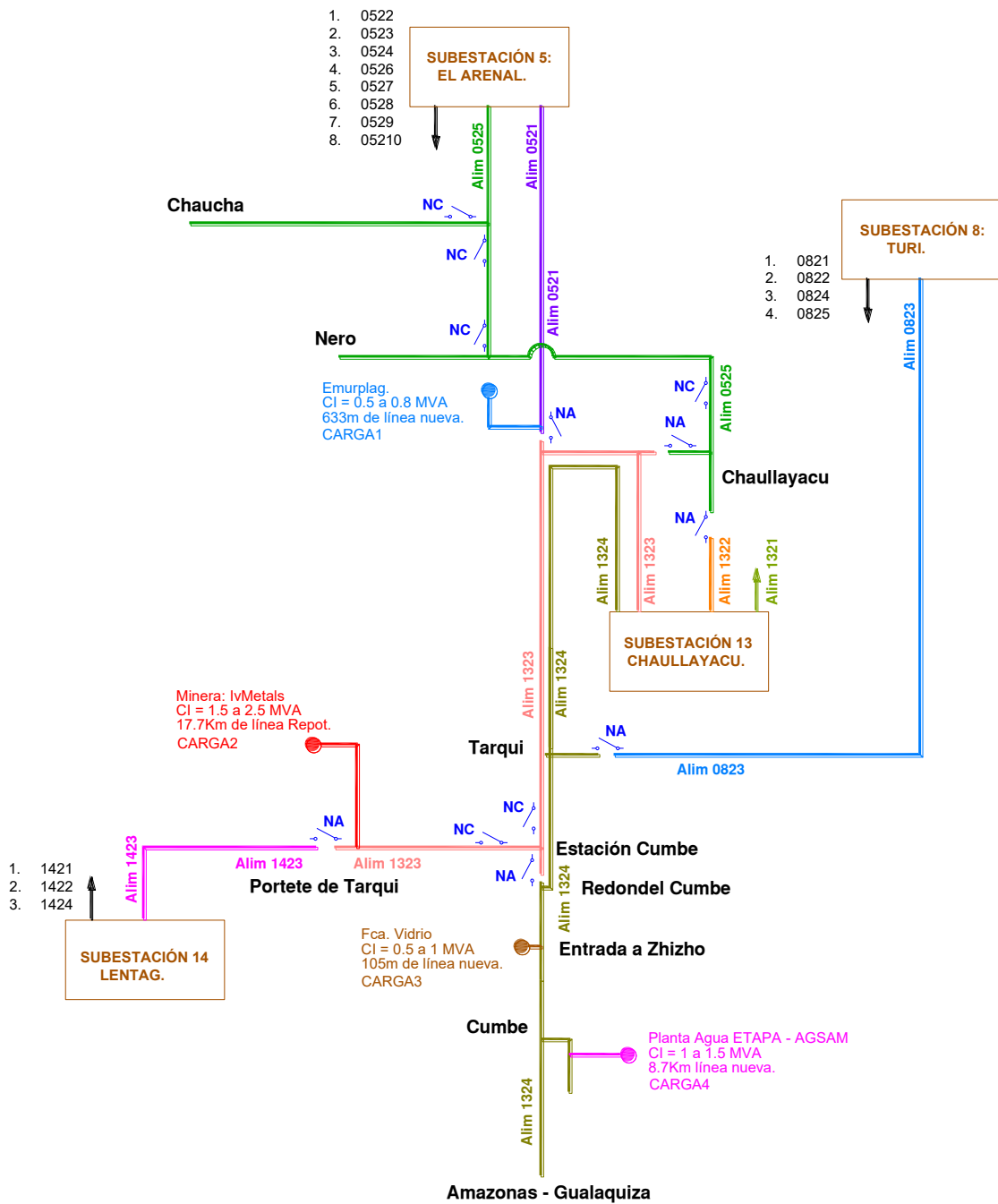
ANEXO C: Diagrama Unifilar CASO 5 (Alternativa 1 De Planificación).



ANEXO D: Diagrama Unifilar CASO 6 (Alternativa 2 De Planificación).



ANEXO E: Diagrama Unifilar CASO 7 (Alternativa 3 De Planificación - Final).



ANEXO F: Comparación Del Modelo Matemático VS Cymdist.

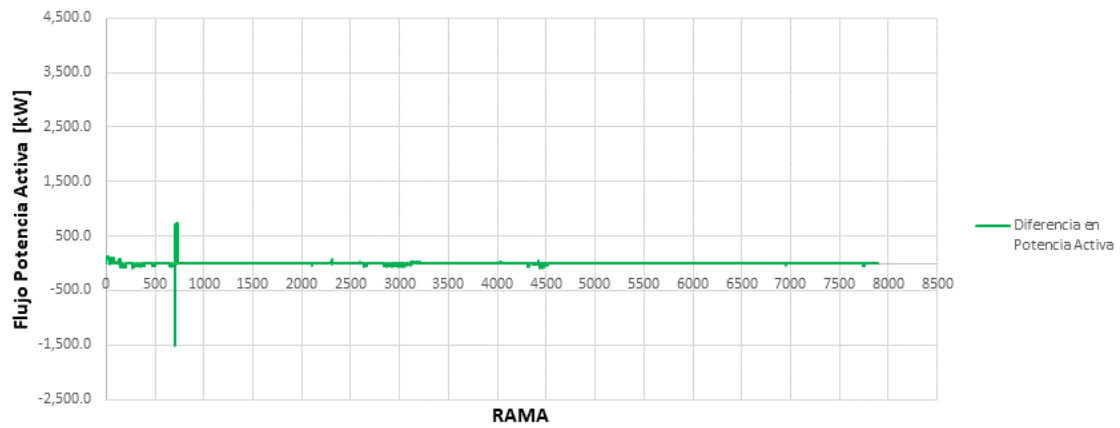


Figura Anexo 1. Diferencias entre el Modelo y CymDist_Alimentador 0521.

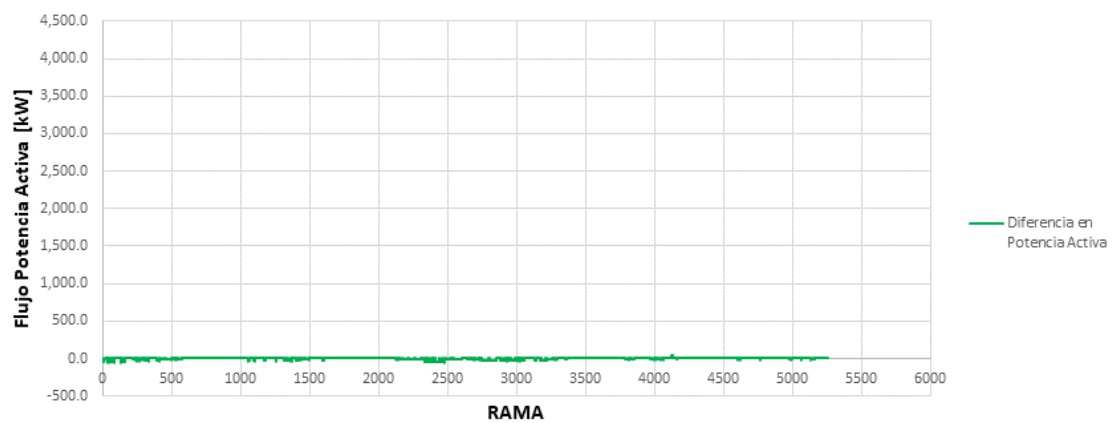


Figura Anexo 2. Diferencias entre el Modelo y CymDist_Alimentador 0525.

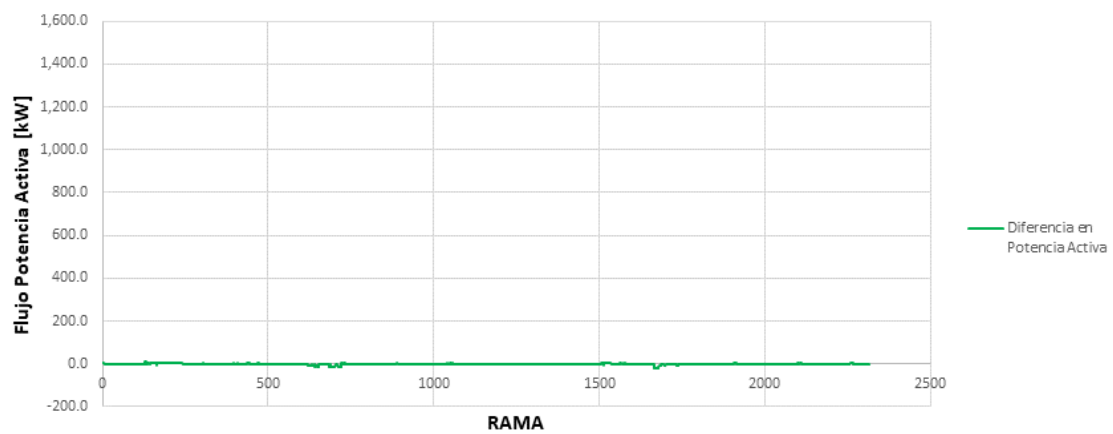


Figura Anexo 3. Diferencias entre el Modelo y CymDist_Alimentador 0823.

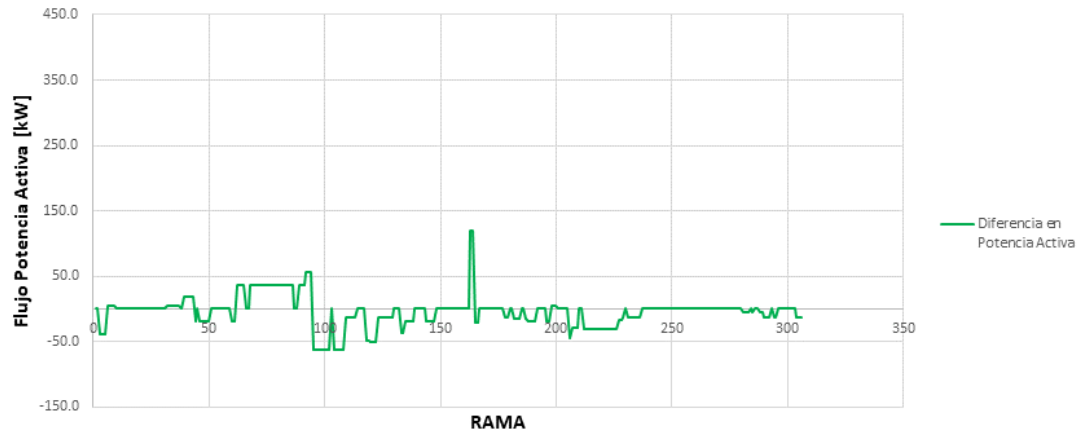


Figura Anexo 4. Diferencias entre el Modelo y CymDist_Alimentador 1321.

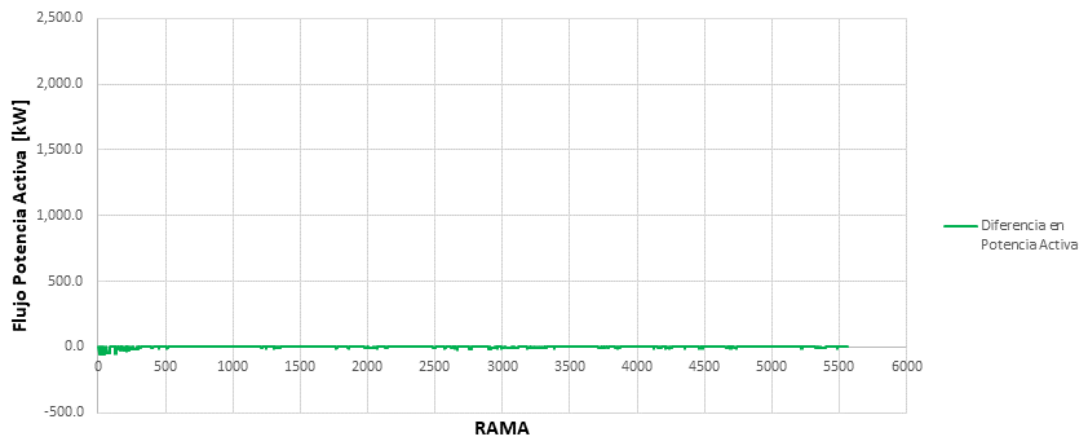


Figura Anexo 5. Diferencias entre el Modelo y CymDist_Alimentador 1423.

**ANEXO G: Nodos De Carga Transferidos Desde La Fase “C” Hacia La Fase “A”
Alimentador 0521 – Caso 7 Optimizado.**

Nodos	Nombres
52	"MTA_L_16689"
77	"MTA_S_10203"
79	"MTA_L_10204"
81	"MTA_L_10206"
120	"MTA_L_5343"
313	"MTA_L_22440"
435	"MTA_L_147914"
473	"MTA_L_147922"
478	"MTA_L_147912"
480	"MTA_L_147910"
592	"MTA_L_193431"
594	"MTA_L_193433"
596	"MTA_L_193435"
599	"MTA_L_193437"
631	"MTA_L_193439"
635	"MTA_L_163357"
1433	"MTA_L_17207"
1449	"MTA_L_17225"
1466	"MTA_L_11679"
1487	"MTA_L_12172"
1499	"MTA_L_16445"
1508	"MTA_L_6223"
1513	"MTA_L_6225"
1524	"MTA_L_4530"
1526	"MTA_L_6234"
1536	"MTA_L_4516"
1554	"MTA_L_6192"
1568	"MTA_L_9199"

Nodos	Nombres
1579	"MTA_L_155615"
1587	"MTA_L_114455"
1592	"MTA_L_130483"
1594	"MTA_L_6194"
1608	"MTA_L_12180"
1619	"MTA_L_12155"
1628	"MTA_L_12157"
1635	"MTA_L_16531"
1642	"MTA_L_4616"
1653	"MTA_L_12166"
1662	"MTA_L_16529"
1668	"MTA_L_16524"
1719	"MTA_L_3589"
1732	"MTA_L_4550"
1734	"MTA_L_6372"
1736	"MTA_L_5948"
1743	"MTA_L_6399"
1763	"MTA_L_165563"
1771	"MTA_L_4211"
1775	"MTA_L_5938"
1777	"MTA_L_6404"
1783	"MTA_L_6371"
1785	"MTA_L_6406"
1787	"MTA_L_5868"
1804	"MTA_L_4213"
1809	"MTA_L_4227"
1811	"MTA_L_5872"
1813	"MTA_L_4553"
1834	"MTA_L_12364"
1849	"MTA_S_16323"
1853	"MTA_L_11685"
1855	"MTA_L_12162"

Nodos	Nombres
1862	"MTA_L_17214"
1894	"MTA_L_17221"
4109	"MTA_L_40160"
4118	"MTA_L_40318"
4119	"MTA_S_128908"
4120	"MTA_L_128908"
4128	"MTA_S_147384"
4233	"MTA_L_39429"
4266	"MTA_L_39734"
4268	"MTA_L_39735"
4313	"MTA_L_138299"
4388	"MTA_L_39867"
4432	"MTA_L_183677"
4435	"MTA_L_183675"
4440	"MTA_L_183679"
4442	"MTA_L_183673"
4459	"MTA_L_183681"
4461	"MTA_L_183671"
4463	"MTA_L_183669"
4476	"MTA_L_150498"
4478	"MTA_L_183667"
4480	"MTA_L_87912"
4547	"MTA_L_119271"
4549	"MTA_L_119273"
4551	"MTA_L_87049"
4583	"MTA_L_118636"
4585	"MTA_L_37063"
4587	"MTA_L_118388"
4595	"MTA_L_189907"
4597	"MTA_L_39421"
4610	"MTA_L_189922"
4612	"MTA_L_189872"

Nodos	Nombres
4614	"MTA_L_39766"
4620	"MTA_L_87051"
4622	"MTA_L_28639"
4624	"MTA_L_191897"
4647	"MTA_L_87053"
4658	"MTA_L_156718"
6706	"MTA_L_37064"
6725	"MTA_L_122209"
6735	"MTA_L_62726"
6750	"MTA_L_40153"
6761	"MTA_L_60104"
6863	"MTA_L_147558"
6865	"MTA_L_8719"
6898	"MTA_L_102332"
6901	"MTA_L_85085"
6907	"MTA_L_85075"
6926	"MTA_L_85073"
6930	"MTA_L_85077"
6945	"MTA_L_85071"
6947	"MTA_L_85069"
6960	"MTA_L_162346"
6964	"MTA_L_162343"
6966	"MTA_L_162342"
6970	"MTA_L_162340"
6981	"MTA_L_162351"
6983	"MTA_L_162338"
7120	"MTA_L_35319"
7209	"MTA_L_15467"
7485	"MTS_L_84271"
7509	"MTA_L_40615"
7536	"MTA_L_25278"
7538	"MTA_L_30754"

Nodos	Nombres
7543	"MTS_L_21811"
7549	"MTS_L_22149"
7551	"MTA_L_113909"
7555	"MTA_L_33175"
7561	"MTA_L_33177"
7568	"MTA_L_33172"
7570	"MTA_L_32653"
7575	"MTA_L_40627"
7579	"MTA_L_86195"
7585	"MTA_L_40610"
7662	"MTA_L_38113"
7704	"MTA_L_28333"
7723	"MTA_L_90454"