



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE REGULADORES DE TENSIÓN Y BANCO DE
CAPACITORES EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN
BELÉN DE CENS S.A ESP**

AUTOR: PABLO NICOLÁS CANDELO GALVÁN

**DIRECTOR: M. Sc. JESÚS ABERLADO VELAZCO OCHOA
CODIRECTOR: ING. JHON JAIRO AVENDAÑO ARGUELLO**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
VILLA DEL ROSARIO N. DE S. – COLOMBIA
2021-1**

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE REGULADORES DE TENSIÓN Y BANCO DE
CAPACITORES EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN
BELÉN DE CENS S.A. E.S.P.**

AUTOR: PABLO NICOLÁS CANDELO GALVÁN

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

**DIRECTOR: M. Sc. JESÚS ABERLADO VELAZCO OCHOA
CODIRECTOR: ING. JHON JAIRO AVENDAÑO ARGUELLO**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VILLA DEL ROSARIO N. DE S. – COLOMBIA
2021-1**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA SISTEMAS
Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR
TRABAJO PRESENTADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE REGULADORES DE TENSIÓN Y BANCO DE
CAPACITORES EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN
BELÉN DE CENS S.A. E.S.P.**

FECHA DE INICIO DEL TRABAJO: 02/03/2021

FECHA DE TERMINACIÓN DEL TRABAJO: 11/06/2021

NOMBRES Y FIRMAS DE AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR

AUTOR: PABLO NICOLÁS CANDELO GALVÁN

Pablo N. Candelo G.

DIRECTOR: JESÚS ABERLADO VELAZCO OCHOA

DIRECTOR DE PROGRAMA: YESID SANTAFE RAMON

JURADO CALIFICADOR:

PRESIDENTE: ING. JESÚS E. SALAMANCA J.

OPONENTE: ING. JHON J. AVENDAÑO A.

SECRETARIO: ING. JESÚS A. VELAZCO O.

VILLA DEL ROSARIO, COLOMBIA

2021-1

DEDICATORIA

A Dios, por darme la sabiduría y entendimiento, y permitirme llegar a este punto de mi vida. Mi familia por guiarme y darme la fortaleza necesaria para salir adelante.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por tener la oportunidad de culminar mi carrera profesional con éxito. A mi familia, por haberme enseñado que el esfuerzo, la dedicación y el amor son fundamentales para conseguir los sueños propuestos. A mi amor, por ser un apoyo incondicional en mi vida y siempre haber estado para mí. Al equipo de Planeación de Infraestructura, por brindarme el apoyo necesario para sacar adelante el trabajo de grado. A mi tutor, por su gran conocimiento impartido y sus orientaciones.

CONTENIDO

	Pag.
1. INTRODUCCIÓN.....	15
2. OBJETIVOS	16
2.1. OBJETIVO GENERAL.....	16
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
3.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	17
3.2. JUSTIFICACIÓN	17
4. MARCO TEÓRICO	18
4.1. REGULACIÓN SECTOR ENERGÉTICO	18
4.1.1. LA COMISIÓN DE REGULACION DE ENERGÍA Y GAS (CREG).....	18
4.1.2. ESTÁNDARES DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA.....	18
4.1.3. CONTROL DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA DE POTENCIA.....	19
4.1.4. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	20
4.2. BANCO DE CAPACITORES	22
4.2.1. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DEL CONDENSADOR	23
4.2.2. TIPOS CONEXIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES.....	23
4.3. REGULADORES DE TENSIÓN	26
4.3.1. CAPACIDAD EN KVA DE LOS REGULADORES DE TENSIÓN	27
4.3.2. TIPOS DE CONEXIÓN.....	28
4.4. MÉTODOS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES Y REGULADORES DE TENSIÓN	30
4.4.1. METODOLOGÍAS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES	30
4.4.2. METODOLOGÍAS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE REGULADORES DE TENSIÓN	33
4.5. COSTO UNITARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	34
5. MATERIALES	36
5.1. SCADA DE CENS S.A. E.S.P	36
5.2. SOFTWARE DigSILENT POWER FACTORY 2019	37
5.3. MODELO ELÉCTRICO DE CENS S.A. E.S.P	38
6. PANORAMA DE LA SUBESTACIÓN BELÉN	39
6.1. GENERALIDADES.....	39
6.2. ALIMENTADORES PARA EL ESTUDIO	39
6.2.1. TRANSFORMADOR TS-04.....	39

6.2.2. TRANSFORMADOR TS-05.....	42
6.3. RESUMEN	45
7. DIAGNÓSTICO DE LOS ALIMENTADORES.....	47
7.1. PERFILES DE TENSIÓN	47
7.2. CARGABILIDAD ALIMENTADORES	48
7.3. FACTOR DE POTENCIA	49
7.4. PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	49
7.5. CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	50
8. METODOLOGÍAS Y RESULTADOS.....	52
8.1. UBICACIÓN ÓPTIMA BANCO DE CAPACITORES.....	52
8.1.1. MÉTODO HEURÍSTICO.....	52
8.1.2. RESULTADOS.....	56
8.2. UBICACIÓN ÓPTIMA REGULADORES DE TENSIÓN	59
8.2.1. MÉTODO HEURÍSTICO.....	59
8.2.2. RESULTADOS.....	63
9. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.....	65
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
BIBLIOGRAFÍA.....	68
ANEXOS	71

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Índice de pérdidas reconocidas.	20
Tabla 2. Resumen alimentadores en estudio.....	46
Tabla 3. Estado actual de los alimentadores.	48
Tabla 4. Cargabilidad de los alimentadores actualmente.	48
Tabla 5. Factor de potencia de los alimentadores.	49
Tabla 6. Pérdidas técnicas en cada uno de los alimentadores.	50
Tabla 7. Crecimiento anual de la demanda en kW	50
Tabla 8. Cargabilidad de los trafos y perfiles de tensión de los alimentadores considerando el crecimiento de la demanda en los años 2026 y 2031.....	51
Tabla 9. Cálculo de los banco de capacitores para cada alimentador.....	53
Tabla 10. Nodos candidatos.	53
Tabla 11. Resultados primera aproximación parámetros eléctricos método heurístico.	53
Tabla 12. Comparación de las pérdidas.	54
Tabla 13. Nodos vecinos al desarrollar la exploración de vecindades.....	55
Tabla 14. Comparación de las pérdidas de la primera etapa con la versión final.	56
Tabla 15. Comparación resultados sin y con compensación en cada uno de los alimentadores.	56
Tabla 16. Componentes del costo de la energía concernientes al OR.	57
Tabla 17. Ahorro de energía con la instalación de los bancos de capacitores.	57
Tabla 18. Costo total de la instalación de los banco de capacitores.....	58
Tabla 19. Retorno de la inversión.	58
Tabla 20. Nodos candidatos para la instalación de un regulador de tensión.	59
Tabla 21. Comparación parámetros eléctricos con RT en cada nodo candidato.	62
Tabla 22. Comparación resultados sin y con regulador de tensión en el nodo seleccionado.....	63
Tabla 23. Retorno inversión reguladores de tensión.....	64
Tabla 24. Nodos con caída de tensión por fuera de los límites regulatorios.....	89

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág
Ilustración 1. Gráfico costo de pérdidas.....	22
Ilustración 2. Diagrama esquemático de compensación.....	23
Ilustración 3. Conexión estrella a tierra con neutro sólidamente conectado a tierra.	24
Ilustración 4. Conexión estrella con neutro flotante con protección en el neutro. .	25
Ilustración 5. Conexión delta para motores en baja tensión.	25
Ilustración 6. Esquema regulador de tensión.	26
Ilustración 7. Conexión RT en estrella aterrado.....	28
Ilustración 8. Conexión RT en delta abierto.	29
Ilustración 9. Conexión RT en delta cerrado.	29
Ilustración 10. Datos del mes de enero tomados por el SCADA.....	36
Ilustración 11. Entorno grafico DlgSILENT Power Factory.	37
Ilustración 12. Modelo eléctrico de CENS S.A. E.S.P.....	38
Ilustración 13. Modelo eléctrico de la Subestación Belén de los circuitos de 13.2kV.	38
Ilustración 14. Diagrama Unifilar Subestación Belén.	39
Ilustración 15. Transformador TS-04.	40
Ilustración 16. Alimentador BELC21.	40
Ilustración 17. Alimentador BELC22.	41
Ilustración 18. Alimentador BELC23.	41
Ilustración 19. Alimentador BELC24.	42
Ilustración 20. Transformador TS-05.	42
Ilustración 21. Alimentador BELC27.	43
Ilustración 22. Alimentador BELC28.	43
Ilustración 23. Alimentador BELC29.	44
Ilustración 24. Alimentador BELC30.	44
Ilustración 25. Alimentador BELC31.	45
Ilustración 26. Alimentadores 13.2kV Subestación Belén.....	45
Ilustración 27. Simulación Cuasi-Dinámica en la barra 13.8kV M3.....	47
Ilustración 28. Simulación Cuasi-Dinámica en la barra 13.8kV M2.....	47
Ilustración 29. Perfil de tensión BELC27 con regulador en el nodo 1.	60
Ilustración 30. Perfil de tensión BELC27 con regulador en el nodo 2.	61
Ilustración 31. Perfil de tensión BELC27 con regulador en el nodo 3.	61
Ilustración 32. Comparación nodos candidatos para instalar RT.	62
Ilustración 33. Comparación perfil de tensión BELC27 sin y con RT.	63
Ilustración 34. Perfil de tensión BELC21.....	71

Ilustración 35. Cargabilidad líneas del alimentador BELC21.	71
Ilustración 36. Perfil de tensión BELC22.....	72
Ilustración 37. Cargabilidad líneas del alimentador BELC22.	72
Ilustración 38. Perfil de tensión BELC23.....	73
Ilustración 39. Cargabilidad líneas del alimentador BELC23.	73
Ilustración 40. Perfil de tensión BELC24.....	74
Ilustración 41. Cargabilidad líneas del alimentador BELC24.	74
Ilustración 42. Perfil de tensión BELC27.....	75
Ilustración 43. Cargabilidad líneas del alimentador BELC27.	75
Ilustración 44. Perfil de tensión BELC28.....	76
Ilustración 45. Cargabilidad líneas del alimentador BELC28.	76
Ilustración 46. Perfil de tensión BELC29.....	77
Ilustración 47. Cargabilidad líneas del alimentador BELC29.	77
Ilustración 48. Perfil de tensión BELC30.....	78
Ilustración 49. Cargabilidad líneas del alimentador BELC30.	78
Ilustración 50. Perfil de tensión BELC31.....	79
Ilustración 51. Cargabilidad líneas del alimentador BELC31.	79
Ilustración 52. Perfil de tensión BELC21 a mediano plazo.	80
Ilustración 53. Perfil de tensión BELC21 a largo plazo.	80
Ilustración 54. Perfil de tensión BELC22 a mediano plazo.	81
Ilustración 55. Perfil de tensión BELC22 a largo plazo.	81
Ilustración 56. Perfil de tensión BELC23 a mediano plazo.	82
Ilustración 57. Perfil de tensión BELC23 a largo plazo.	82
Ilustración 58. Perfil de tensión BELC24 a mediano plazo.	83
Ilustración 59. Perfil de tensión BELC24 a largo plazo.	83
Ilustración 60. Perfil de tensión BELC27 a mediano plazo.	84
Ilustración 61. Perfil de tensión BELC27 a largo plazo.	84
Ilustración 62. Perfil de tensión BELC28 a mediano plazo.	85
Ilustración 63. Perfil de tensión BELC28 a largo plazo.	85
Ilustración 64. Perfil de tensión BELC29 a mediano plazo.	86
Ilustración 65. Perfil de tensión BELC29 a largo plazo.	86
Ilustración 66. Perfil de tensión BELC30 a mediano plazo.	87
Ilustración 67. Perfil de tensión BELC30 a largo plazo.	87
Ilustración 68. Perfil de tensión BELC31 a mediano plazo.	88
Ilustración 69. Perfil de tensión BELC31 a largo plazo.	88

LISTA DE ANEXOS

	Pág
ANEXO A. PERFILES DE TENSIÓN Y CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE CADA UNO DE LOS ALIMENTADORES ACTUALMENTE.....	57
ANEXO B. PERFILES DE TENSIÓN A MEDIANO Y LARGO PLAZO.....	80
ANEXO C. NODOS DEL ALIMENTADOR BELC27 POR FUERA DE LOS LÍMITES DE TENSIÓN EN EL AÑO 2031.....	89

RESUMEN

Este trabajo consiste en el estudio y cálculo de una metodología que pueda brindar una ubicación óptima de reguladores de tensión y banco de capacitores en los circuitos de 13.2kV de la Subestación Belén de CENS S.A ESP, con el fin de proponer mejoras en los perfiles de tensión, factor de potencia y reducir las pérdidas técnicas, todo esto de acuerdo a la regulación vigente.

Se desarrolló el modelo eléctrico de la Subestación Belén teniendo en cuenta una base de datos enfocado principalmente en los circuitos de 13.2kV, y de allí realizar un análisis de flujo de carga, simulado con ayuda de la herramienta DlgSILENT Power Factory 2019, que nos permite medir las variables eléctricas para evaluar y analizar el estado de los alimentadores actualmente. Posteriormente, identificar las deficiencias de tensión y factor de potencia, teniendo en cuenta los niveles regulatorios definidos por la CREG.

A partir de los datos obtenidos en el análisis (perfil de tensión, pérdidas de energía eléctrica y factor de potencia) se presentan metodologías heurísticas tanto para los bancos de capacitores, como los reguladores de tensión; basándose en una serie de pasos empíricos que están orientados a la búsqueda de lugares con mayor sensibilidad del sistema o los lugares óptimos de ubicación de los equipos, con el fin de mantener los niveles de tensión dentro de los límites regulatorios, reducir las pérdidas de energía eléctrica en el sistema y mejorar el factor de potencia, todo resumiéndose en alcanzar el mayor beneficio económico y de calidad.

Seguidamente; con la localización, dimensionamiento, simulación de los equipos en el sistema realizadas en DlgSILENT Power Factory 2019, se realiza un nuevo análisis de los datos evidenciándose las mejoras en cada uno de los alimentadores en estudio. Finalmente, se estiman valores de los equipos, con el objetivo de conocer el retorno de la inversión gracias a la reducción de las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución.

1. INTRODUCCIÓN

Centrales Eléctricas del Norte de Santander - CENS S.A ESP es una empresa de servicios públicos mixta de nacionalidad colombiana, siendo Operador de Red de cinco regionales (Cúcuta, Pamplona, Tibú, Ocaña y Aguachica) está autorizado para prestar el servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de transmisión, distribución y comercialización. Por esto debe garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica con calidad, continuidad y seguridad; debido a estos factores es importante que las variables eléctricas se encuentren dentro de los estándares regulatorios vigentes y así evitar sanciones o penalizaciones económicas y legales.

En los sistemas de distribución, la aplicación de bancos de capacitores y reguladores de tensión tienen como objetivo principal el mejorar los niveles de tensión y reducir las pérdidas de energía eléctrica, el beneficio que se pueda generar depende especialmente de la ubicación del equipo en el sistema. Identificar la localización y el dimensionamiento óptimo de los quipos es una parte crucial para que se pueda generar el mayor beneficio, tanto de calidad en el sistema como económico, además de que el sistema opere de manera eficiente.

El proyecto está enfocado en los alimentadores de 13.2kV de la Subestación Belén que fueron diagnosticados con la finalidad de conocer los parámetros eléctricos (nivel de tensión y factor de potencia) que presentan deficiencias en cuanto a los límites regulatorios establecidos. Proponiendo soluciones mediante banco de capacitores y reguladores de tensión, que puedan brindar mejoras en el sistema y de esta manera garantizar la calidad, seguridad y continuidad del servicio de energía eléctrica.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar de manera óptima la ubicación de reguladores de tensión y bancos de capacitores en las redes de distribución de CENS S.A ESP, con el fin de dar cumplimiento a las diferentes variables eléctricas en los circuitos de distribución asociados a la subestación belén, estas variables deberán estar alineadas con la regulación vigente.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Medir el perfil de tensión del sistema mediante análisis de flujo de carga con ayuda de la herramienta DlgSILENT Power Factory, con el fin de identificar los circuitos de la Subestación Belén que se encuentran con un perfil de tensión por fuera de los niveles regulados.
- Determinar el ajuste de banco de capacitores y reguladores de tensión, de acuerdo con las necesidades identificadas en el análisis de flujo de carga realizado a los circuitos de la subestación belén.
- Cuantificar las inversiones en infraestructura eléctrica necesarias en el mediano y largo plazo, para dar cumplimiento a los perfiles de tensión por fuera de los límites establecidos por la regulación vigente.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

3.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

CENS S.A ESP como Operador de Red de cinco regionales (Cúcuta, Pamplona, Tibú, Ocaña y Aguachica) debe garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica con calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad. Por estas razones, es importante garantizar que las variables eléctricas se encuentren dentro de los parámetros establecidos por la CREG y así evitar penalizaciones económicas.

La deficiencia de energía se presenta debido a problemas técnicos y operativos, que crean caídas de tensión en los nodos del sistema, alterando los parámetros eléctricos y generando pérdidas de energía. También los equipos del sistema al operar bajo estos parámetros inadecuados ocasionan que disminuya su vida útil y por consiguiente un reemplazo oportuno a lo esperado.

3.2. JUSTIFICACIÓN

Este proyecto se desarrolla debido a la problemática de los parámetros eléctricos por fuera de los niveles regulatorios, generando pérdidas significativas en el sistema. Por esta razón, la importancia de la ubicación óptima de los bancos de capacitores y reguladores de tensión, influyendo en el sistema para garantizar una calidad y mejor prestación del servicio de energía.

4. MARCO TEÓRICO

4.1. REGULACIÓN SECTOR ENERGÉTICO

La función de regulación en el sector energético tendrá como objetivo asegurar una eficiente prestación del servicio de energía eléctrica, en beneficio del usuario y de esta manera garantizar una satisfacción en calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible [1].

4.1.1. LA COMISIÓN DE REGULACION DE ENERGÍA Y GAS (CREG)

Es función de la CREG regular el ejercicio de las actividades del sector de energía para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia, adoptar medidas para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia [2]. De igual manera le corresponde a la CREG crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia [1].

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) como ente encargado de velar por la regulación del sector eléctrico, posee unos [3] lineamientos institucionales que son:

- Garantizar una calidad del servicio y disponibilidad
- Amplia cobertura y de manera constante
- Prestación eficiente, continua y sin interrupciones de sus servicios
- Participación de usuarios en la gestión y fiscalización de la prestación de los servicios
- Criterios para definir el régimen tarifario

4.1.2. ESTÁNDARES DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

La calidad de la potencia suministrada por un Operador de Red, se relaciona con las variaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente [4]. Es de gran importancia que el OR pueda garantizar una prestación del servicio con calidad y de esta manera satisfacer las necesidades de los usuarios.

4.1.2.1. FRECUENCIA

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) opera a una frecuencia de 60 Hz y tiene un rango de variación que se encuentra entre 59.8 y 60.2 Hz en condiciones normales de operación. El Operador de Red debe tener en cuenta que, en estados de emergencia, fallas y restablecimiento, la frecuencia puede llegar a tomar valores entre 57.5 y 63 Hz por un tiempo estipulado de 15 segundos [4].

4.1.2.2. TENSIÓN

El marco regulatorio para las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrá ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta durante un periodo superior a un minuto [5].

4.1.2.3. FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia inductiva (coseno phi inductivo) de las instalaciones deberá ser igual o superior a punto noventa (0.90). El operador de Red podrá exigir a aquellas instalaciones cuyo factor de potencia inductivo viole este límite, que instalen equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva [6].

Es de gran importancia resaltar que todos los agentes que se encuentren vinculados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), deben cumplir con los estándares de la calidad de la potencia para evitar cargos económicos por sanciones debidas al incumplimiento de los estándares.

4.1.3. CONTROL DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA DE POTENCIA

El control de reactivos dentro del sistema de potencia debe conllevar a suplir la demanda de reactivos y soportar la tensión tanto en operación normal como en contingencias, manteniendo la calidad en el servicio y buscando criterios de eficiencia en su operación [7].

El primer criterio que se puede utilizar consiste en diferenciar la potencia reactiva que es demandada por los diferentes usuarios y la potencia reactiva que es requerida por el sistema para mantener las tensiones dentro de los límites establecidos, siendo posible la atención de la demanda de reactivos de una manera

local mediante la instalación por parte de los usuarios y de las empresas de distribución, de compensaciones reactivas, y el control de las tensiones a la entrada de los sistemas de distribución, realizado mediante los generadores y equipos de control y compensación en el STN [7].

CENS S.A ESP como Operador de Red debe coordinar el control de tensión y potencia reactiva, para esto debe utilizar recursos que garanticen el control de cada uno de estos factores. El uso de estos recursos debe [7]:

- Garantizar que las tensiones en terminales de todos los equipos del sistema estén dentro de límites aceptables, en régimen normal y transitorio, para evitar efectos adversos en su desempeño y evitar posibles daños.
- Mejorar la estabilidad del sistema para maximizar la utilización del mismo.
- Reducir las pérdidas de potencia activa y reactiva al mínimo, para asegurar que el sistema de transmisión opere eficientemente para transferencias de potencia activa.

4.1.4. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las pérdidas eléctricas se tienen debido a la producción y transporte a lo largo del proceso de prestación del servicio de energía o la energía que se toma de forma ilegal en la red. Se debe tener en cuenta que las empresas prestadoras del servicio no facturan estas pérdidas. De esta manera las pérdidas se clasifican en técnicas y no técnicas [8].

Las pérdidas reconocidas para cada nivel de tensión del sistema operado por la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P, en la forma establecidas [9] son:

Tabla 1. Índice de pérdidas reconocidas.

Nivel de Tensión	%
1 ($P_{j,1}$)	10,03
2 ($P_{j,2}$)	1,10
3 ($P_{j,3}$)	2,52
4 ($P_{j,4}$)	0,91

Fuente: Artículo 6 Resolución CREG 122-2009 [10].

4.1.4.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS

Se define como la energía que no es aprovechada por el calentamiento que se produce al pasar la energía eléctrica a través de los equipos del sistema de distribución, todo esto lo desarrolla para garantizar su operación. Este tipo de pérdida es normal y no se puede eliminar en totalidad, pero si se puede reducir.

Estas pérdidas se calculan con fórmulas matemáticas para cada uno de los sistemas en el país y, dado que son inherentes a la prestación del servicio, se reconocen en su totalidad como un componente del costo del servicio [8].

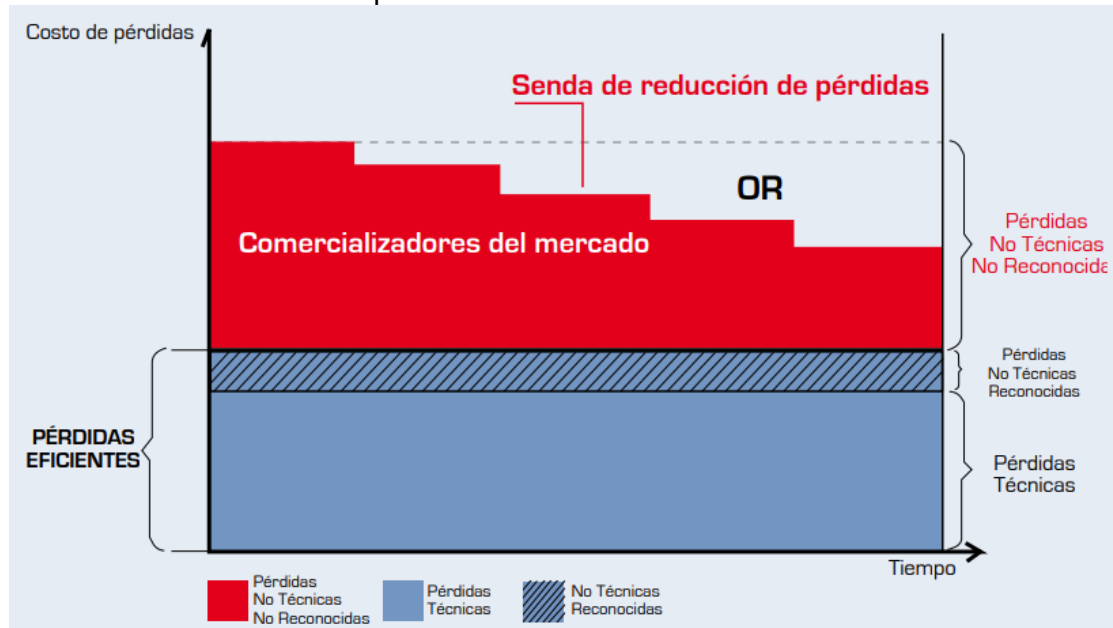
4.1.4.2. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas representan la energía que se toma de manera ilegal del sistema y utilizan algunos usuarios sin que se registre por medidores de energía, debido principalmente a hurtos, manipulación indebida de equipos o de sistemas de facturación para disminuir registros de consumo, entre otros. Son pérdidas del sistema ya que, en este caso, no se registra la energía para efectos de facturación a usuarios finales [8].

4.1.4.3. PÉRDIDAS EFICIENTES

Las pérdidas eficientes son la suma de la totalidad de las pérdidas técnicas más una pequeña fracción de pérdidas no técnicas, en las que el valor de recuperarlas es mucho más alto que el valor de la energía hurtada o no facturada. Aquellas empresas que presentan valores de pérdidas de energía superiores a los de las Pérdidas Eficientes deben asumir financieramente el valor de dichas pérdidas dado que no las pueden trasladar a los usuarios finales [8].

Ilustración 1. Gráfico costo de pérdidas.



Fuente: [8].

4.2. BANCO DE CAPACITORES

Los bancos de capacitores en paralelo, son utilizados en los puntos del sistema donde existe un excesivo uso de equipos inductivos que pueden alterar el correcto funcionamiento del sistema e incrementar costos de energía eléctrica, por lo cual, la capacidad de suministrar reactivos se pretende para ajustar el nivel de tensión dentro de límites regulatorios [7].

Mediante la ubicación de capacitores en las redes de distribución podemos obtener [11]:

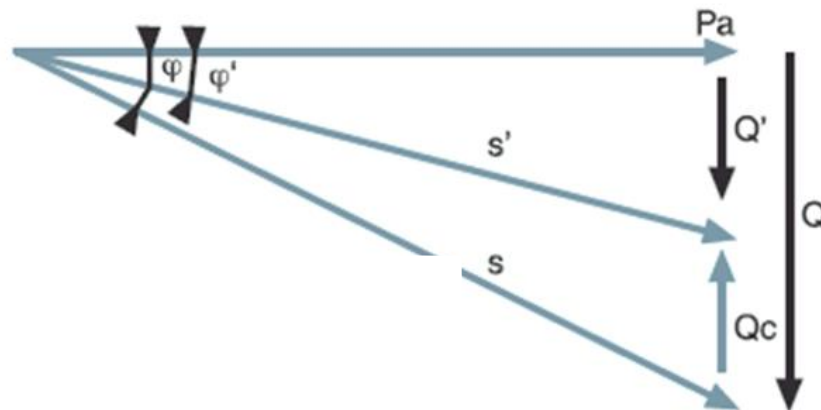
- Reducción de pérdidas
- Corrección del factor de potencia
- Mejoramiento del perfil de tensión
- Alivio en la capacidad de los alimentadores del sistema

Por estas razones la ubicación de capacitores juega un papel importante en la planificación y operación de los sistemas de distribución, debido a que estos implican una inversión y se debe proceder de una manera óptima, para obtener el mayor beneficio [11].

4.2.1. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DEL CONDENSADOR

Para calcular el banco de condensadores por medio del triángulo de potencia se debe tener en cuenta la potencia instalada (kW), factor de potencia existente y factor de potencia deseado [19]. El cálculo se hace teniendo en cuenta la Ilustración 2 y de allí parte la Ecuación 1):

Ilustración 2. Diagrama esquemático de compensación.



Fuente: [19]

$$kVAR = P * (\tan\phi_1 - \tan\phi_2) \quad 1)$$

Donde:

kVAR = Capacidad del banco de condensadores

P = Demanda de potencia activa (kW)

ϕ_1 = Ángulo del factor de potencia inicial

ϕ_2 = Ángulo del factor de potencia deseado

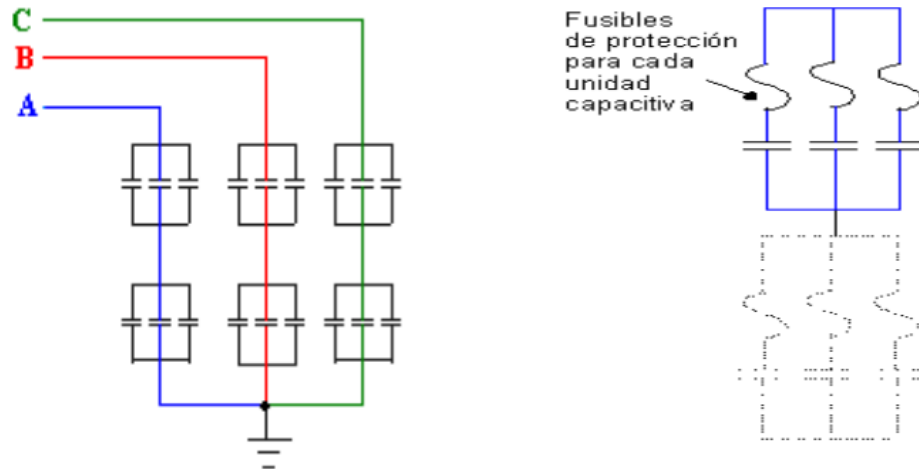
4.2.2. TIPOS CONEXIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES

4.2.2.1. CONEXIÓN ESTRELLA A TIERRA CON NEUTRO SÓLIDAMENTE CONECTADO A TIERRA

La tensión de las unidades capacitivas debe ser igual o mayor que la tensión de fase a neutro del sistema al cual se van a conectar. Este tipo de conexión es usual encontrarlo en sistemas de distribución hasta tensiones de 34.5 kV. La capacidad del banco se define dependiendo de la potencia reactiva según lo que el sistema desea [14].

Cada fase de este tipo de conexión está formado por grupos de unidades capacitivas conectadas en serie paralelo para obtener los KVAR necesarios que el sistema desea, como podemos observar en Ilustración 2 a). Generalmente en este tipo de arreglos se adopta una protección por fusibles para cada unidad capacitiva Ilustración 2 b), pero también se pueden proteger en grupo, esta opción se usa para sistemas de distribución de baja compensación [14].

Ilustración 3. Conexión estrella a tierra con neutro sólidamente conectado a tierra.



a) Unidades capacitivas conectadas en serie paralelo.

b) Protección por fusibles.

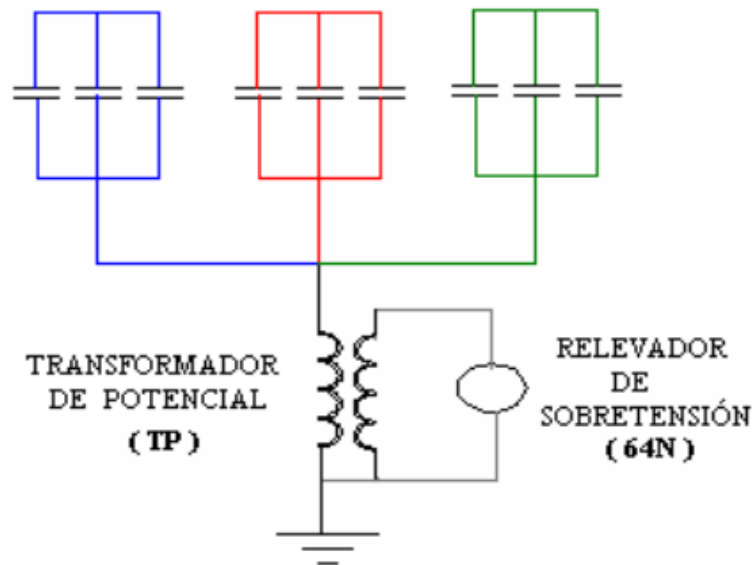
Fuente: [14]

Este tipo de conexión posee la ventaja de permitir un balanceo de fases más fácil que en otras conexiones. Sin embargo, su desventaja se da al fallar una unidad capacitiva presentando sobretensión en el resto de las unidades del arreglo, sometiéndolas a mayores esfuerzos dieléctricos [14].

4.2.2.2. CONEXIÓN ESTRELLA CON NEUTRO FLOTANTE

Este tipo de conexión se usa en sistemas de media tensión o mayores, tiene la ventaja de evitar la presencia de transitorios de sobretensión y permite la protección contra sobrecorriente. Sin embargo, presenta la desventaja de desbalance de tensión, que hace que aparezcan tensiones al neutro, por lo que es necesario tener una protección contra sobretensiones al neutro [14].

Ilustración 4. Conexión estrella con neutro flotante con protección en el neutro.

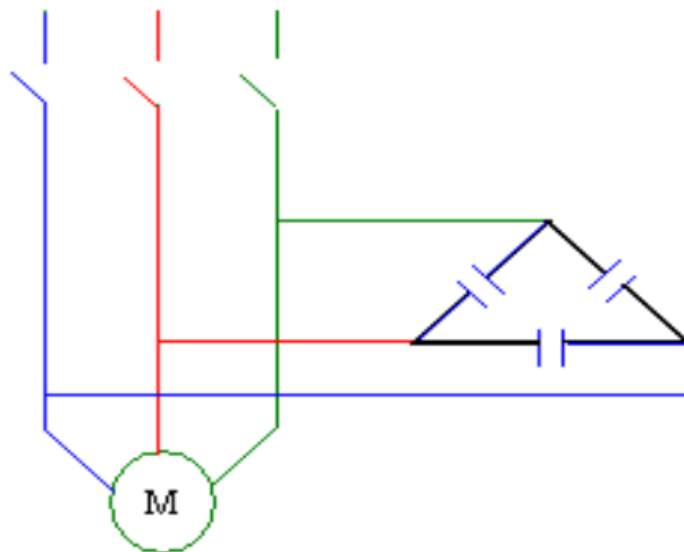


Fuente: [14]

4.2.2.3. CONEXIÓN DELTA

Esta conexión se usa generalmente en baja tensión en motores eléctricos o cargas de valor similar, tiene la ventaja sobre las conexiones en estrella de que no presenta problemas de desbalance y también aísla las corrientes armónicas [14].

Ilustración 5. Conexión delta para motores en baja tensión.

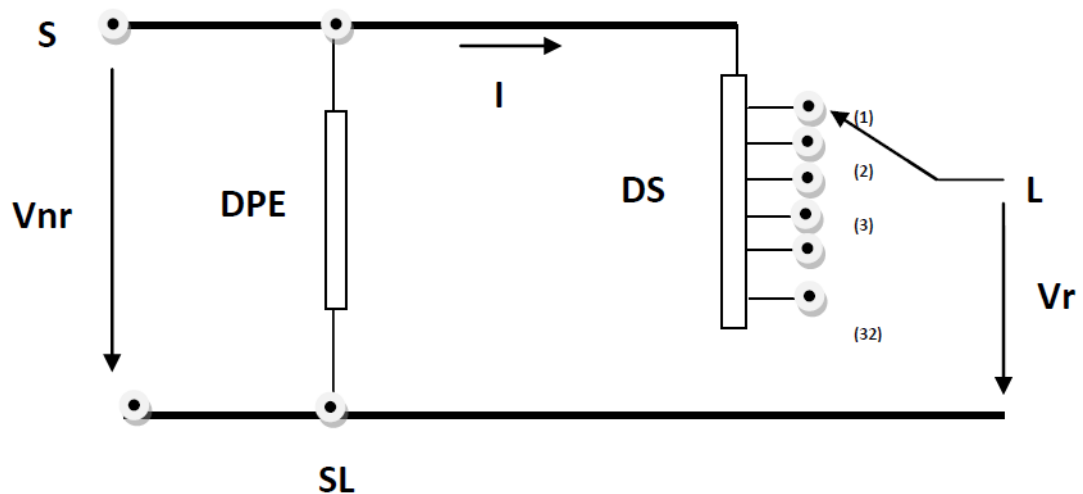


Fuente: [14]

4.3. REGULADORES DE TENSIÓN

Un regulador de tensión es básicamente un autotransformador con taps en uno de sus devanados, que permite variar el voltaje entregado, y que puede ser operado bajo carga. El dispositivo común es un regulador monofásico, el cual se puede aplicar a sistemas monofásicos o puede ser conectado junto con otras unidades para formar un banco trifásico [12].

Ilustración 6. Esquema regulador de tensión.



Fuente: [15]

Donde:

I: Corriente debida a la carga que circula en todo e devanado serie.

DS: Devanado serie dividido en, por ejemplo 32 taps de 5/8% cada uno.

Vnr: Tensión no regulada.

Vr: Tensión regulada.

S, L y SL: Fuente, Carga y Fuente-Carga respectivamente.

Mantener la tensión dentro de los límites definidos tiene la ventaja de reducir las pérdidas de energía para evitar un colapso de tensión. Un perfil de tensión más plano también ayuda a conseguir una mejora de la eficiencia energética. Ubicar los reguladores de tensión en la red no es siempre una tarea fácil. Escoger la ubicación del regulador, fijar la posición de su toma y determinar el número de reguladores requerido mientras que se asegura que la solución arroje ahorros en costos de energía o un perfil de tensión más plano puede ser todo un desafío [13].

4.3.1. CAPACIDAD EN KVA DE LOS REGULADORES DE TENSIÓN

Se presenta en función de su porcentaje de regulación. Teniendo en cuenta la Ilustración 6, la corriente de la carga circula por la del devanado serie, lo que significa que limita la magnitud de la demanda con que puede cargarse el regulador. La ecuación para la potencia en kVA de un regulador de tensión monofásico es [18]:

$$S_{1F-T} = (V_{NR} + V_R) * I * 10^{-3} \text{ kVA} \quad 2)$$

$$S_{1F-T} = (V_{NR} * I * 10^{-3} + V_R * I * 10^{-3}) \text{ kVA} \quad 3)$$

La ecuación 3, está compuesta de dos términos, el primero es la potencia que depende de la corriente de la carga y de la tensión del nodo al que está conectado el regulador de tensión (Tensión no regulada) y el segundo, depende de la misma corriente, pero también, del tap en el cual se encuentra el regulador. Para que el regulador de tensión trabaje al máximo, se utiliza el porcentaje de regulación máxima (10%), dado esto se tiene las siguientes expresiones para calcular la capacidad de los reguladores de tensión [18]:

$$S_{\Delta Y} = \frac{\%Reg}{100} * \frac{S_{3F}}{3} \quad (\text{Para tres RT conectados en Y o } \Delta) \quad 4)$$

$$S_{<} = \frac{\%Reg}{100} * \frac{S_{3F}}{\sqrt{3}} \quad (\text{Para dos RT conectados en } \Delta \text{ abierta}) \quad 5)$$

$$S_{1F} = \frac{\%Reg}{100} * S_{1F} \quad (\text{Para un RT}) \quad 6)$$

Si el regulador de tensión es trifásico, $S_{RT-3f} \leq S_{3F}$ es decir, su capacidad debe ser igual o menos que la de la carga trifásica. Para determinar la posición del tap de un regulador de tensión ubicado en un nodo "i", se utiliza la siguiente ecuación [18]:

$$tap = INT \left(\frac{1}{paso} * \left(\frac{V_0 + VD_{max} \% * V_0}{V_i(\tau)} - 1 \right) \right) \quad 7)$$

Donde:

INT = Función que retorna únicamente la parte entera del argumento.

$V_i(\tau)$ = Tensión en el nodo i antes de la instalación de RT bajo condiciones de carga pico.

Paso = Paso de cambio de taps de los RT = 0,625%.

V_0 = Tensión de la fuente.

$VD_{\max} \% = \text{Caída de tensión en } \%$.

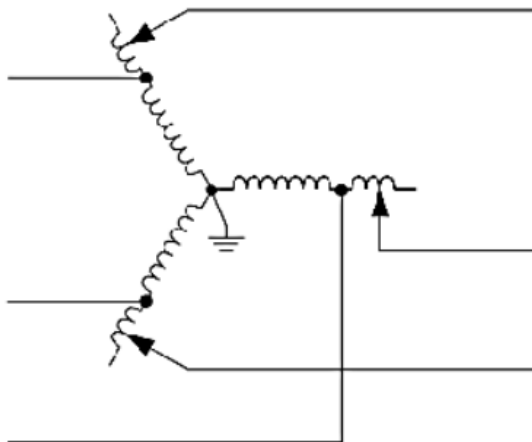
4.3.2. TIPOS DE CONEXIÓN

Un regulador de tensión se puede usar tanto en un circuito monofásico o una fase de un circuito trifásico delta o estrella. Es decir, los reguladores de tensión pueden conectarse en estrella (Y) o en delta (Δ). El tipo de conexión depende de la tensión nominal del alimentador de distribución y del rango de regulación a limitar [15] [18].

4.3.2.1. CONEXIÓN EN ESTRELLA

Normalmente en circuitos trifásicos tienen tres reguladores monofásicos conectados línea a neutro. La conexión de línea a neutro es apropiada tanto para circuitos monofásicos y bifásicos. Cada regulador de tensión contrala la tensión independientemente en cada fase del circuito, para así ayudar al desbalance de tensión y la tensión en estado estacionario [15] [18].

Ilustración 7. Conexión RT en estrella aterrado.



Fuente: [20]

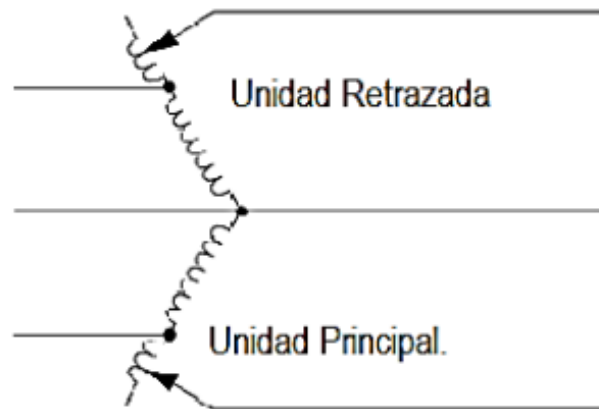
4.3.2.2. CONEXIÓN EN DELTA

En ambas conexiones delta, los reguladores ven un desplazamiento de fase de corriente respecto al voltaje línea-línea. En la conexión principal con factor de potencia unitario de la carga, la corriente de línea a través del regulador adelanta al voltaje de línea-línea por 30° [18] [20].

4.3.2.2.1. CONEXIÓN EN DELTA ABIERTA

En la conexión delta abierta se necesitan dos reguladores monofásicos, cada uno conectado fase a fase [18] [20].

Ilustración 8. Conexión RT en delta abierto.

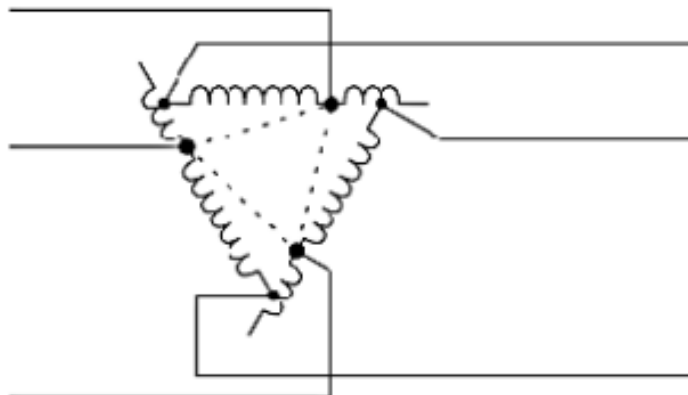


Fuente: [20]

4.3.2.2.2. CONEXIÓN EN DELTA CERRADO

En la conexión delta cerrado se observan tres reguladores que son conectados fase a fase. Utilizando el delta cerrado se extiende el rango de regulación en un 50%, de ± 10 a $\pm 15\%$ [20].

Ilustración 9. Conexión RT en delta cerrado.



Fuente: [20]

4.4. MÉTODOS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES Y REGULADORES DE TENSIÓN

4.4.1. METODOLOGÍAS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES

La ubicación óptima de capacitores juega un papel importante en la planificación y operación de los sistemas de distribución, debido a que estos implican una inversión y se debe proceder de una manera óptima, para obtener el mayor beneficio; así la ubicación óptima de capacitores ha sido formulada como un problema de optimización entera mixta no lineal y no diferenciable en la cual la mayoría de técnicas de optimización convencionales son incapaces de resolverlo, ya que es un problema combinatorio muy complejo, por la cantidad de posibilidades que se pueden presentar [11].

4.4.1.1. MÉTODO DEL ALGORITMO DE COLONIA DE HORMIGAS

La Optimización basada en Colonias de Hormigas (OCH) hace parte de la metaheurística, básicamente se trata de una técnica probabilística para resolver problemas complejos computacionales; que pueden ser reducidos a la búsqueda de caminos en grafos. La OCH se inspira directamente en el comportamiento de las colonias reales de hormigas para solucionar problemas de optimización combinatoria. Los algoritmos de optimización basados en colonias de hormigas son parte de la rama inteligencia colectiva; este es el campo de investigación que estudia algoritmos inspirados en la observación del comportamiento de enjambres. Los algoritmos de inteligencia colectiva están compuestos de individuos simples que cooperan a través de la auto-organización, es decir sin ninguna forma de control central sobre los miembros del enjambre [16].

El Pseudocódigo de Colonia de Hormigas es utilizado para encontrar la óptima ubicación y dimensión del banco de capacitores en el sistema de distribución, esto se da siguiendo los pasos que se presentan a continuación [16]:

- **Paso 1:** Inicio
- **Paso 2 Asignación de valores:** Asignación de los recursos feromonas, Y_{bus} , tasa de evaporación.
- **Paso 3 Proceso:** Mientras (condición de comparación), elaboración de soluciones posibles.

$$P_{ij}^k = \frac{(\tau_{ij})^\alpha * (\eta_{ij})^\beta}{\sum_{j \in N_i^k} (\tau_{ij})^\alpha * (\eta_{ij})^\beta}$$

Donde:

τ_{ij} Es el rastro de la feromona

η_{ij} Es la matriz Ybus

Restricciones: Se aplica

$$\Delta V_i = \begin{cases} 1 & \text{si } v_i \text{ es menor a } 0,96 \text{ p.u.} \\ 0 & \text{si } v_i \text{ esta entre el rango } 0,97 - 1 \text{ p.u.} \end{cases}$$

$$0,96 > V_i > 0,99$$

$$V_1 = \frac{P_i}{i_i * \cos(\phi)}$$

$$Q_c = V_2 * i_i * \sin\left(\arccos\left(\frac{P_i}{V_2 * i_i}\right)\right)$$

Donde:

V_1 = Voltaje inicial

P_i = Potencia inicial

i_i = Corriente inicial

V_2 = Voltaje Nominal

- **Paso 4 Visualizar:** Los puntos de localización en los nodos en donde irán los compensadores, el valor del compensador y las gráficas comparativas de los niveles de voltaje antes y después de la compensación
- **Paso 5:** Fin

4.4.1.2. MÉTODO LÓGICA DIFUSA

Es un método que proporciona una conclusión simplificada a partir de entradas imprecisas, ambiguas, incompletas o con ruido, (también llamada lógica borrosa) que en forma general imita las decisiones de una persona basada en las cosas que se observan desde una posición relativa. Permite trabajar con información con alto grado de imprecisión, lo cual hace la diferencia con la lógica convencional que siempre necesita de información bien definida y precisa. Esta lógica tiene muchos valores intermedios dentro del rango lógico clásico que viene siendo si/no, verdadero/falso, caliente/frío, prendido/apagado, abierto/cerrado, etc. [17]

La lógica difusa se utiliza cuando la complejidad del proceso en cuestión es muy alta y no existen modelos matemáticos precisos, para procesos altamente no lineales y cuando se envuelven definiciones y conocimiento no estrictamente definido (impreciso o subjetivo). En cambio, no es una buena idea usarla cuando algún modelo matemático ya soluciona eficientemente el problema, cuando los problemas son lineales o cuando no tienen solución [17].

Determinación de la ubicación: Se establecen un conjunto de reglas difusas de antecedentes múltiples. Las entradas a las reglas son los índices de tensión y los índices de pérdidas de potencia que se pueden integrar también en pérdidas de energía, y la salida resultante es la idoneidad de la colocación del condensador [17]. Las funciones de pertenencia para los índices de reducción de pérdidas de potencia (IRPP) o índice de reducción de pérdidas de energía (IRPE) , índice de reducción de voltaje (IV) y el índice de idoneidad de ubicación del banco de capacitores (IIUC), fueron creadas para proporcionar una clasificación. Por lo tanto, las particiones de las funciones de pertenencia para los índices de potencia, voltaje e idoneidad están igualmente espaciados [17].

Las variables difusas son [17]:

- Reducción de pérdidas de energía (IRPE)
- Reducción de caídas de voltaje (VI)
- Ubicación óptima del condensador (CI)

Se describen por los términos difusos de [17]:

- Alto (High)
- Medio-Alto (High Medium)
- Medio/Normal (Medium)
- Medio-Bajo (Low Medium)
- Bajo. (Low)

Una vez indicados los términos y variables difusas se identifica o fuzzifican las variables como sigue [17]:

IRPE:

L = 0.00

LM = 0.25

M = 0.50

HM = 0.75

H = 1.00

VI:

VL = 0.95

L = 0.975

LN = 0.987

N = 1.00

HN = 1.025

H = 1.05

La barra que necesita un equilibrio dará un IC máximo, las barras que ya están balanceadas darán valores menores. A los valores más altos de IC se considera en primer lugar para la colocación del condensador [17].

4.4.2. METODOLOGÍAS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE REGULADORES DE TENSIÓN

4.4.2.1. MÉTODO HEURÍSTICO

El método heurístico está basado en la habilidad de los seres humanos para resolver problemas a través de la experiencia, de tal manera que esto permita brindar soluciones óptimas. Son una serie de pasos que se basan en la experiencia, intuición y criterios en el tema con el cual se relacionan [18].

Este método se basa en interpretar los resultados de flujos de carga, determinar los nodos y ramales con caídas de tensión por fuera de los límites, y denominarlos críticos para la posible implementación de los reguladores de tensión. Una vez determinado los nodos del sistema más críticos, se procede a la ubicación de los reguladores de tensión para analizar el comportamiento que producen en la red, y de esta manera determinando el mejor punto de conexión para los equipos [18].

El método consta de dos partes [18]:

PARTE I. SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE LOS REGULADORES DE TENSIÓN.

- a. Realización del flujo de carga de los alimentadores seleccionados como críticos, y determinar los nodos críticos es decir con caídas de tensión por fuera de los límites regulatorios.
- b. Seleccionados los nodos críticos y candidatos a ser ubicados los reguladores de tensión, se debe hacer:
 - i. Colocar el regulador de tensión al final del nodo seleccionado.
 - ii. Realizar un flujo de carga seteando los parámetros del regulador colocado.
 - iii. Comparar los resultados con respecto al flujo anterior
 - iv. Mover la ubicación el regulador de tensión y volver al paso ii.
 - v. Probados los sitios candidatos se detiene el proceso
- c. Finalmente, el regulador de tensión que mejor se adapte y cumpla con las expectativas con respecto a los flujos de carga se queda ubicado en el circuito.

En esta etapa de ubicación de los reguladores de tensión, se trata de definir la mejor alternativa para compensar la caída de tensión a lo largo del circuito, fijándose únicamente en parámetros técnicos de funcionamiento del circuito. Brinda soluciones confiables, ya que una vez se implementa el regulador se ejecuta flujos de carga para analizar el mejor perfil de tensión a lo largo del alimentador [18].

PARTE II. REUBICACIÓN O REDUCCIÓN DE REGULADORES DE TENSIÓN.

- a. Los reguladores de tensión se van reubicando hacia los tramos cercanos a la cabecera del alimentador procurando no sobrepasar los límites de regulación de tensión.
- b. Se definen pares de ubicaciones por cada dos reguladores de tensión.
- c. Se coloca un solo regulador de tensión por cada par de reguladores con nodos en común.
- d. Se comprueba a través del flujo de carga si mejora los niveles de tensión a lo largo del alimentador.

El principal objetivo de la segunda parte es reducir la cantidad de reguladores de tensión, pero que de igual manera se deberán seguir cumpliendo los niveles de tensión y que esto no afecte económicamente a las empresas de distribución [18].

4.5. COSTO UNITARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La Comisión de Regulación de Energía y Gas establece la formula tarifaria que permite obtener los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional [23]. A continuación, se presenta la ecuación del componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio.

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

La sumatoria de estos seis componentes corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), expresado en \$/kWh. A continuación se describe cada uno de ellos [24]:

- a. Componente G (Generación): Representa el costo de compra de la energía que realiza el comercializador en el Mercado Mayorista. Su variación está sujeta a los precios de la Bolsa de Energía (mercado de energía eléctrica en donde se transa diariamente toda la energía necesaria para abastecer a los usuarios conectados al Sistema de Transmisión Nacional) y a los precios de los contratos bilaterales de suministro de largo plazo con destino al mercado

regulado que los comercializadores suscriben tras adelantar convocatorias públicas.

- b. Componente T (Transmisión): Representa el costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), que se refiere a la red de alta tensión que abarca una gran parte del país y que se usa para transportar la energía eléctrica a grandes distancias desde los generadores hasta los centros de consumo.
- c. Componente D (Distribución): Representa el costo por el uso del sistema de distribución, que está compuesto por todos los elementos como conductores, transformadores, y postes utilizados para llevar la energía eléctrica desde el STN hasta los usuarios finales.
- d. Componente CV (Comercialización): Incluye los costos variables por energía de la actividad de comercialización, varía principalmente por el Índice de Precios al Consumidor (IPC).
- e. Componente PR (Pérdidas): Remunera el costo incurrido por la compra y transporte de la energía que debe producirse pero que no se puede facturar a los usuarios, y también los costos de los programas de reducción de estas pérdidas, que siempre están presentes en la distribución de energía eléctrica. La fórmula con la que se calcula contiene el componente G, entre otras variables, por lo que su valor también está sujeto a cambios importantes de un mes para otro.
- f. Componente R (Restricciones): Remunera los costos por restricciones y otros servicios asociados con generación. Estas restricciones son básicamente mayores costos en los que se incurre en la operación del sistema, debido, por ejemplo, a la necesidad de que en un determinado momento un generador más costoso genere en respuesta a requerimientos para una operación segura del STN o en razón a que la energía producida por los generadores más baratos no se pueda transportar a un determinado lugar por falta de disponibilidad en las redes.

5. MATERIALES

Los materiales esenciales para el desarrollo del proyecto que se usaron fueron el sistema de información SCADA de CENS, el software DlgSILENT Power Factory y el modelo eléctrico de CENS.

5.1. SCADA DE CENS S.A. E.S.P

El sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition – Supervisión, Control y Adquisición de Datos) es un software en el cual le permite a CENS S.A. E.S.P mostrar información en tiempo real de las variables eléctricas, monitoreando de manera eficiente y permitiendo determinar y llevar un control del comportamiento del sistema.

Los datos utilizados del SCADA para el desarrollo del proyecto fueron todos los datos tomados del año 2019, para la base del modelo eléctrico de la Subestación Belén. En la Ilustración 10, podemos observar parte de la información del mes de enero que se hace cada 15 minutos y las variables eléctricas registradas son tensión, corriente, potencias, factor de potencia y energía

Ilustración 10. Datos del mes de enero tomados por el SCADA.

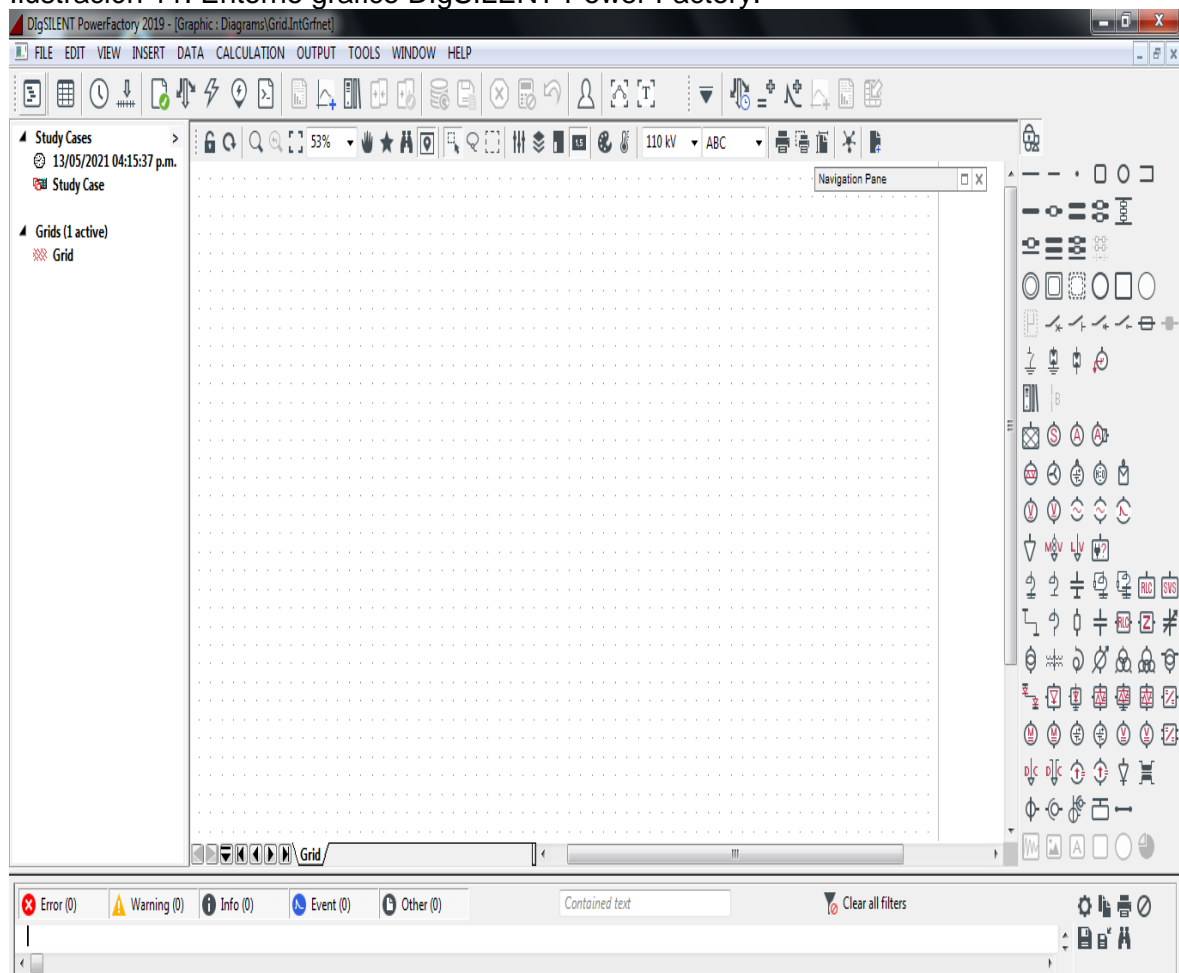
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
	TIME	VAB-BELC21	VBC-BELC21	VCA-BELC21	IA*-BELC21	IB*-BELC21	IC*-BELC21	P**BELC21	Q**BELC21	FP*-BELC21	EAP-BELC21	EAN-BELC21	ERP-BELC21	ERN-BELC21	S**BELC21	VAB-BELC22	VBC-BELC22	VCA-BELC22
1																		
2	01/01/2019 00:01	13.6	13.6	13.5	64.5	64	62.3	-1338.9	-659.8	-89.7	6691096	5357707	2439261	9711906	1492.7	13.6	13.6	13.5
3	01/01/2019 00:16	13.6	13.5	13.5	65.1	64.5	62.8	-1349.3	-661.9	-89.8	6691432	5357707	2439261	9712070	1502.9	13.6	13.6	13.5
4	01/01/2019 00:31	13.6	13.6	13.5	64.8	64.7	63.5	-1357.1	-659.3	-89.9	6691771	5357707	2439261	9712236	1508.7	13.6	13.6	13.5
5	01/01/2019 00:46	13.5	13.5	13.5	65.1	64.3	63.2	-1352	-655.1	-90	6692110	5357707	2439261	9712401	1502.4	13.5	13.5	13.5
6	01/01/2019 01:01	13.6	13.5	13.5	64.7	64.9	62.3	-1347.9	-655.9	-89.9	6692450	5357707	2439261	9712566	1499	13.6	13.5	13.5
7	01/01/2019 01:16	13.6	13.5	13.5	65.3	65.1	62.5	-1358.3	-653.5	-90.1	6692786	5357707	2439261	9712729	1507.3	13.6	13.5	13.5
8	01/01/2019 01:31	13.5	13.5	13.5	63.6	64.6	61.5	-1332.2	-646.1	-90	6693123	5357707	2439261	9712892	1480.6	13.5	13.5	13.5
9	01/01/2019 01:46	13.6	13.5	13.5	64.1	64.4	61.9	-1337.6	-649.4	-90	6693457	5357707	2439261	9713055	1486.9	13.6	13.5	13.5
10	01/01/2019 02:01	13.6	13.5	13.5	63.5	63.8	61.3	-1324.9	-647.1	-89.9	6693790	5357707	2439261	9713216	1474.5	13.6	13.5	13.5
11	01/01/2019 02:16	13.5	13.5	13.5	63.1	63.3	60.3	-1307.7	-641.7	-89.8	6694120	5357707	2439261	9713378	1456.7	13.5	13.5	13.5
12	01/01/2019 02:31	13.6	13.5	13.5	63.3	63.6	60.8	-1315.8	-648.7	-89.7	6694450	5357707	2439261	9713540	1467	13.6	13.6	13.5
13	01/01/2019 02:46	13.6	13.5	13.5	62.3	63	60.5	-1302.1	-642.2	-89.7	6694779	5357707	2439261	9713700	1451.8	13.6	13.6	13.5
14	01/01/2019 03:01	13.6	13.6	13.5	62.8	62.5	59.3	-1294.7	-637.1	-89.7	6695108	5357707	2439261	9713861	1443	13.6	13.6	13.5
15	01/01/2019 03:16	13.6	13.5	13.5	63.2	62.5	59.9	-1298.5	-641.5	-89.7	6695430	5357707	2439261	9714019	1448.3	13.5	13.5	13.5
16	01/01/2019 03:31	13.6	13.6	13.5	62.8	62.6	60	-1297.9	-648.8	-89.4	6695756	5357707	2439261	9714181	1451	13.6	13.6	13.5
17	01/01/2019 03:46	13.6	13.6	13.5	62.7	62.4	59.6	-1291.7	-648.5	-89.4	6696078	5357707	2439261	9714342	1445.4	13.6	13.6	13.5
18	01/01/2019 04:01	13.6	13.6	13.5	61.8	61.8	58.9	-1277.2	-639.8	-89.4	6696398	5357707	2439261	9714501	1428.5	13.6	13.6	13.5
19	01/01/2019 04:16	13.6	13.6	13.5	61.9	62	58.8	-1273.2	-646.4	-89.2	6696717	5357707	2439261	9714661	1427.9	13.6	13.6	13.5
20	01/01/2019 04:31	13.6	13.5	13.5	61.5	61.6	58.8	-1270.6	-640.4	-89.3	6697034	5357707	2439261	9714822	1422.9	13.6	13.6	13.5
21	01/01/2019 04:46	13.6	13.5	13.5	61.2	61.2	58.7	-1262.5	-642.8	-89.1	6697349	5357707	2439261	9714981	1416.8	13.6	13.6	13.5
22	01/01/2019 05:01	13.6	13.6	13.5	60.2	60.3	57.5	-1240.5	-633.8	-89.1	6697663	5357707	2439261	9715141	1393	13.6	13.6	13.5
23	01/01/2019 05:16	13.6	13.6	13.5	60	60.2	57.1	-1235.2	-630.6	-89.1	6697974	5357707	2439261	9715298	1386.8	13.6	13.6	13.5
24	01/01/2019 05:31	13.6	13.6	13.5	59.9	60.1	57.1	-1233.4	-630.6	-89	6698282	5357707	2439261	9715456	1385.2	13.6	13.6	13.5
25	01/01/2019 05:46	13.6	13.6	13.5	58.8	59.8	56.1	-1212.4	-630.7	-88.7	6698588	5357707	2439261	9715613	1366.6	13.6	13.6	13.5

Fuente: SCADA de CENS S.A. E.S.P

5.2. SOFTWARE DIgSILENT POWER FACTORY 2019

Es una herramienta avanzada para el análisis de sistemas eléctricos de potencia comercial, industrial y a gran escala. Teniendo como objetivos principales los estudios de planificación y operación según como el sistema de potencia lo requiera, todo esto permite una optimización en tiempos de trabajo. En la Ilustración 11, podemos observar el entorno grafico de DIgSILENT Power Factory en su versión 2019.

Ilustración 11. Entorno grafico DIgSILENT Power Factory.



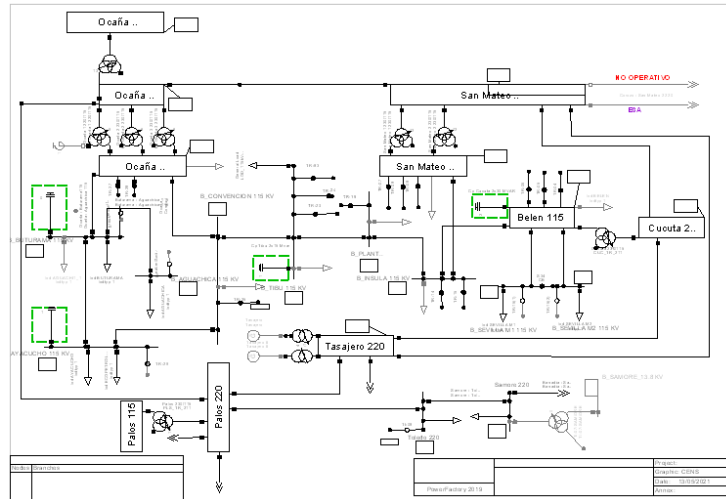
Fuente: DIgSILENT Power Factory 2019

Esta herramienta fue proporcionada por CENS S.A. E.S.P en su versión 2019 y contando con licencia, de esta manera permitiendo usar los módulos esenciales para dar soluciones oportunas al proyecto.

5.3. MODELO ELÉCTRICO DE CENS S.A. E.S.P

En la Ilustración 12, podemos observar de manera muy general el sistema eléctrico de CENS S.A. E.S.P, donde fueron extraídos los alimentadores de 13.8kV en estudio de la Subestación Belén y además teniendo en cuenta una base de datos de gran importancia para el desarrollo del proyecto.

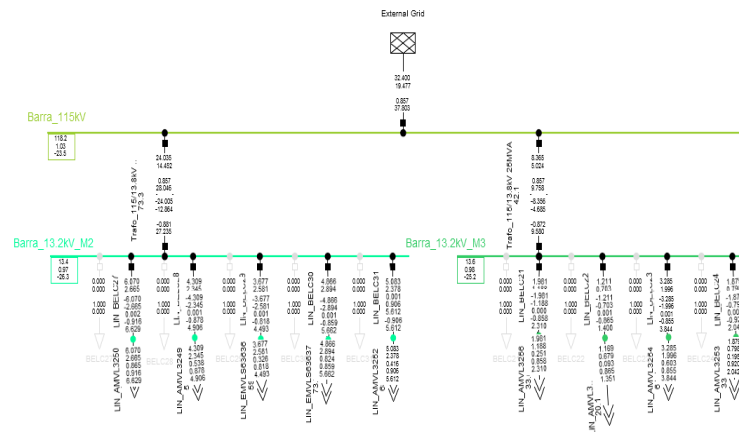
Ilustración 12. Modelo eléctrico de CENS S.A. E.S.P.



Fuente: DigSILENT Power Factory 2019.

Seguidamente se desarrolló el modelo de la Subestación Belén con los datos y alimentadores ya extraídos del modelo general. Como podemos observar en la Ilustración 13, se evidencia el modelo con una externa grid (circuito equivalente), barras (115 y 13.8kV), transformadores (TS-04 y TS-05) y los alimentadores.

Ilustración 13. Modelo eléctrico de la Subestación Belén de los circuitos de 13.2kV.



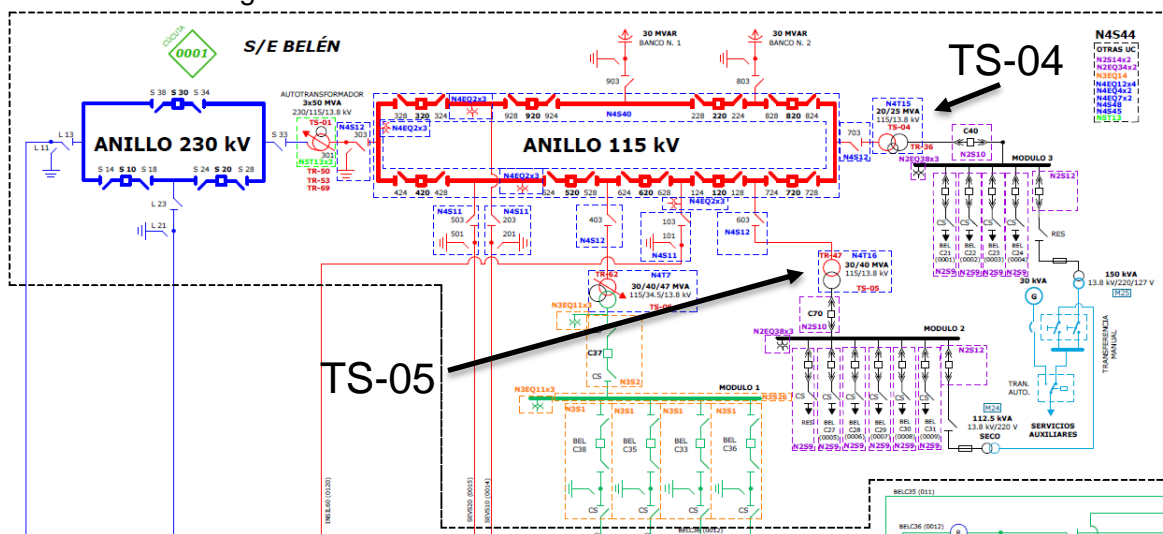
Fuente: DigSILENT Power Factory 2019 hecha por el autor.

6. PANORAMA DE LA SUBESTACIÓN BELÉN

6.1. GENERALIDADES

La Subestación Belén tiene conexión con el Sistema de Transmisión Nacional, Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Distribución Local (34.5 y 13.8 kV). El proyecto se enfocará en los alimentadores de 13.8 kV, donde se encuentran los transformadores TS-05 (115/13.8kV, 40MVA) que posee 5 alimentadores y TS-04 (115/13.8kV, 25MVA) que posee 4 alimentadores, para un total de 9 alimentadores que se tendrán en cuenta para el estudio; todo esto se observa en la Ilustración 10.

Ilustración 14. Diagrama Unifilar Subestación Belén.



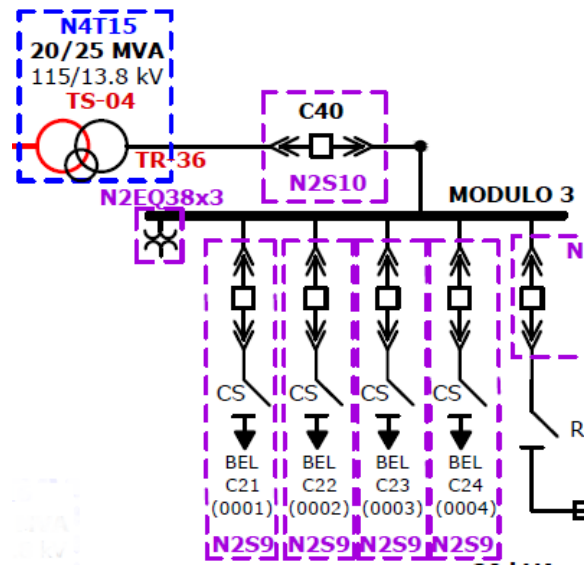
Fuente: Diagrama unifilar operativo de CENS.

6.2. ALIMENTADORES PARA EL ESTUDIO

6.2.1. TRANSFORMADOR TS-04

Es un transformador tridevanado trifásico que en su lado de alta se encuentra en el nivel de tensión 4 (115kV) y su lado de baja se encuentra en el nivel de tensión 2 (13.8kV), y cuenta con una capacidad hasta de 25MVA.

Ilustración 15. Transformador TS-04.



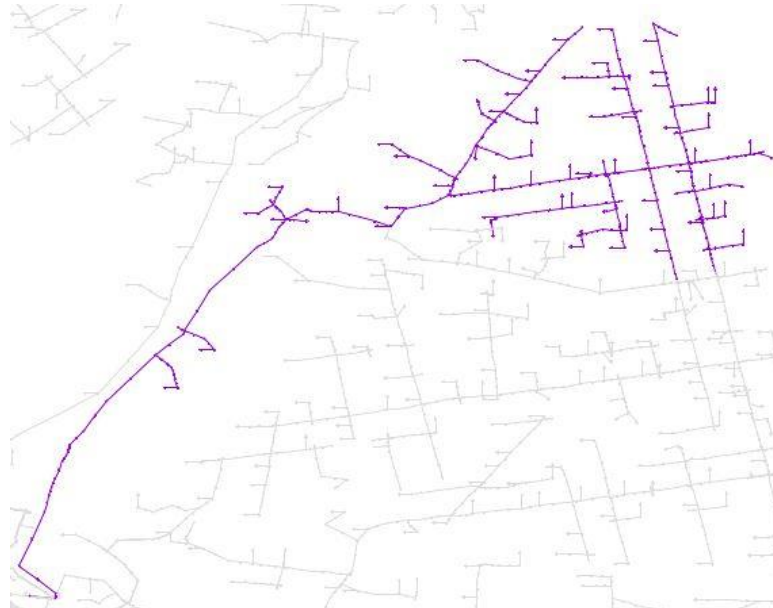
Fuente: Diagrama unifilar operativo de CENS.

Como podemos observar en la Ilustración 11, se tienen 5 celdas de las cuales, 4 de ellas se encuentran los alimentadores del SDL, que se encuentran distribuidos en la zona de Cúcuta. Estos son: BELC21, BELC22, BELC23, y BELC24.

6.2.1.1. BELC21

El alimentador BELC21 cuenta con 62 cargas y 283 nodos.

Ilustración 16. Alimentador BELC21.



Fuente: DigSILENT Power Factory hecha por el autor.

6.2.1.2. BELC22

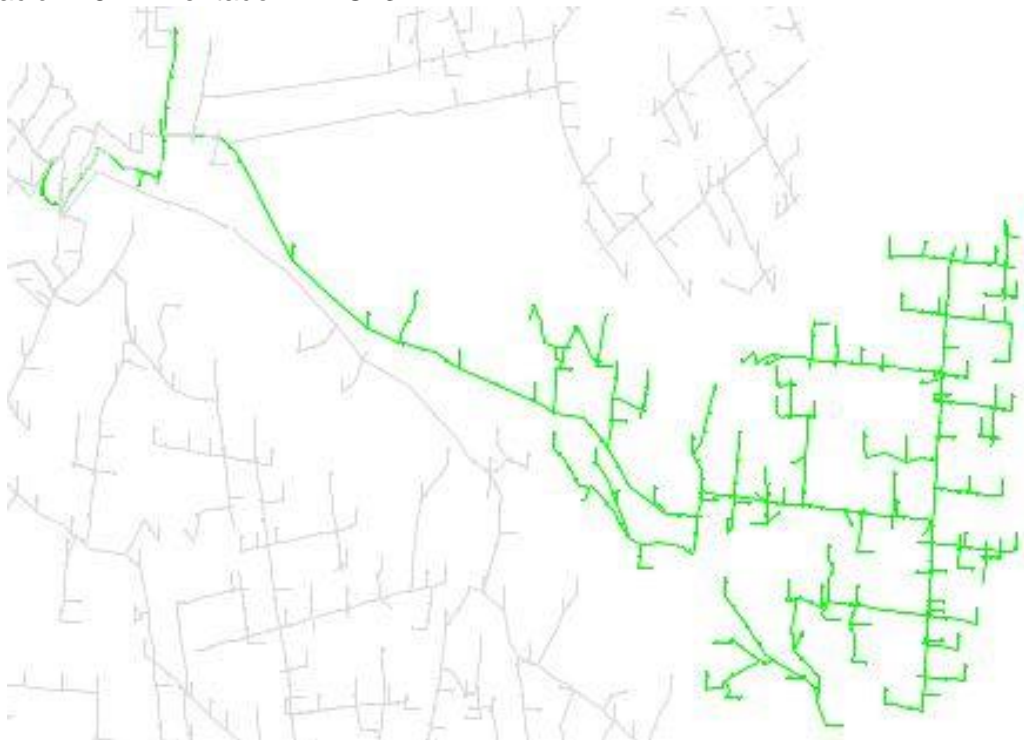
El alimentador BELC22 cuenta con 34 cargas y 206 nodos.
Ilustración 17. Alimentador BELC22.



Fuente: DlgSILENT Power Factory hecha por el autor.

6.2.1.3. BELC23

El alimentador BELC23 cuenta con 99 cargas y 502 nodos.
Ilustración 18. Alimentador BELC23.



Fuente: DlgSILENT Power Factory hecha por el autor.

6.2.1.4. BELC24

El alimentador BELC24 cuenta con 80 cargas y 416 nodos.
Ilustración 19. Alimentador BELC24.

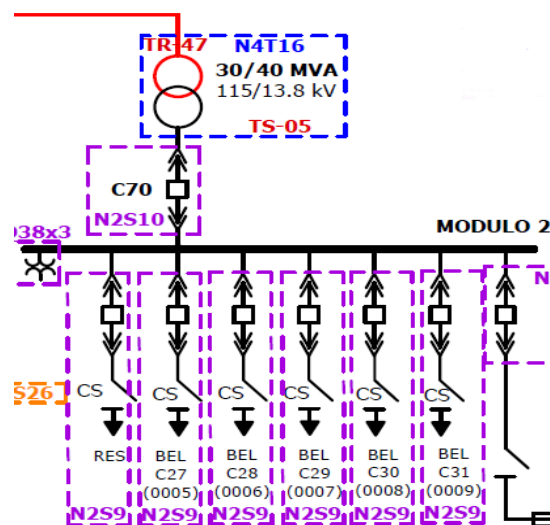


Fuente: DIgSILENT Power Factory hecha por el autor.

6.2.2. TRANSFORMADOR TS-05

Es un transformador tridevanado trifásico que en su lado de alta se encuentra en el nivel de tensión 4 (115kV) y su lado de baja se encuentra en el nivel de tensión 2 (13.8kV), y cuenta con una capacidad hasta de 40MVA.

Ilustración 20. Transformador TS-05.



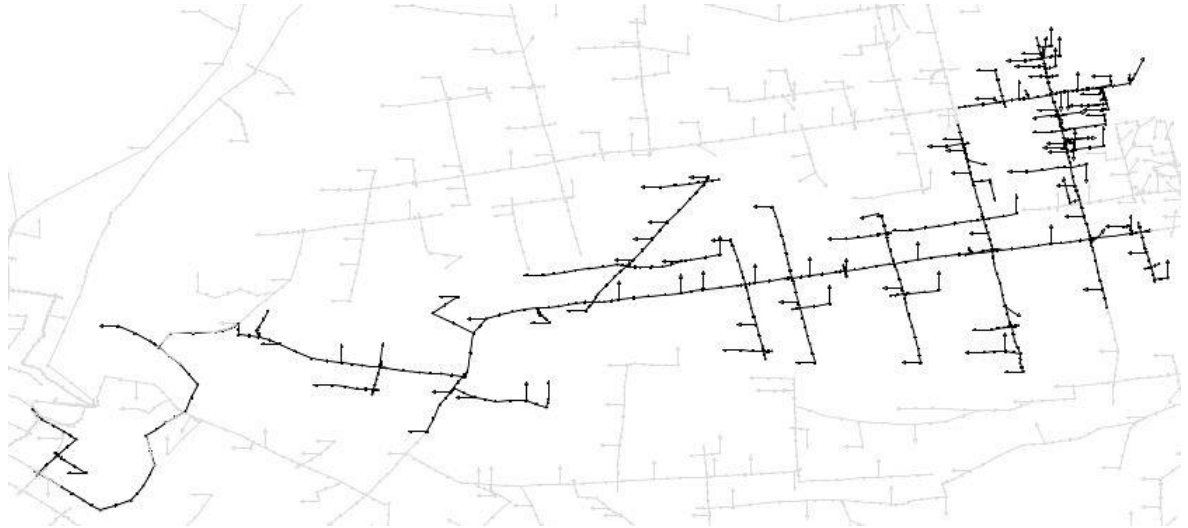
Fuente: Diagrama unifilar operativo de CENS.

Como podemos observar en la Ilustración 16, se tienen 7 celdas de las cuales, 5 de ellas se encuentran los alimentadores del SDL, que se encuentran distribuidos en la zona de Cúcuta. Estos son: BELC27, BELC28, BELC29, BELC30 y BELC31.

6.2.2.1. BELC27

El alimentador BELC27 cuenta con 102 cargas y 438 nodos.

Ilustración 21. Alimentador BELC27.

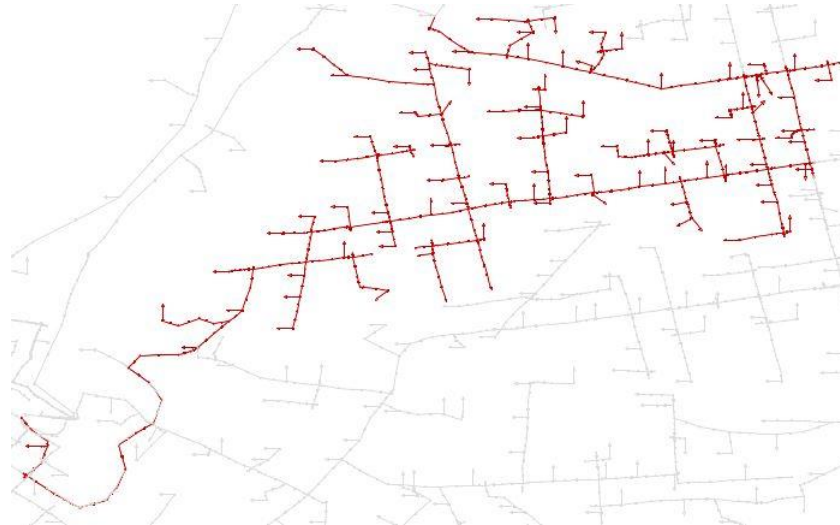


Fuente: DlgSILENT Power Factory hecha por el autor.

6.2.2.2. BELC28

El alimentador BELC28 cuenta con 90 cargas y 393 nodos.

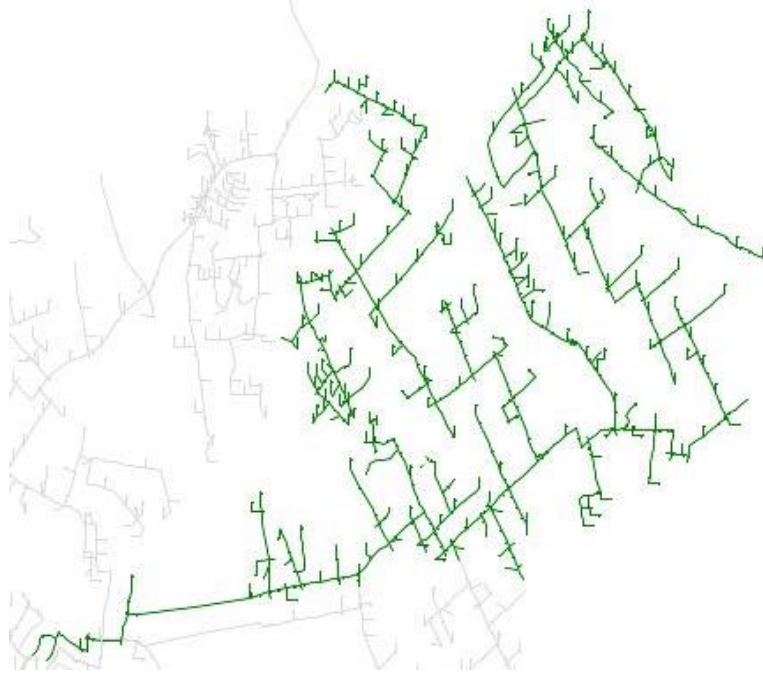
Ilustración 22. Alimentador BELC28.



Fuente: DlgSILENT Power Factory hecha por el autor.

6.2.2.3. BELC29

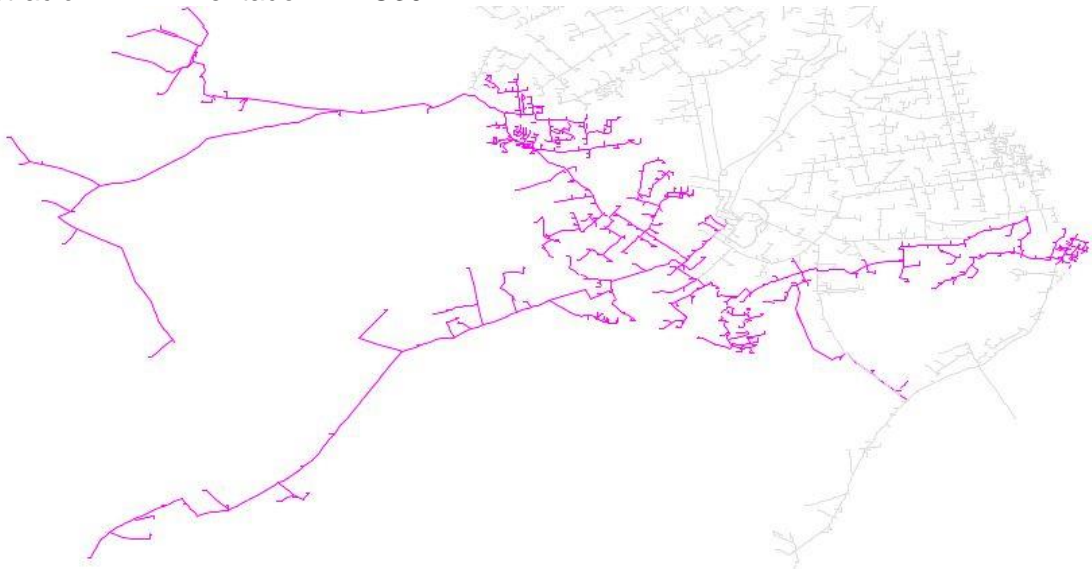
El alimentador BELC29 cuenta con 214 cargas y 1047 nodos.
Ilustración 23. Alimentador BELC29.



Fuente: DlgSILENT Power Factory hecha por el autor.

6.2.2.4. BELC30

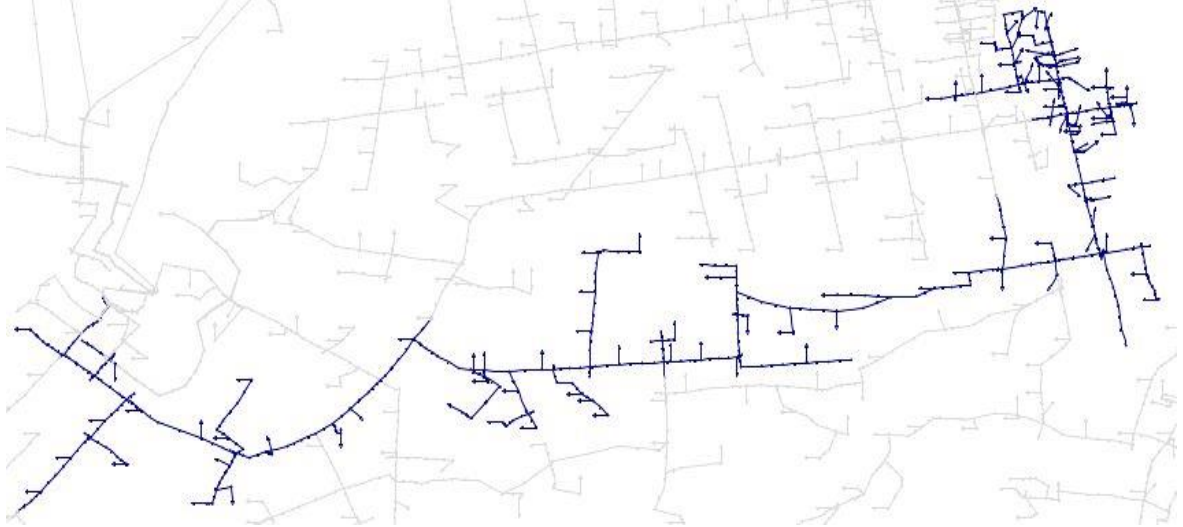
El alimentador BELC30 cuenta con 336 cargas y 1745 nodos.
Ilustración 24. Alimentador BELC30.



Fuente: DlgSILENT Power Factory hecha por el autor.

6.2.2.5. BELC31

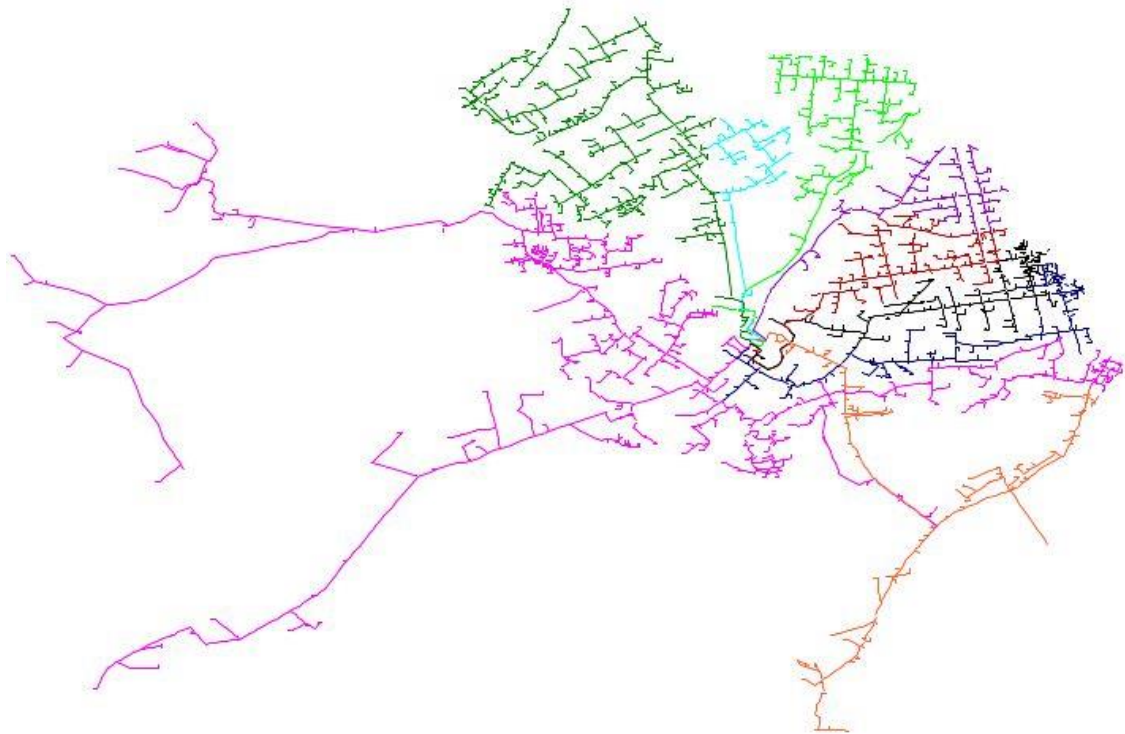
El alimentador BELC31 cuenta con 103 cargas y 434 nodos.
Ilustración 25. Alimentador BELC31.



Fuente: DlgSILENT Power Factory hecha por el autor.

6.3. RESUMEN

Ilustración 26. Alimentadores 13.2kV Subestación Belén.



Fuente: DlgSILENT Power Factory hecha por el autor.

Tabla 2. Resumen alimentadores en estudio.

TRANSFORMADOR	ALIMENTADOR	NODOS	CARGAS
TS - 04	BELC21	283	62
	BELC22	206	34
	BELC23	502	99
	BELC24	416	80
TS - 05	BELC27	438	102
	BELC28	393	90
	BELC29	1047	214
	BELC30	1745	336
	BELC31	434	103

Fuente: Autor

7. DIAGNÓSTICO DE LOS ALIMENTADORES

7.1. PERFILES DE TENSIÓN

Para determinar los perfiles de tensión en cada uno de los alimentadores, inicialmente debemos realizar una simulación Cuasi-Dinámica, de tal manera que podamos identificar la hora en la cual se presenta la mayor caída de tensión en las barras de 13.8kV de la Subestación Belén.

Ilustración 27. Simulación Cuasi-Dinámica en la barra 13.8kV M3.

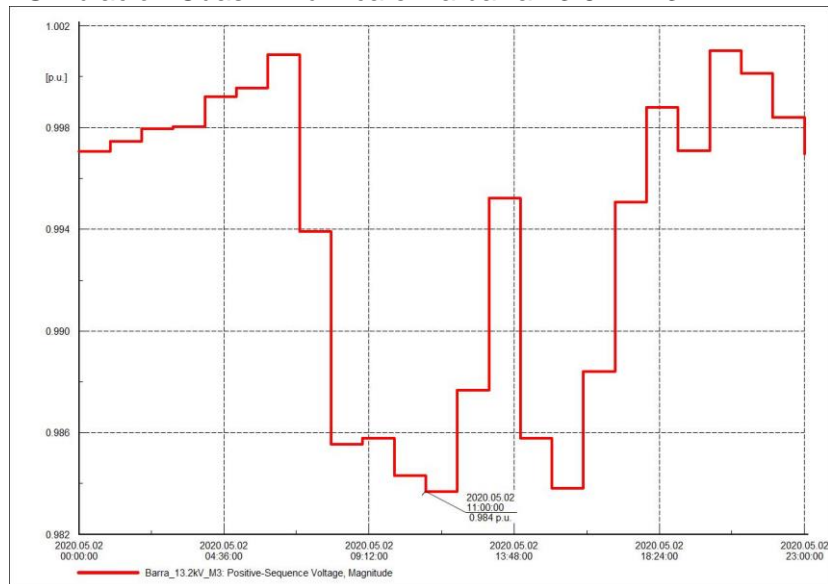
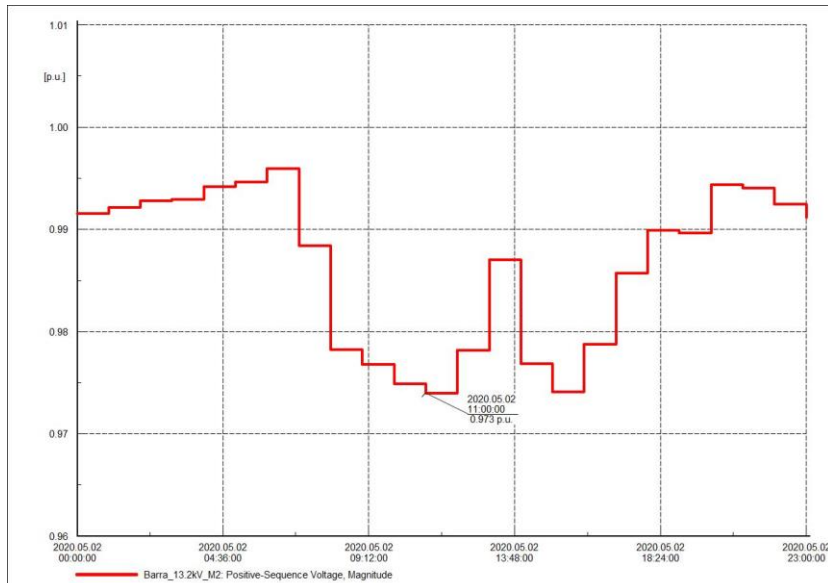


Ilustración 28. Simulación Cuasi-Dinámica en la barra 13.8kV M2.



Fuente: Simulaciones realizadas en DigSILENT Power Factory hechas por el autor.

En las ilustraciones 23 y 24, podemos observar mediante la simulación Cuasi-Dinámica en cada barra que la mayor caída de tensión se presenta a las 11:00 am. A continuación, se simularon flujos de potencia a las 11:00 am para establecer los perfiles de tensión y de esta manera analizar el comportamiento de cada uno de los alimentadores.

Tabla 3. Estado actual de los alimentadores.

TRAFO	CARGABILIDAD (%)	ALIMENTADOR	TENSIÓN MÁXIMA (P.U.)	TENSIÓN MÍNIMA (P.U.)
TS-04	42.1%	BELC21	1.0283118	1.0156976
		BELC22	1.0283117	1.0215043
		BELC23	1.0283116	0.999000
		BELC24	1.0283119	1.0109576
TS-05	73.3%	BELC27	1.0171110	0.9642394
		BELC28	1.0171111	0.9802575
		BELC29	1.0171111	0.9775498
		BELC30	1.0171110	0.9885266
		BELC31	1.0171111	0.98397685

Fuente: Autor

En la Tabla 3, se observa que actualmente el alimentador con la caída de tensión más mínima es BELC27 con una tensión de 0.964. Sin embargo, los alimentadores no presentan deficiencia en los perfiles de tensión, por lo tanto se encuentran dentro de los límites regulatorios vigentes; en el ANEXO A podemos ver el comportamiento de los perfiles de tensión en cada uno de los alimentadores actualmente. Además, es de resaltar que el transformador TS-05 presenta una cargabilidad de 73.3%.

7.2. CARGABILIDAD ALIMENTADORES

En la tabla 4, podemos observar la cargabilidad de las líneas a la salida de la barra en cada uno de los alimentadores, donde el alimentador BELC30 presenta la cargabilidad más alta y puede llegar a ser de una consideración significativa de 84.38%.

Tabla 4. Cargabilidad de los alimentadores actualmente.

ALIMENTADOR	CARGABILIDAD (%)
BELC21	33.87

BELC22	21.65
BELC23	67.32
BELC24	35.14
BELC27	77.47
BELC28	59.97
BELC29	72.64
BELC30	84.38
BELC31	69.28

Fuente: Autor

7.3. FACTOR DE POTENCIA

En la Tabla 4, observamos que de los 9 alimentadores en estudio, 6 (BELC21, BELC22, BELC23, BELC28, BELC29, BELC30) de ellos presentan un factor de potencia por fuera del límite regulatorio establecido por la CREG, por lo cual esto puede llegar a repercutir en sanciones económicas.

Tabla 5. Factor de potencia de los alimentadores.

ALIMENTADOR	FACTOR DE POTENCIA	CUMPLE	
		SI	NO
BELC21	0.858		X
BELC22	0.865		X
BELC23	0.855		X
BELC24	0.92	X	
BELC27	0.916	X	
BELC28	0.878		X
BELC29	0.818		X
BELC30	0.859		X
BELC31	0.906	X	

Fuente: Autor

7.4. PÉRDIDAS TÉCNICAS

En la tabla 6, observamos las pérdidas técnicas que se presentan en cada uno de los alimentadores, donde el alimentador BELC27 presenta la mayor pérdida de potencia (KWH-DIA).

Tabla 6. Pérdidas técnicas en cada uno de los alimentadores.

ALIMENTADOR	PÉRDIDAS (KWH-DIA)
BELC21	0.296623432
BELC22	0.099790279
BELC23	1.026785515
BELC24	0.246948022
BELC27	3.240062073
BELC28	1.600265892
BELC29	1.792167079
BELC30	1.3685027
BELC31	1.267452363

Fuente: Autor

7.5. CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME establece los criterios para el crecimiento anual de la demanda de potencia máxima en el período 2017 – 2031 para CENS S.A. E.S.P en promedio en el escenario alto es del 3,76% [22]. Teniendo en cuenta lo anterior, en la Tabla 7 se establece la proyección de la demanda en los alimentadores en estudio.

Tabla 7. Crecimiento anual de la demanda en kW

ALIM.	CRECIMIENTO DEMANDA kW/año										
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
BELC21	2243	2321	2406	2498	2590	2682	2781	2880	2986	3092	3213
BELC22	1461	1512	1567	1627	1687	1747	1811	1876	1945	2014	2092
BELC23	3983	4121	4272	4435	4598	4762	4937	5113	5302	5490	5704
BELC24	2069	2142	2219	2304	2389	2474	2565	2656	2754	2852	2963
BELC27	6088	6300	6530	6780	7030	7279	7548	7817	8105	8393	8720
BELC28	4472	4627	4796	4979	5163	5346	5544	5741	5953	6164	6404
BELC29	5055	5230	5422	5629	5836	6044	6267	6490	6729	6969	7240
BELC30	6281	6499	6737	6994	7252	7510	7787	8064	8362	8659	8996
BELC31	5235	5416	5614	5829	6044	6259	6490	6721	6969	7216	7497

Fuente: Autor

Se considerara el crecimiento de la demanda en los años 2026 y 2031 para ser ingresados en el modelo de la Subestación Belén con fines de conocer el comportamiento de las variables eléctricas en cada uno de los alimentadores con un tiempo a mediano (2026) y largo plazo (2031).

Tabla 8. Cargabilidad de los trafos y perfiles de tensión de los alimentadores considerando el crecimiento de la demanda en los años 2026 y 2031.

AÑO	TRAFO	CARGABILIDAD (%)	ALIMENTADOR	TENSIÓN MÁXIMA (P.U.)	TENSIÓN MÍNIMA (P.U.)
2026	TS-04	52.9%	BELC21	1.023234566	1.007292407
			BELC22	1.023234418	1.014654284
			BELC23	1.02323424	0.986235497
			BELC24	1.022961622	1.001295484
	TS-05	92.8%	BELC27	1.008435081	0.941127608
			BELC28	1.008435264	0.961791377
			BELC29	1.008435236	0.958145052
			BELC30	1.008435098	0.972198236
2031	TS-04	65.9%	BELC21	0.991702077	0.971887795
			BELC22	0.991701896	0.981048168
			BELC23	0.991701664	0.945498485
			BELC24	0.991564025	0.964342087
	TS-05	117%	BELC27	0.973081025	0.887610127
			BELC28	0.973081276	0.914365155
			BELC29	0.973081242	0.90959136
			BELC30	0.973081076	0.927586959
			BELC31	0.973081214	0.920300653

Fuente: Autor

En la Tabla 8 podemos observar que para el año 2026 el transformador TS-05 tiene una cargabilidad que es de consideración y para el año 2031 este se encuentra con una cargabilidad que sobrepasa el 100%. Respecto a los perfiles de tensión se tiene que en el año 2031 el alimentador BELC27 presentaría un nivel de tensión por fuera de los límites regulatorios. En el ANEXO B podemos observar el comportamiento del perfil de tensión en cada uno de los alimentadores a mediano y largo plazo.

8. METODOLOGÍAS Y RESULTADOS

8.1. UBICACIÓN ÓPTIMA BANCO DE CAPACITORES

8.1.1. MÉTODO HEURÍSTICO

La heurística es un método basado en el sentido común o la experiencia regido por un conjunto de criterios empíricos que son orientados a buscar una solución buena, con el fin de que sea fácil y rápido a problemas complejos pero no exactamente será la solución más beneficiosa.

El desarrollo de la metodología heurística para la ubicación de capacitores en sistemas de distribución, se basa en una combinación de técnicas o etapas [21]:

- 1) Adición al sistema de un banco de capacitores de tamaño definido, se construye una solución o esquema de compensación preliminar (Conjunto de capacitores, tamaño y localización).
- 2) Teniendo en cuenta los resultados de 1), se propone mejorar la solución mediante una exploración de vecindades; en cada adición sugerida por la etapa inicial, se analiza la posibilidad de reubicar los bancos presentes en las localizaciones cercanas.

El análisis se realiza con una serie de experimentos ficticios, de tal manera que esto permita observar el impacto que tienen las diferentes acciones sobre las pérdidas y el perfil de tensión del sistema.

8.1.1.1. PRIMERA ETAPA

Inicia con un “banco de prueba” de tamaño conocido, utilizado como un medio virtual que permita medir las repercusiones que ocurren en la red ante la ubicación del banco de compensación en un nodo cualquiera de la red, que cumpla con las restricciones básicas de carga, tensión y de que ningún ramal presente un factor de potencia en adelanto. El banco podrá ser fijado solo si se requieren reactivos en ese punto. Así, teniendo en cuenta el estado del sistema se podrán establecer un conjunto de nodos aptos o “nodos candidatos” para dar cabida temporal al banco de prueba [21]. En la tabla 9, podemos observar el cálculo de los bancos de capacitores teniendo en cuenta el factor de potencia objetivo.

Tabla 9. Cálculo de los banco de capacitores para cada alimentador.

ALIMENTADOR	P (kW)	F.P. ACTUAL	F.P. OBJETIVO	BANCO (kVAR)
BELC21	1981	0.858	0.95	534.82
BELC22	1169	0.865	0.95	293.88
BELC23	3285	0.855	0.95	912.89
BELC24	1879	0.92	0.95	182.85
BELC27	6070	0.916	0.95	663.35
BELC28	4309	0.878	0.95	932.84
BELC29	3677	0.818	0.95	1377.097
BELC30	4866	0.859	0.95	1300.82
BELC31	5083	0.906	0.95	704.045

Fuente: Autor

Seguidamente, debemos de establecer los nodos candidatos teniendo en cuenta el tamaño del banco de prueba y que se requieran los reactivos en ese punto, además se aproximó la capacidad del banco calculado a un valor comercial. En la tabla 10, observamos los nodos candidatos para cada alimentador.

Tabla 10. Nodos candidatos.

ALIMENTADOR	NODO	BANCO (kVAR)
BELC21	Node_AMVE1438	500
BELC22	Node_AMVE1153	300
BELC23	Node_AMVE2280	960
BELC24	Node_AMVE21	180
BELC27	Node_AMVE555	600
BELC28	Node_AMVE4021	960
BELC29	Node_AMVE1801	1200
BELC30	Node_AMVE3542	1200
BELC31	Node_AMVE3379	720

Fuente: Autor

En la tabla 11, observamos como los parámetros eléctricos variaron con la instalación de los bancos de capacitores en cada uno de los alimentadores.

Tabla 11. Resultados primera aproximación parámetros eléctricos método heurístico.

TRAFO	CARG. (%)	ALIM	FP	TENSIÓN (P.U.)		PÉRDIDAS (KWH-DIA)
				MAX	MIN	
TS-04	38.6	BELC21	0.943	1.035555676	1.024682417	0.26274727

		BELC22	0.95	1.035555516	1.029746259	0.08973301
		BELC23	0.951	1.035555515	1.01124148	0.88077124
		BELC24	0.949	1.035555699	1.018536875	0.24053040
TS-05	67.8	BELC27	0.945	1.027080829	0.976557523	3.05114535
		BELC28	0.949	1.027081035	0.992015133	1.49098072
		BELC29	0.932	1.027081061	0.989124352	1.70421201
		BELC30	0.942	1.02708095	0.998903912	1.33889165
		BELC31	0.948	1.027080949	0.99979664	1.07858414

Fuente: Autor

Es notable el mejoramiento que han presentado los alimentadores con la instalación de los banco de capacitores (bancos de prueba); la cargabilidad de los transformadores disminuyo, el factor de potencia presento un mejoramiento en cada alimentador, las tensiones siguen permaneciendo dentro de los limites regulatorios y las pérdidas disminuyeron.

De acuerdo al objetivo que se persiga por la aplicación de los bancos de capacitores sobre el sistema de distribución, se tienen en cuenta dos variables para evidenciar los “beneficios” de un esquema de compensación: La ganancia de tensión y la disminución de pérdidas. Debido a que los alimentadores no presentan perfiles de tensión por fuera de los limites regulatorios, el objetivo será la reducción de las pérdidas. En la tabla 12, se observa la comparación de las pérdidas actuales con las pérdidas al instalar los bancos de capacitores en los nodos candidatos.

Tabla 12. Comparación de las pérdidas.

ALIMENTADORES	PÉRDIDAS (KWH-DIA)	
	SIN COMPENSACIÓN	CON COMPENSACIÓN
BELC21	0.296623432	0.262747277
BELC22	0.099790279	0.089733015
BELC23	1.026785515	0.880771243
BELC24	0.246948022	0.240530403
BELC27	3.240062073	3.051145351
BELC28	1.600265892	1.490980724
BELC29	1.792167079	1.704212016
BELC30	1.3685027	1.338891655
BELC31	1.267452363	1.078584144

Fuente: Autor

8.1.1.2. MODIFICACIONES Y VERSIÓN FINAL

El mejoramiento de la primera etapa estará dado por una exploración de aquellos puntos sobre los que se decide abordar una acción de compensación. Si un nodo (nodo ganador) fue seleccionado para alojar un banco de capacitores (banco de prueba), la heurística propuesta procederá analizar si la red es capaz de recibir en dicha posición, la potencia reactiva instalada en los nodos vecinos [21]. En la tabla 13, observamos los nodos vecinos a los cuales se les instalara los nuevos bancos de capacitores.

Tabla 13. Nodos vecinos al desarrollar la exploración de vecindades.

ALIM.	NODOS VECINOS	BANCO (kVAR)
BELC21	Node_AMVE1439	200
	Node_AMVE1440	300
BELC22	Node_AMVE1205	120
	Node_AMVE836	180
BELC23	Node_AMVE2281	480
	Node_MVEL112452	480
BELC24	Node_AMVE207	60
	Node_AMVE19	120
BELC27	Node_MVEL77979-1	300
	Node_AMVE557	300
BELC28	Node_AMVE4019	480
	Node_AMVE4017	480
BELC29	Node_AMVE1798	600
	Node_AMVE2157	600
BELC30	Node_DMVEL123423	600
	Node_MVEL124865-2	600
BELC31	Node_AMVE3524	360
	Node_AMVE3378	360

Fuente: Autor

Las modificaciones efectuadas en el sistema presentan un mejor beneficio debido a que se evidencia en la tabla 14 una pequeña disminución en las pérdidas al ser comparadas con la primera etapa.

Tabla 14. Comparación de las pérdidas de la primera etapa con la versión final.

ALIMENTADORES	PÉRDIDAS (KWH-DIA)	
	PRIMERA ETAPA	VERSIÓN FINAL
BELC21	0.262747277	0.261536725
BELC22	0.089733015	0.089137096
BELC23	0.880771243	0.872573463
BELC24	0.240530403	0.240193866
BELC27	3.051145351	3.044645464
BELC28	1.490980724	1.475507521
BELC29	1.704212016	1.69534163
BELC30	1.338891655	1.335416727
BELC31	1.078584144	1.07784436

Fuente: Autor

8.1.2. RESULTADOS

8.1.2.1. COMPARACIÓN RESULTADOS SIN Y CON COMPENSACIÓN

A partir de las simulaciones realizadas en cada una de las etapas del método, teniendo los nodos candidatos para instalación de bancos de capacitores y determinando el mejoramiento a partir de estos. Los resultados obtenidos sin y con compensación se registran en la tabla 17.

Tabla 15. Comparación resultados sin y con compensación en cada uno de los alimentadores.

Alimentador	Estado	Tensión (p.u.) Máx.	Tensión (p.u.) Mín.	Factor de potencia	Pérdidas (kWh-Día)
BELC21	SIN	1.0283118	1.0156976	0.858	0.296623432
	CON	1.0355528	1.024745929	0.943	0.261536725
BELC22	SIN	1.0283117	1.0215043	0.865	0.099790279
	CON	1.03555264	1.029804904	0.95	0.089137096
BELC23	SIN	1.0283116	0.999000	0.855	1.026785515
	CON	1.035552639	1.011555988	0.951	0.872573463
BELC24	SIN	1.0283119	1.0109576	0.92	0.246948022
	CON	1.035552823	1.018560757	0.949	0.240193866
BELC27	SIN	1.0171110	0.9642394	0.916	3.240062073
	CON	1.027074025	0.976642322	0.945	3.044645464
BELC28	SIN	1.0171111	0.9802575	0.878	1.600265892
	CON	1.027074231	0.99226411	0.949	1.475507521

BELC29	SIN	1.0171111	0.9775498	0.818	1.792167079
	CON	1.027074256	0.989312812	0.932	1.69534163
BELC30	SIN	1.0171110	0.9885266	0.859	1.3685027
	CON	1.027074146	0.998966664	0.942	1.335416727
BELC31	SIN	1.0171111	0.98397685	0.906	1.267452363
	CON	1.027074145	0.99983153	0.948	1.07784436

Fuente: Autor

Se puede observar que con la instalación de los bancos de capacitores se tiene reducción de pérdidas en todos los alimentadores en estudio, corrección de los factores de potencia que se encontraban por fuera de los límites regulatorios y se denota un pequeño crecimiento en el nivel tensión.

8.1.2.2. COSTO DE LA ENERGÍA CONCERNIENTE AL OR

Para conocer el costo del ahorro de la energía, es necesario identificar las componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio concernientes al Operador de Red (Nivel de tensión 2) las cuales se encuentran registradas en la tabla 16.

Tabla 16. Componentes del costo de la energía concernientes al OR.

COMPONENTE	\$/kWh
G	223.42
T	38.728
R	20.268
TOTAL	282.416

Fuente: Autor

El ahorro de energía por año con la instalación de los bancos de capacitores se registra en la tabla 17.

Tabla 17. Ahorro de energía con la instalación de los bancos de capacitores.

Alimentador	Ahorro de energía (kWh-Día)	Ahorro de energía (kWh-Año)	Ahorro económico (\$)
BELC21	0.035086707	4674.42654	1,320,132
BELC22	0.010653183	1419.270305	400,824
BELC23	0.154212052	20544.90063	5,802,208

BELC24	0.006754156	899.8224331	254,124
BELC27	0.195416609	26034.37773	7,352,524
BELC28	0.124758371	16620.93398	4,694,017
BELC29	0.096825449	12899.57044	3,643,045
BELC30	0.033085973	4407.878753	1,244,855
BELC31	0.189608003	25260.5262	7,133,976

Fuente: Autor

8.1.2.3. RETORNO DE LA INVERSIÓN

Para conocer el retorno de la inversión es necesario estimar el precio de los bancos de capacitores, teniendo en cuenta los kVAR se tienen el costo total de la instalación de los bancos, esto se registra en la tabla 18.

Tabla 18. Costo total de la instalación de los banco de capacitores.

Alimentador	Banco (kVAR)		Costo total (\$)
BELC21	200	300	32,290,000
BELC22	120	180	19,191,800
BELC23	480	480	60,274,000
BELC24	60	120	11,458,400
BELC27	300	300	38,374,000
BELC28	480	480	60,274,000
BELC29	600	600	74,874,000
BELC30	600	600	74,874,000
BELC31	360	360	45,674,000

Fuente: Autor

Calculamos el retorno de la inversión a partir del ahorro de energía o ahorro económico, teniendo en cuenta el ciclo de vida útil de los bancos de capacitores (30 años) y la reducción de pérdidas de energía eléctrica. A continuación, observamos el tiempo de retorno de la inversión.

Tabla 19. Retorno de la inversión.

Total Inversión	\$/Año	Ahorro económico (\$)	Retorno Inversión (Años)	Retorno Inversión (Meses)
417,284,200	13,909,473	31,845,705	13.1	157

Fuente: Autor

Se tiene que el retorno de la inversión se reflejaría al transcurrir 157 meses y la vida útil de los bancos de capacitores se estiman de 360 meses, con lo cual se tiene de diferencia 203 meses donde se generaría beneficio económico. El retorno de la inversión se da gracias a la reducción de pérdidas de energía eléctrica con la instalación de los bancos de capacitores que en el año daría como resultado un ahorro económico total de 31,845,705.

8.2. UBICACIÓN ÓPTIMA REGULADORES DE TENSIÓN

8.2.1. MÉTODO HEURÍSTICO

El método consta de dos partes [18]:

8.2.1.1. SELECCIÓN

Inicialmente se realiza el flujo de carga de los alimentadores que se encuentran en estudio, y determinamos los nodos críticos es decir con caídas de tensión por fuera de los límites regulatorios. Seguidamente, se seleccionan tres nodos estableciendo tres puntos inicio del circuito, intermedio y cola de circuito.

Teniendo en cuenta que actualmente los perfiles de tensión de los alimentadores se encuentran dentro de los límites regulatorios, se tomara en cuenta el crecimiento de la demanda hasta el año 2031. El análisis desarrollado en el inciso 7.5 del crecimiento de la demanda se pudo observar que el alimentador BELC27 para el año 2031 empieza a presentar perfiles de tensión por fuera de los límites regulatorios, con una tensión mínima de 0.887 p.u., por lo tanto todos los nodos de este alimentador que presentan la caída de tensión por fuera del estándar se observan en la tabla del ANEXO C.

En la tabla 15, observamos los nodos candidatos, la capacidad del regulador, el tap, el rango de regulación y paso o tensión adicional por tap.

Tabla 20. Nodos candidatos para la instalación de un regulador de tensión.

#	NODO	KVA	TAP	REG(%)	PASO(%)
1	BELC27	340	8	10	0.625
2	Node_AMVE543				
3	Node_GMVEL103308-1				

Fuente: Autor

8.2.1.2. UBICACIÓN DE LOS REGULADORES DE TENSIÓN.

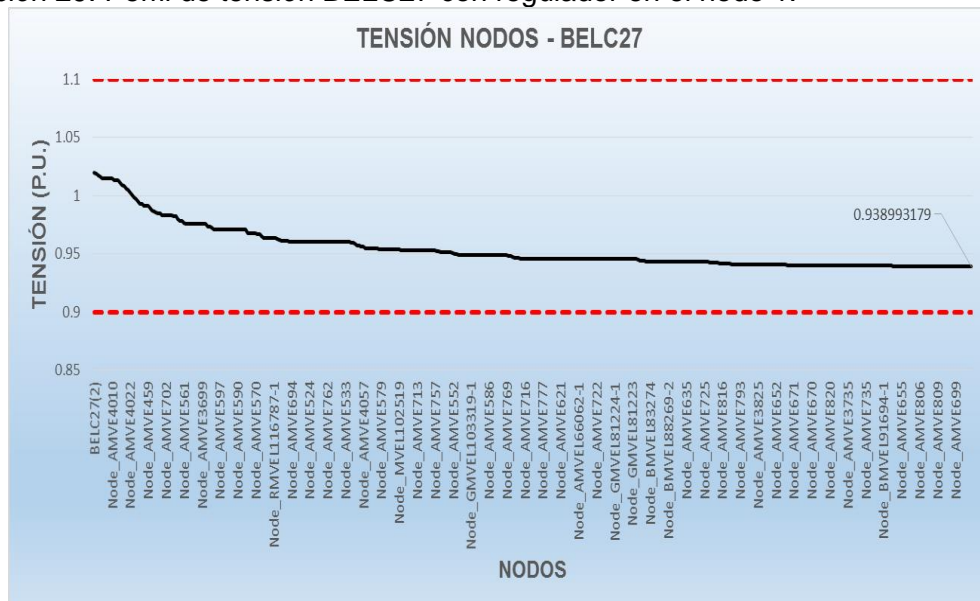
Seleccionados los nodos candidatos a ser ubicados los reguladores de tensión, se debe hacer:

- Colocar el regulador de tensión al final del nodo seleccionado.
- Realizar un flujo de carga sesteando los parámetros del regulador colocado.
- Comparar los resultados con respecto al flujo anterior
- Mover la ubicación el regulador de tensión y volver al paso b.
- Probados los sitios candidatos se detiene el proceso
- Finalmente, el regulador de tensión que mejor se adapte y cumpla con las expectativas con respecto a los flujos de carga se queda ubicado en el circuito.

Se trata de definir la mejor alternativa para compensar la caída de tensión a lo largo del circuito, fijándose únicamente en parámetros técnicos de funcionamiento del circuito. Brinda soluciones confiables, ya que una vez se implementa el regulador se ejecuta flujos de carga para analizar el mejor perfil de tensión a lo largo del alimentador [18].

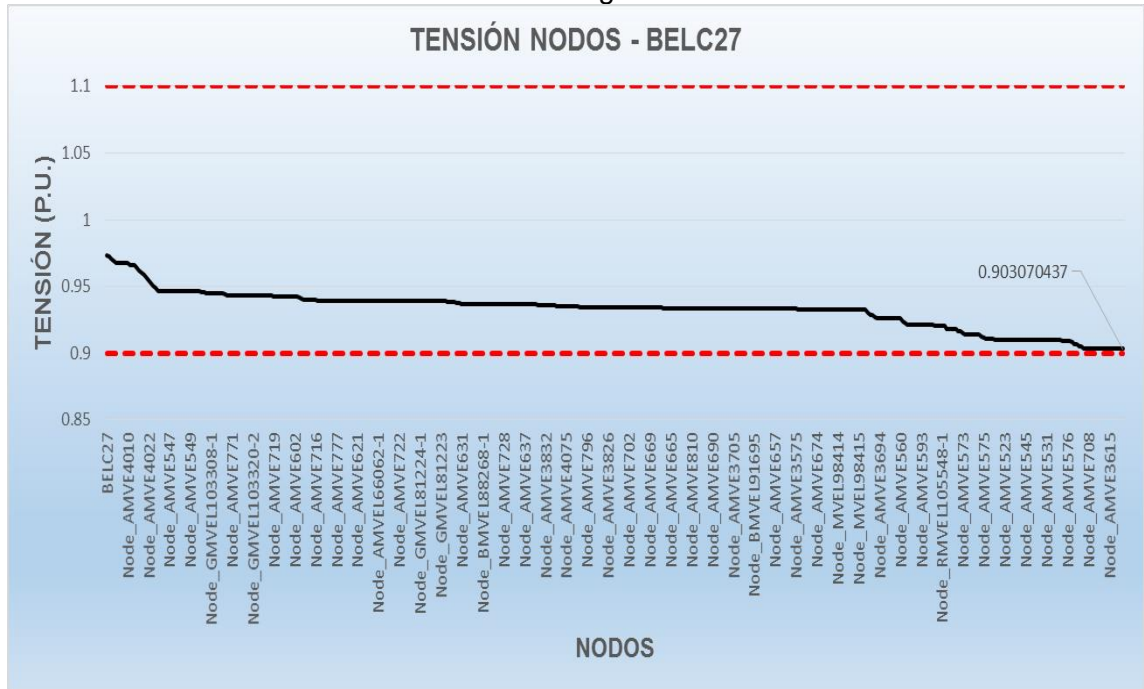
Teniendo en cuenta los pasos anteriores, se tiene que al instalar el regulador de tensión en cada uno de los nodos candidatos, el perfil de tensión cambia presentando niveles de tensión dentro de los estándares regulatorios, pero existen ciertas variaciones en cada uno de ellos, esto se evidencia en las siguientes ilustraciones:

Ilustración 29. Perfil de tensión BELC27 con regulador en el nodo 1.



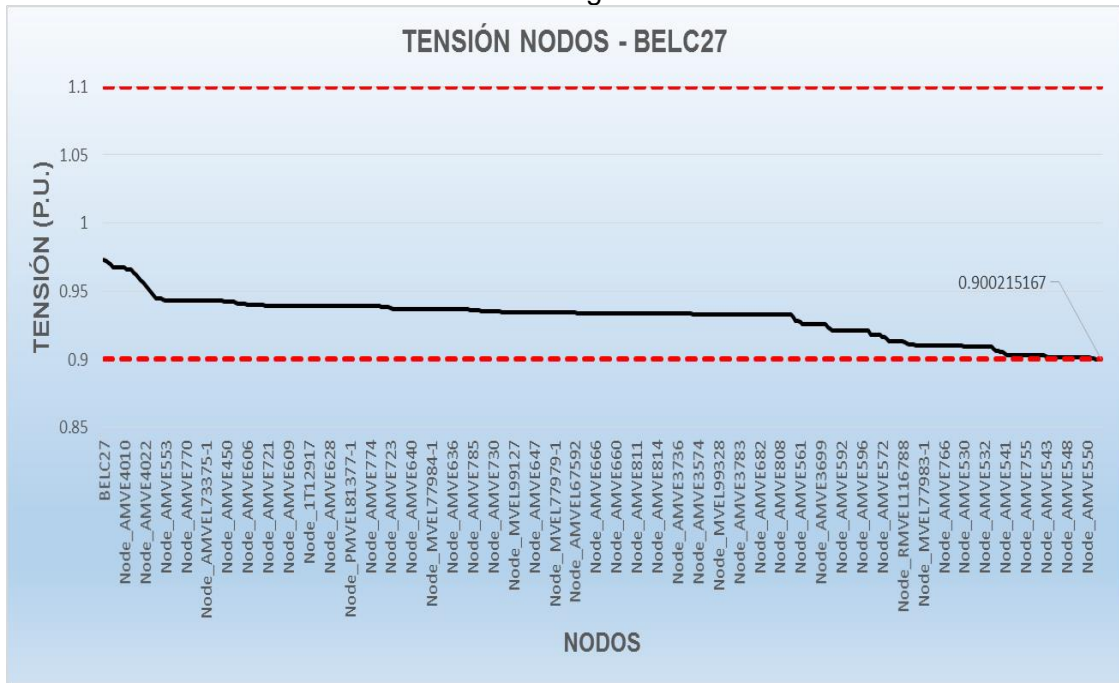
Fuente: Autor

Ilustración 30. Perfil de tensión BELC27 con regulador en el nodo 2.



Fuente: Autor

Ilustración 31. Perfil de tensión BELC27 con regulador en el nodo 3.



Fuente: Autor

La decisión de tomar la mejor posición del regulador de tensión está dada por las pérdidas de energía eléctrica (kWh-Día), las cuales las podemos observar en la tabla 17. Es notable que en cada nodo se presentan mejoras, pero el nodo 1 es el que presenta un mayor beneficio en el sistema, ya que los perfiles de tensión se encuentran dentro de un rango muy aceptable y las pérdidas son menores a diferencia de los demás nodos.

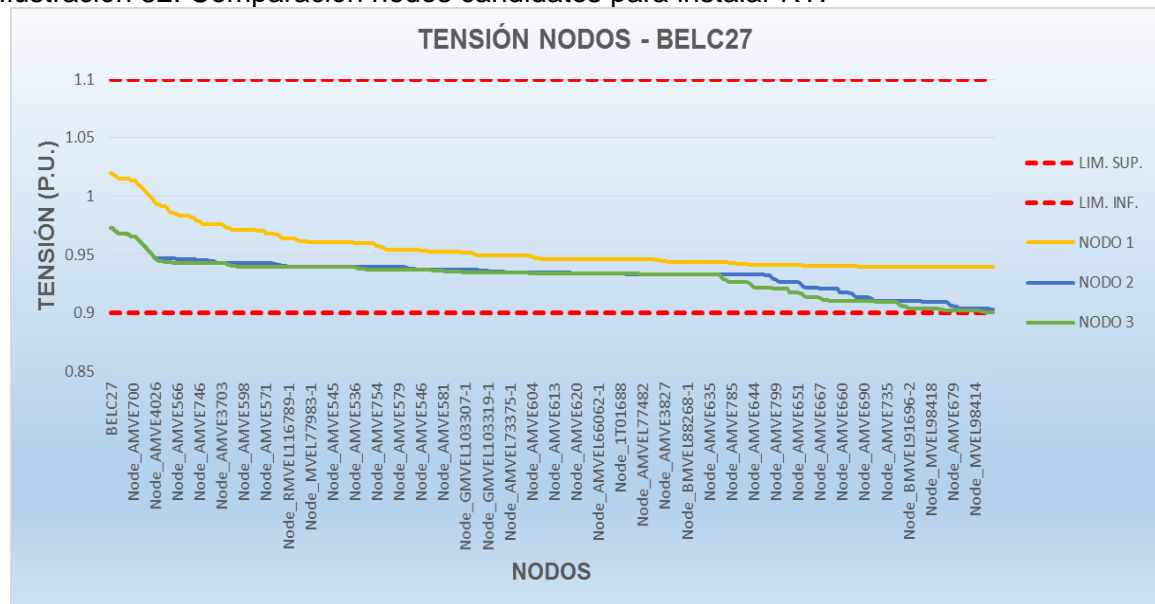
Tabla 21. Comparación parámetros eléctricos con RT en cada nodo candidato.

PARÁMETROS	NODO 1	NODO 2	NODO 3
PÉRDIDAS (KWH-DÍA)	7.331547609	8.154125386	8.161911903
TENSIÓN MÁX (P.U.)	1.019794885	0.972970198	0.972991445
TENSIÓN MÍN (P.U.)	0.938993179	0.903070437	0.900214755

Fuente: Autor

En la ilustración 32, se observa el comportamiento del perfil de tensión con la instalación del RT en los nodos candidatos. Es de notar que en el nodo 1 en cuanto al perfil de tensión es el que presenta mayor beneficio en el alimentador a diferencia de los demás nodos.

Ilustración 32. Comparación nodos candidatos para instalar RT.



Fuente: Autor

8.2.2. RESULTADOS

A partir del crecimiento de la demanda se pudo conocer que para el año 2031 el alimentador BELC27 presentaría perfiles de tensión por fuera de los estándares regulatorios. El método presentado que todos los nodos candidatos para la instalación de un regulador de tensión tenían beneficios en el alimentador BELC27, pero que el nodo que se encontraba en la cabecera del alimentador sería el que tendría mayores beneficios para el alimentador. Los resultados obtenidos con la instalación del regulador de tensión en el nodo seleccionado se registran en la tabla 18.

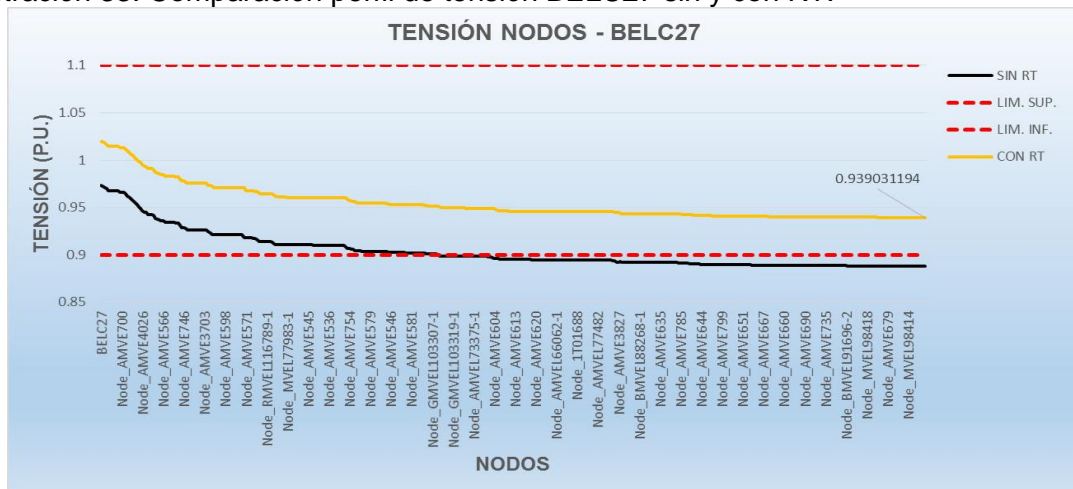
Tabla 22. Comparación resultados sin y con regulador de tensión en el nodo seleccionado.

PARÁMETROS	SIN RT	NODO 1
PÉRDIDAS (KWH-DÍA)	8.20570217	7.331547609
TENSIÓN MÁX (P.U.)	0.973081025	1.019794885
TENSIÓN MÍN (P.U.)	0.887610127	0.938993179

Fuente: Autor

Se puede observar en la anterior tabla que con la instalación del RT en el nodo 1 se presentan mejoras en el nivel de tensión permitiendo estar dentro de los límites regulatorios y una reducción de pérdidas significativas. En la ilustración 33, podemos observar el comportamiento del perfil de tensión del alimentador BELC27 sin y con regulador de tensión.

Ilustración 33. Comparación perfil de tensión BELC27 sin y con RT.



Fuente: Autor

Se evidencia la diferencia que existe con la instalación del regulador de tensión en ese nodo del alimentador generando beneficios, ya que sin el regulador de tensión el alimentador se encontraría por fuera del límite inferior permitido.

Tabla 23. Retorno inversión reguladores de tensión.

Alimentador	Ahorro de energía (kWh-Año)	Ahorro económico (\$)	Costo total (\$)	Retorno Inversión (Años)
BELC27	116459.2414	32,889,953	197,054,000	6

Fuente: Autor

Se tiene que el retorno de la inversión se reflejaría al transcurrir 6 años y teniendo en cuenta que la vida útil del equipo se estima en unos 30 años, con lo cual se tiene de diferencia 24 años donde se generaría beneficio económico.

9. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

		SEMANAS														
ACTIVIDAD	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1.Consulta bibliográfica	X	X	X													
2.Diagnóstico			X	X	X											
3. Análisis				X	X	X										
4.Definir metodología					X	X	X									
5. Cálculo							X	X	X	X						
6. Ubicación										X	X	X				
7. Inversiones												X	X	X		
8. Finalización del informe														X	X	X

Fuente: Autor

Descripción de actividades:

1. Consultar toda la información que tenga relación con el trabajo.
2. Hacer la simulación y generación de datos para el análisis.
3. Análisis de datos obtenidos para la debida identificación de las deficiencias.
4. Definir metodología de cálculo para la ubicación optima de bancos de capacitores y reguladores de tensión.
5. Cálculo de la metodología para la ubicación óptima.
6. Ubicación y simulación de los cálculos obtenidos.
7. Cuantificar las inversiones en infraestructura eléctrica a mediano y largo plazo.
8. Correcciones y finalización del informe.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La Subestación Belén presenta nueve alimentadores, los cuales fueron diagnosticados por medio del flujo de potencia con ayuda del software DlgSILENT Power Factory; donde se obtuvieron parámetros como el perfil de tensión, factor de potencia y pérdidas en cada uno de los alimentadores, permitiendo identificar las deficiencias que se presentaban teniendo en cuenta los límites regulatorios vigentes.
- La aplicación de banco de capacitores presentan reducción de pérdidas, mejoran el perfil de tensión o el factor de potencia, siendo este último uno de los problemas que actualmente se presentan en los alimentadores y que con la instalación de los bancos de capacitores se busca obtener mejoras en el sistema de distribución en cuanto a su factor de potencia y reducción de pérdidas considerables.
- Actualmente el sistema de distribución no presenta niveles de tensión por fuera de los límites regulatorios, por lo tanto se hizo necesario determinar el crecimiento de la demanda en los alimentadores en estudio teniendo en cuenta los criterios establecidos por la UPME y estimando un lapso de tiempo de 10 años. Todo esto con el fin de determinar a partir de qué año los alimentadores presentan perfiles de tensión por fuera del estándar, obteniendo como resultado que para el año 2031 el alimentador BELC27 tendría un nivel de tensión por debajo del límite.
- La aplicación de los reguladores de tensión permiten mantener un perfil de tensión más estable y al igual que los bancos de capacitores tienen la ventaja de reducir las pérdidas. Como actualmente el problema no es el nivel de tensión se tomó como base el año 2031 teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda, donde se observaron niveles de tensión por fuera del límite establecido, y esto es debido a nuevas cargas que se presentan a través del tiempo, lo cual va ocasionando el debilitamiento del perfil de tensión.
- La metodología para la ubicación óptima de capacitores y reguladores de tensión, permitieron mejorar el sistema de distribución desde el punto de vista de sus parámetros eléctricos, resumiéndose todo en ahorro económico

gracias a la reducción de las pérdidas y el evitar las penalizaciones económicas por el incumplimiento.

- La implementación de los equipos en el sistema de distribución permitirían que los alimentadores en estudio cumplan con la normativa regulatoria, ya que al incumplir la normativa los operadores de red estarían sujetos a sanciones de tipo económico, con lo cual se obtuvo gran beneficio al simular la instalación de los bancos de capacitores y reguladores de tensión en el sistema, debido a que el retorno de la inversión se da en un tiempo menor a la vida útil de los equipos.
- Se recomienda realizar un estudio desde el punto de vista de todo el sistema para conocer de qué manera se ven afectadas las subestaciones aledañas a la Subestación Belén con la instalación de los bancos de capacitores y reguladores de tensión, ya que ciertos alimentadores que se encuentran en el estudio comparten cierto nodo en el sistema con otro alimentador de una subestación aledaña.
- Se recomienda que CENS S.A. ESP como Operador de Red continúen realizando de manera periódica estudios que permitan la optimización en el sistema de distribución, y de esta manera obtener beneficios en cuanto al mejoramiento de los parámetros eléctricos y reducción de pérdidas considerable.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Minas y Energía. (11 de Julio de 1994). LEY 143 DE 1994: Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Bogotá D.C., Colombia.
- [2] Ministerio de Minas y Energía. (11 de Julio de 1994). LEY 142 DE 1994: Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Bogotá D.C., Colombia.
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas. (Mayo de 2014). Marco Regulatorio Sector Energético En Colombia. Bogotá D.C., Colombia.
- [4] Comisión de Regulación de Energía y Gas. (28 de Mayo de 1998). CREG 070-1998: Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Bogotá D.C., Colombia.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas. (26 de Abril de 2005). CREG 024-2005: Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica. Bogotá D.C., Colombia.
- [6] Comisión de Regulación de Energía y Gas. (03 de Julio de 1997). CREG 108-1997: Por la cual se señalan criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones. Bogotá D.C., Colombia.
- [7] Comisión de Regulación de Energía. (8 de Marzo de 2005). CREG 018-2005: Gestión del Flujo de Potencia Reactiva. Bogotá D.C., Colombia.
- [8] Comisión de Regulación de Energía y Gas. (Enero de 2011). Cartilla: Propuesta para remunerar planes de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en sistemas de distribución local. Bogotá D.C., Colombia.

[9] Comisión de Regulación de Energía y Gas. (26 de Septiembre de 2008). CREG 097-2008: Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Bogotá D.C., Colombia.

[10] Comisión de Regulación de Energía y Gas. (01 de Octubre de 2009). CREG 122-2009: Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la empresa CENS S.A. E.S.P. e el STR y SDL. Bogotá D.C., Colombia.

[11] Rodríguez, S. R. (s.f.). ESTADO DEL ARTE EN LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES Y ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE LA SOLUCIÓN MEDIANTE BÚSQUEDA EXHAUSTIVA. VISIÓN ELECTRÓNICA, 71-80.

[12] Franco, J. F., Gallego R., R. A., & Rodas Rendon, D. E. (2006). LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE REGULADORES DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON UN MODELAMIENTO TRIFÁSICO. Scientia et Technica, 109-114.

[13] CYME. (Noviembre de 2014). Ubicación óptima de reguladores de tensión. Canadá.

[14] Morales, E. G. (Octubre de 2009). Compensación de Potencia Reactiva. México D.F.

[15] Sobalvarro Flórez, J. A., & Galán Méndez, N. A. (Mayo de 2019). Calculo, Selección y Ubicación Óptima de Reguladores de Voltaje de Media Tensión. Managua, Nicaragua.

[16] Chicaiza, M. L. (Febrero de 2018). ÓPTIMO DIMENSIONAMIENTO Y UBICACIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN USANDO ALGORITMO DE COLONIA DE HORMIGAS. Quito, Ecuador.

[17] Vega, E. D. (Julio de 2017). UBICACIÓN ÓPTIMA DE UN BANCO DE CAPACITORES, BASADO EN ALGORITMOS DE LÓGICA DIFUSA. Ibarra, Ecuador

[18] CHIMBO CAMPUZANO, M. J., & MOLINA VÉLEZ, H. A. (Septiembre de 2018). UBICACIÓN ÓPTIMA DE REGULADORES DE VOLTAJE EN EL SISTEMA DE MEDIO VOLTAJE CORRESPONDIENTE A LA SUBESTACIÓN PORTOVELO, APLICANDO SEGREGACIÓN DE FLUJO DE CARGA AL MÁS CRÍTICO. Cuenca, Ecuador.

[19] Cárdenas, W. D. (1 de Junio de 2015). CÁLCULO Y SIMULACIÓN DE COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN LAS REDES DE CENS QUE PRESENTEN UN FACTOR DE POTENCIA Y NIVELES DE TENSIÓN POR FUERA DE LOS LÍMITES REGULATORIOS. Pamplona, Norte de Santander, Colombia.

[20] Zhungur Procel, A. O., & Calva Riofrio, E. R. (2014). DISEÑO DE ESQUEMAS DE CONTROL INTEGRADO DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A. Cuenca, Ecuador.

[21] Galarza Espín, M., & Riofrío Reyes, C. (Diciembre de 2006). LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES EN REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE TÉCNICAS HEURÍSTICAS. Quito, Ecuador.

[22] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (Agosto de 2017). PROYECCIÓN REGIONAL DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA. Colombia.

[23] Comisión de Regulación de Energía y Gas. (21 de Diciembre de 2007). CREG 119-2007: Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. Bogotá D.C., Colombia.

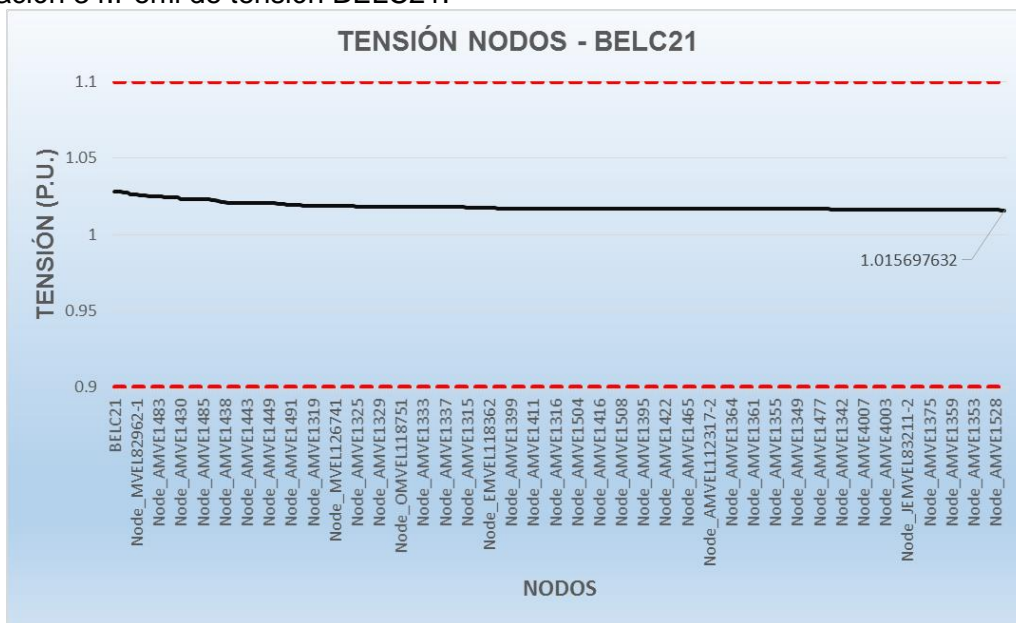
[24] Comisión de Regulación de Energía y Gas. (17 de Febrero de 2011). Radicado CREG E-2009-004040. Bogotá D.C., Colombia.

ANEXOS

ANEXO A. PERFILES DE TENSIÓN Y CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE CADA UNO DE LOS ALIMENTADORES ACTUALMENTE

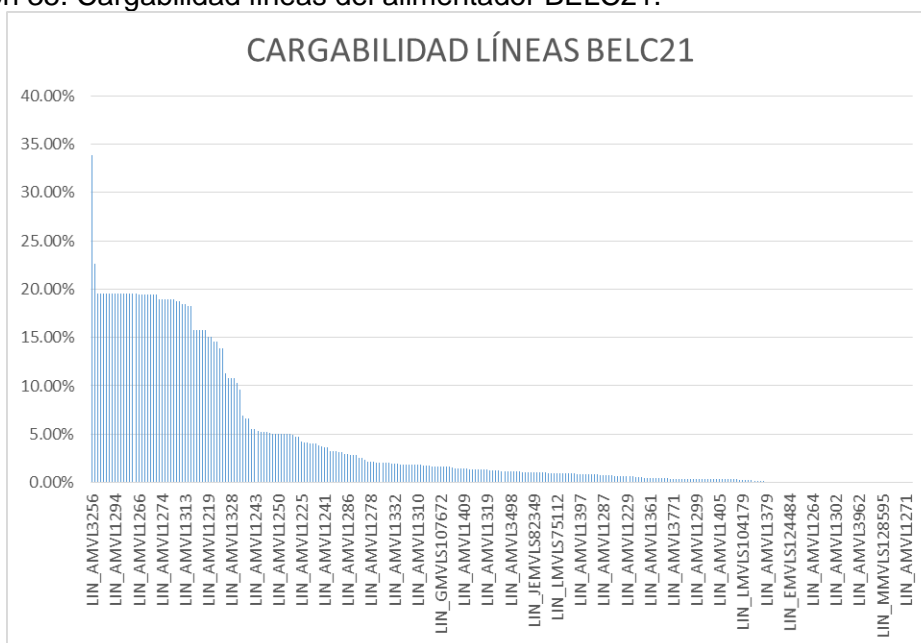
ANEXO A.1. ALIMENTADOR BELC21

Ilustración 34. Perfil de tensión BELC21.



Fuente: Autor

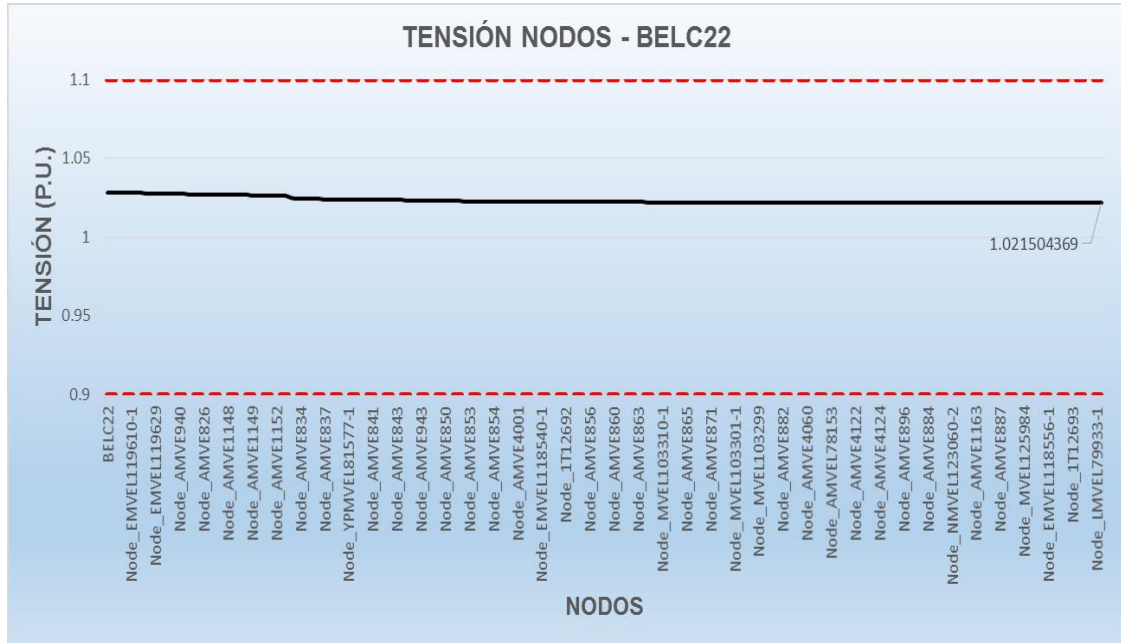
Ilustración 35. Cargabilidad líneas del alimentador BELC21.



Fuente: Autor

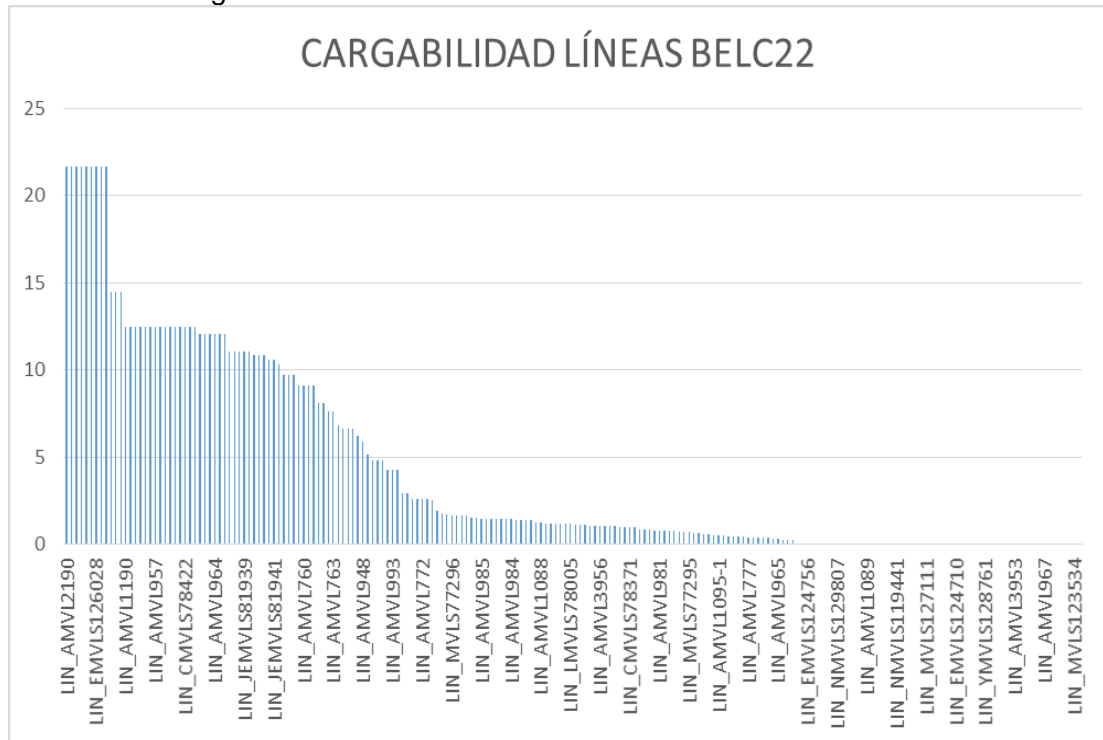
ANEXO A.2. ALIMENTADOR BELC22

Ilustración 36. Perfil de tensión BELC22



Fuente: Autor

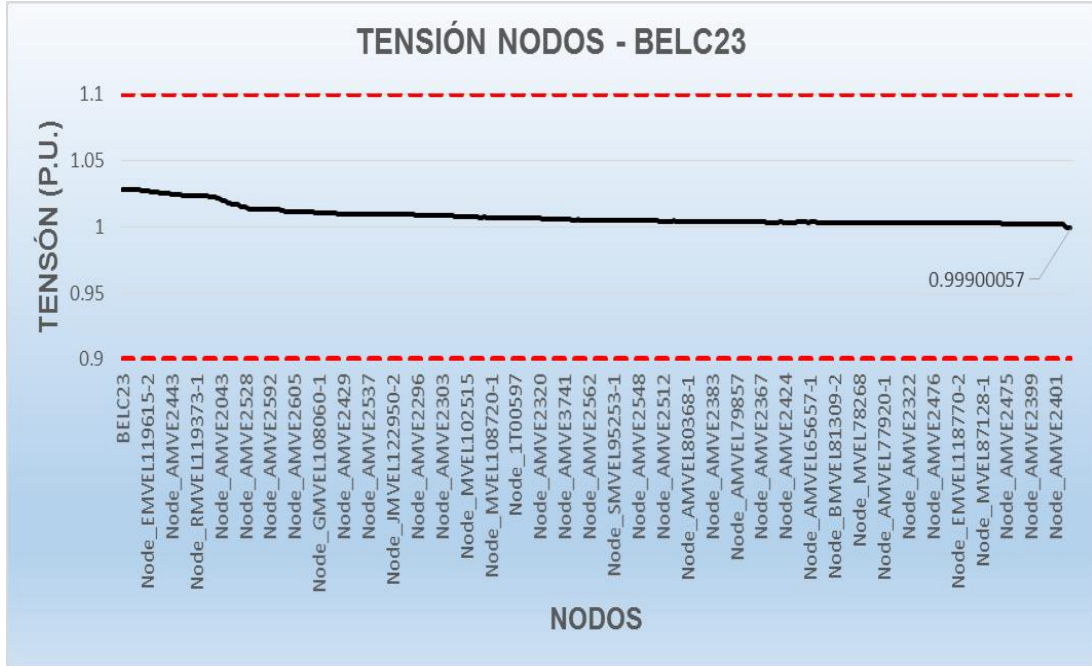
Ilustración 37. Cargabilidad líneas del alimentador BELC22.



Fuente: Autor

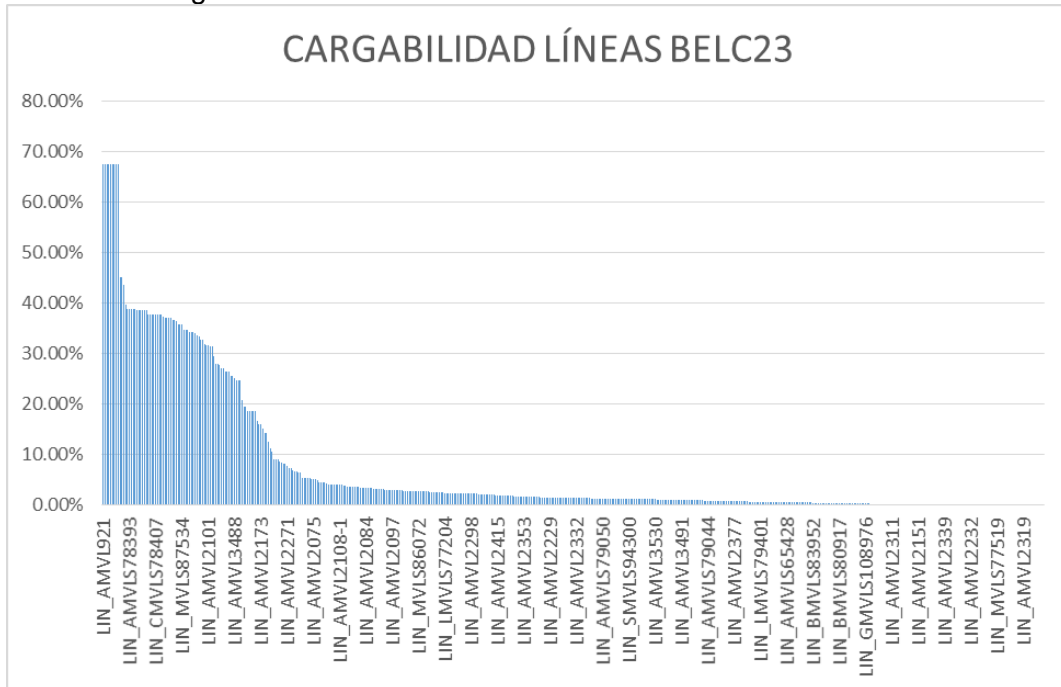
ANEXO A.3. ALIMENTADOR BELC23

Ilustración 38. Perfil de tensión BELC23.



Fuente: Autor

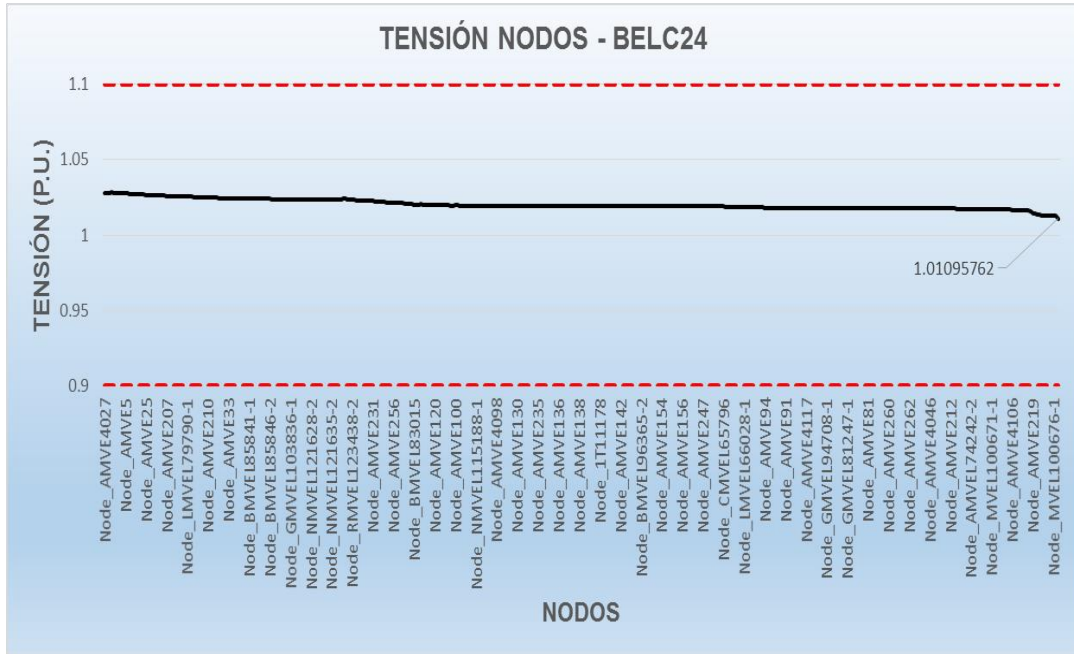
Ilustración 39. Cargabilidad líneas del alimentador BELC23.



Fuente: Autor

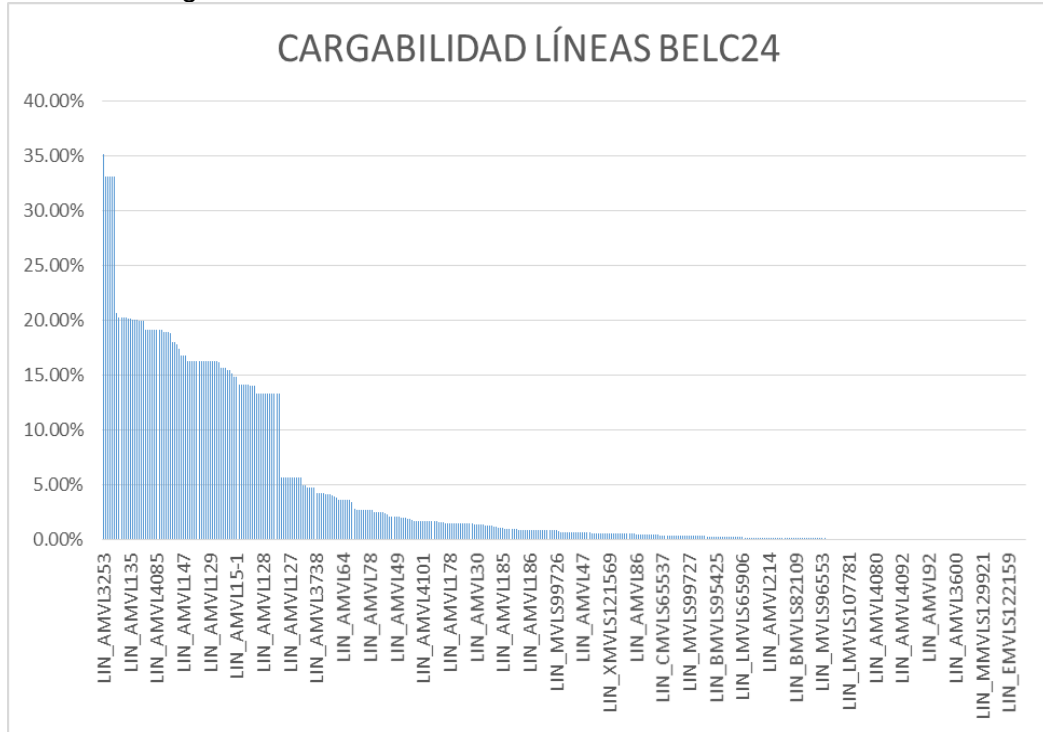
ANEXO A.4. ALIMENTADOR BELC24

Ilustración 40. Perfil de tensión BELC24.



Fuente: Autor

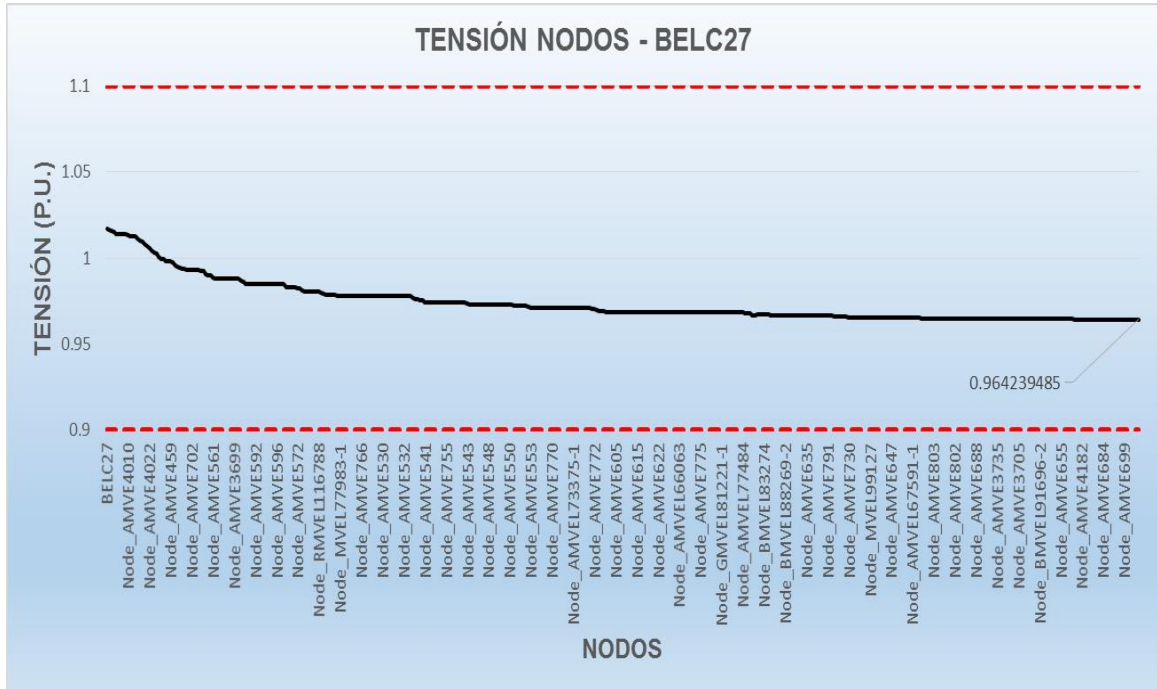
Ilustración 41. Cargabilidad líneas del alimentador BELC24.



Fuente: Autor

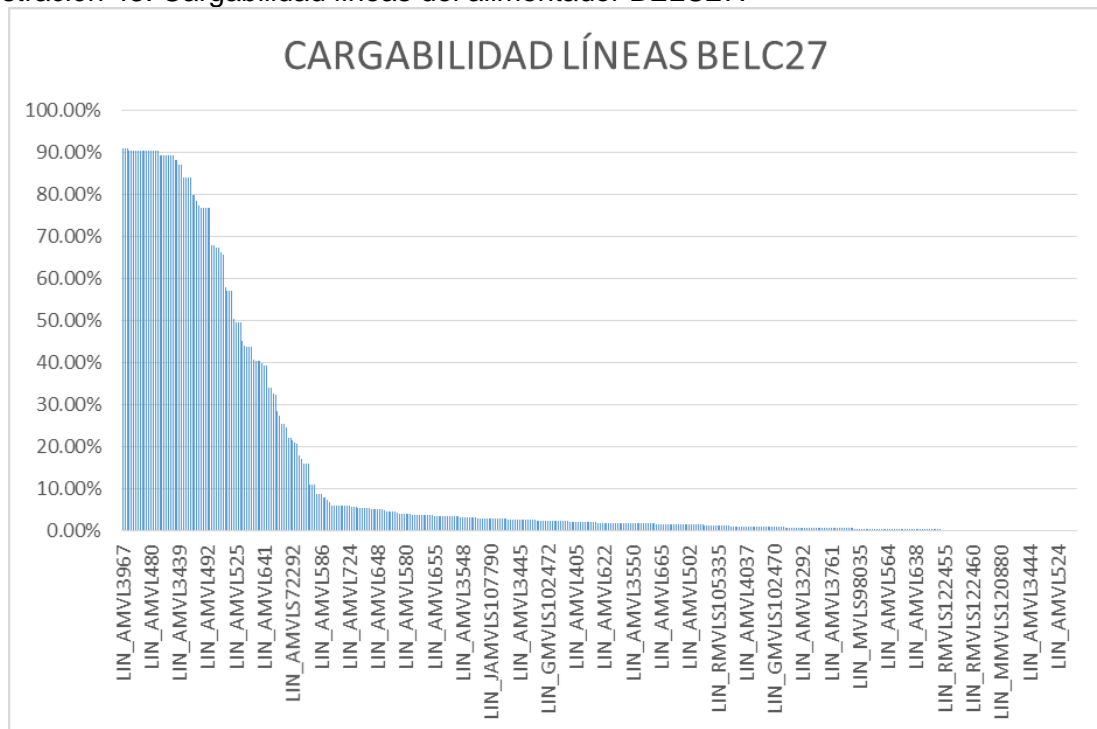
ANEXO A.5. ALIMENTADOR BELC27

Ilustración 42. Perfil de tensión BELC27.



Fuente: Autor

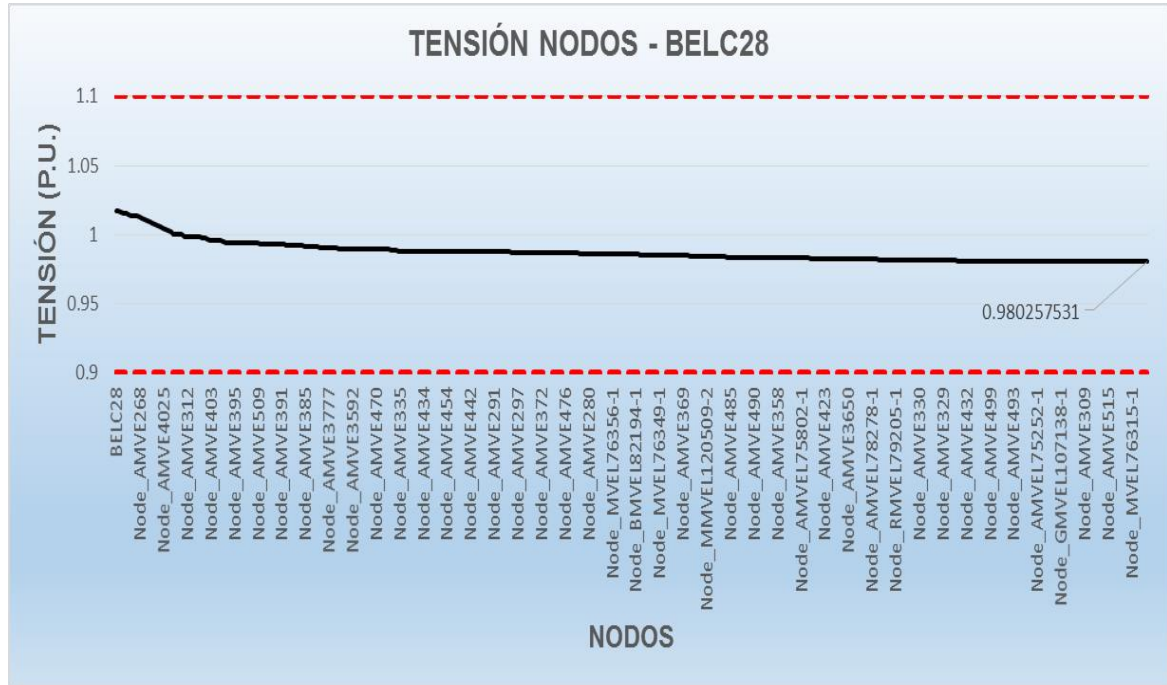
Ilustración 43. Cargabilidad líneas del alimentador BELC27.



Fuente: Autor

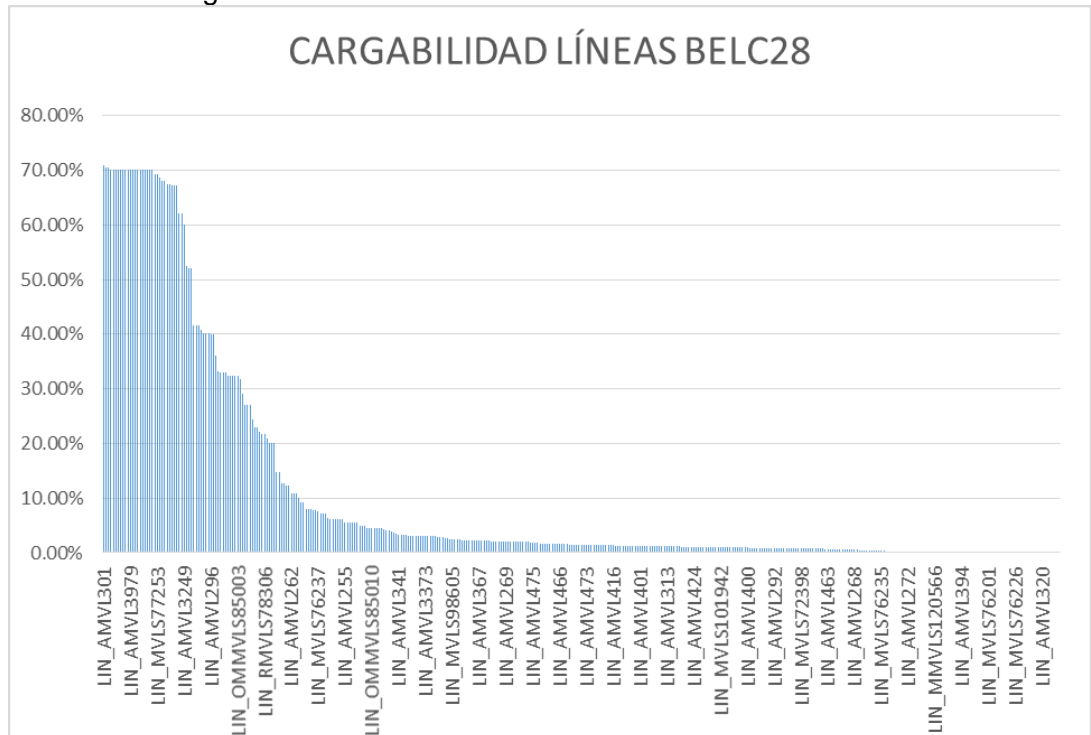
ANEXO A.6. ALIMENTADOR BELC28

Ilustración 44. Perfil de tensión BELC28.



Fuente: Autor

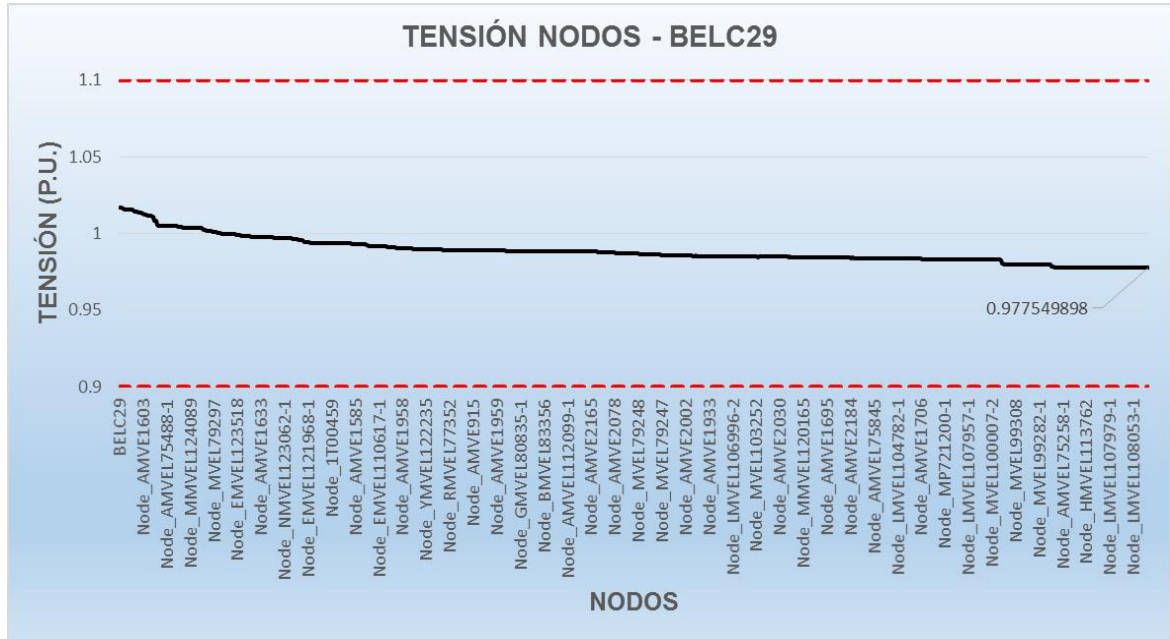
Ilustración 45. Cargabilidad líneas del alimentador BELC28.



Fuente: Autor

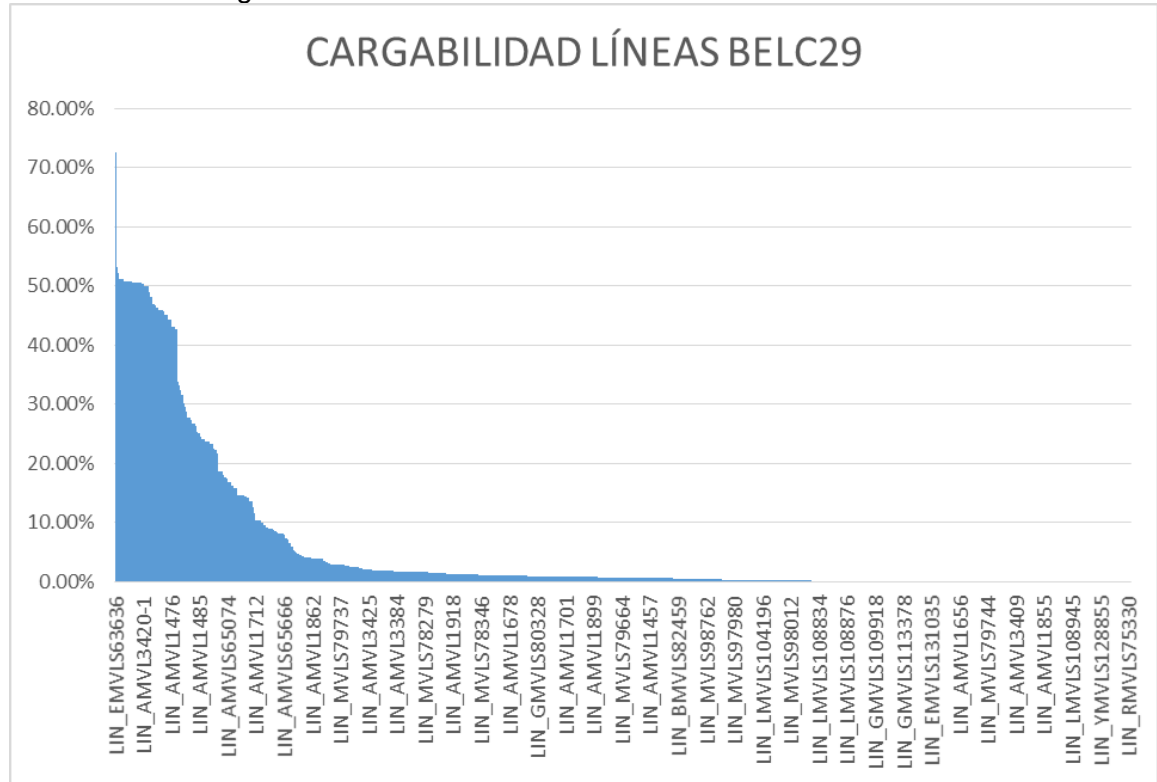
ANEXO A.7. ALIMENTADOR BELC29

Ilustración 46. Perfil de tensión BELC29.



Fuente: Autor

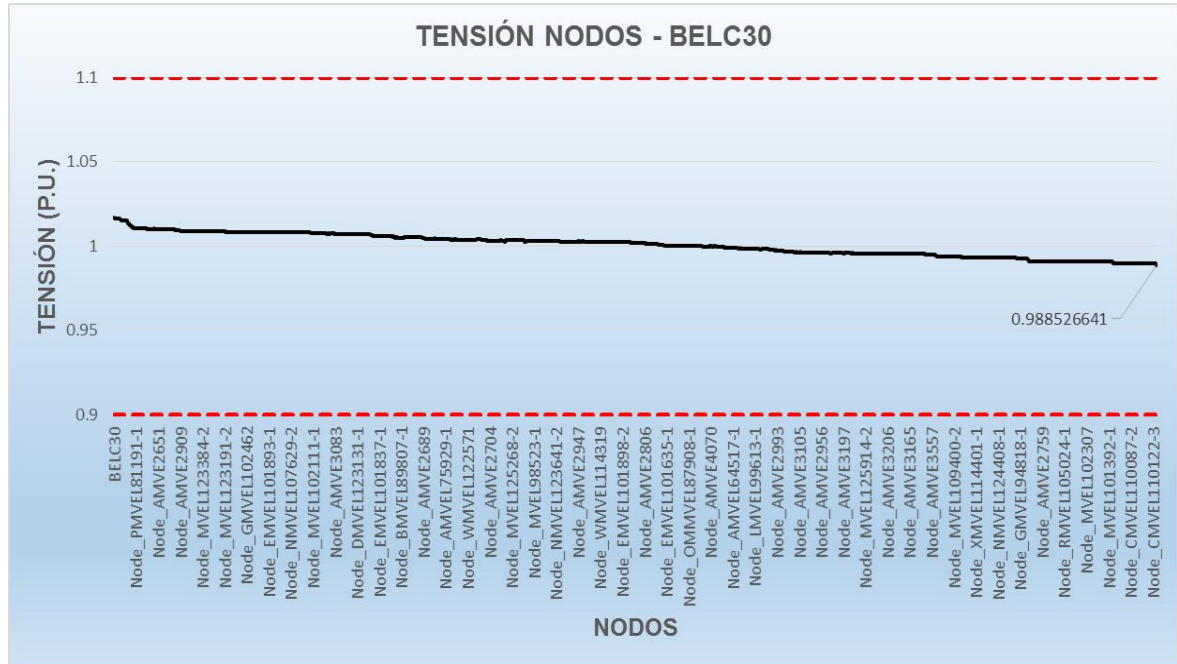
Ilustración 47. Cargabilidad líneas del alimentador BELC29.



Fuente: Autor

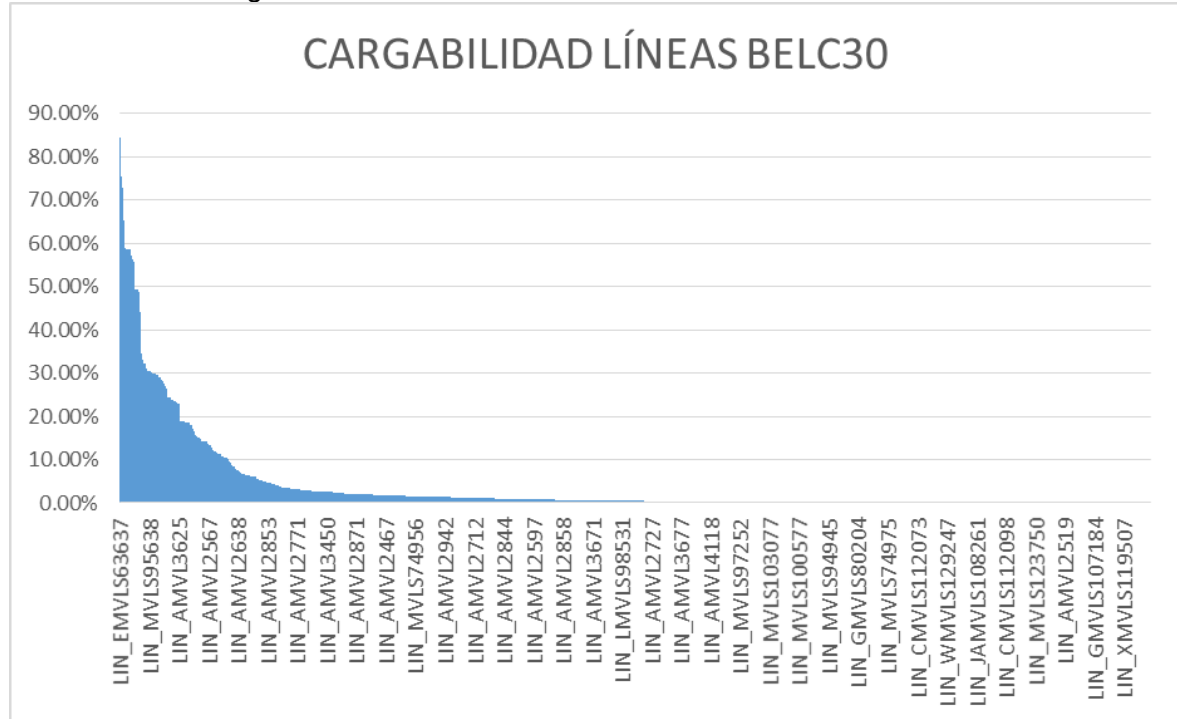
ANEXO A.8. ALIMENTADOR BELC30

Ilustración 48. Perfil de tensión BELC30.



Fuente: Autor

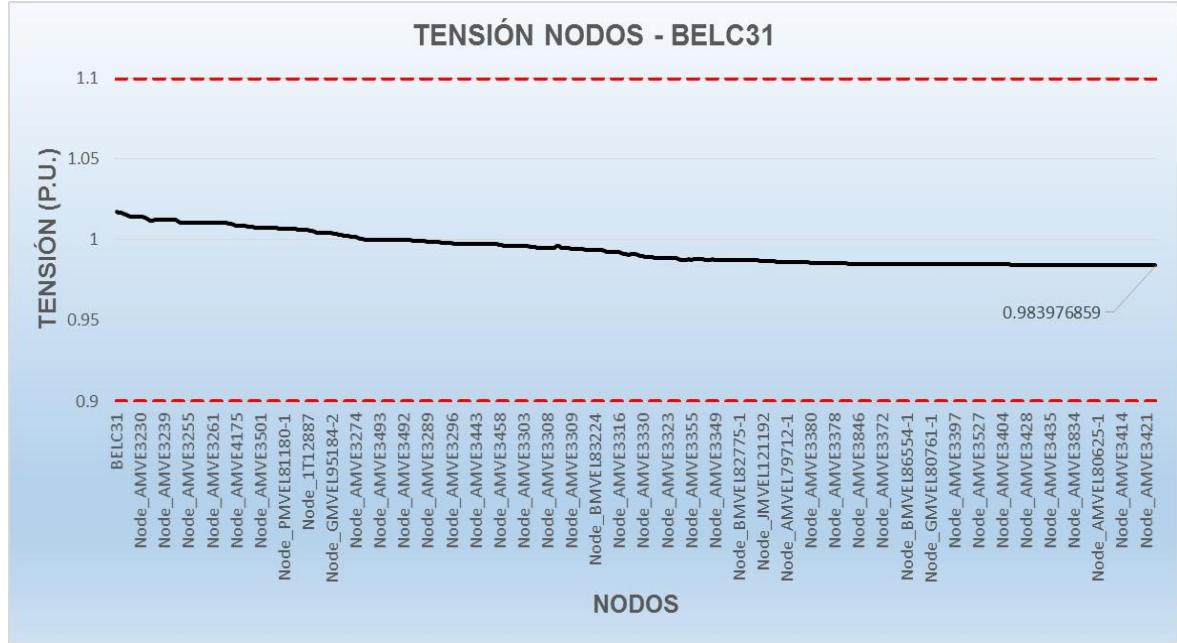
Ilustración 49. Cargabilidad líneas del alimentador BELC30.



Fuente: Autor

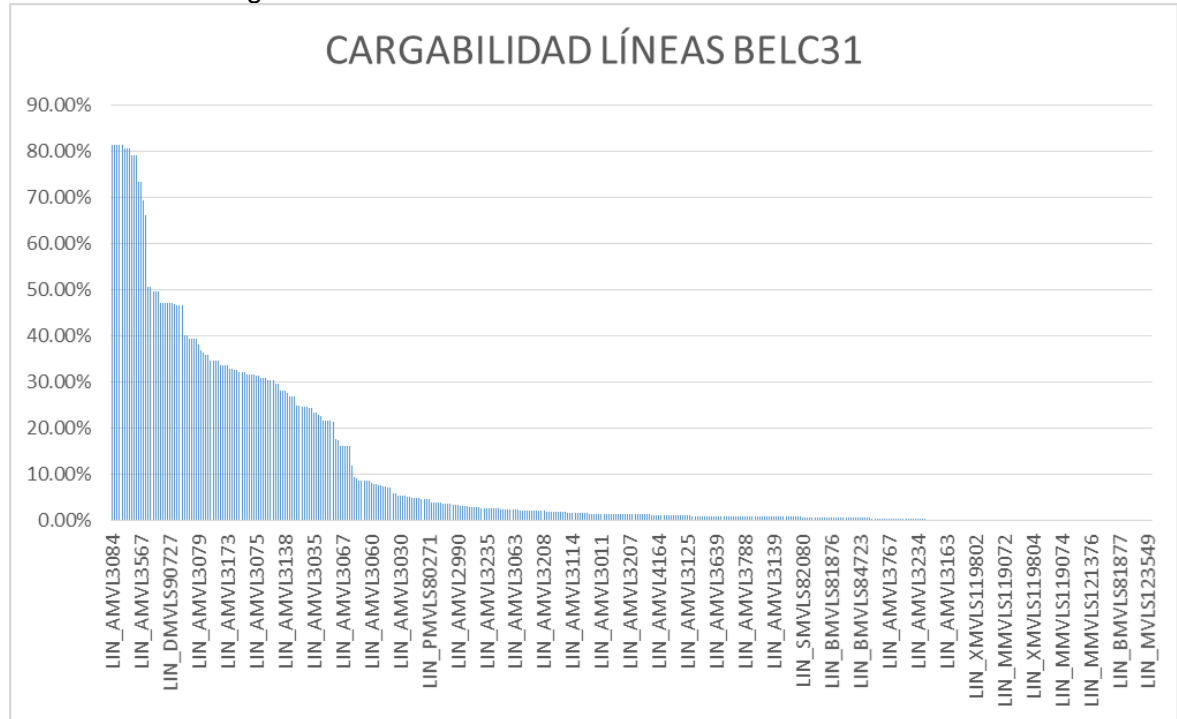
ANEXO A.9. ALIMENTADOR BELC31

Ilustración 50. Perfil de tensión BELC31.



Fuente: Autor

Ilustración 51. Cargabilidad líneas del alimentador BELC31.

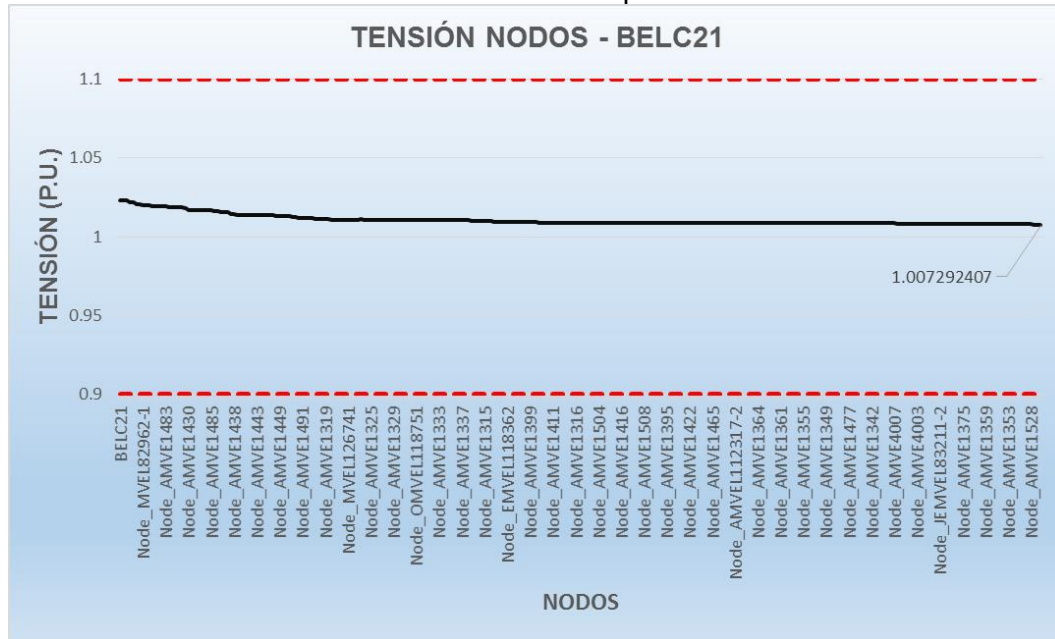


Fuente: Autor

ANEXO B. PERFILES DE TENSIÓN A MEDIANO Y LARGO PLAZO

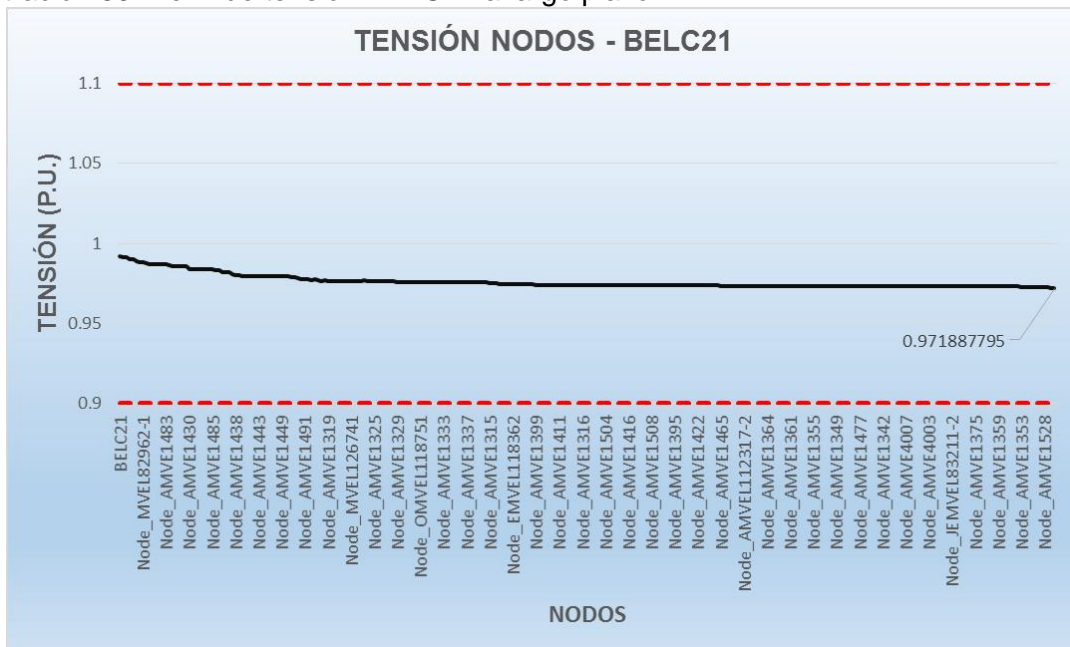
ANEXO B.1. ALIMENTADOR BELC21

Ilustración 52. Perfil de tensión BELC21 a mediano plazo.



Fuente: Autor

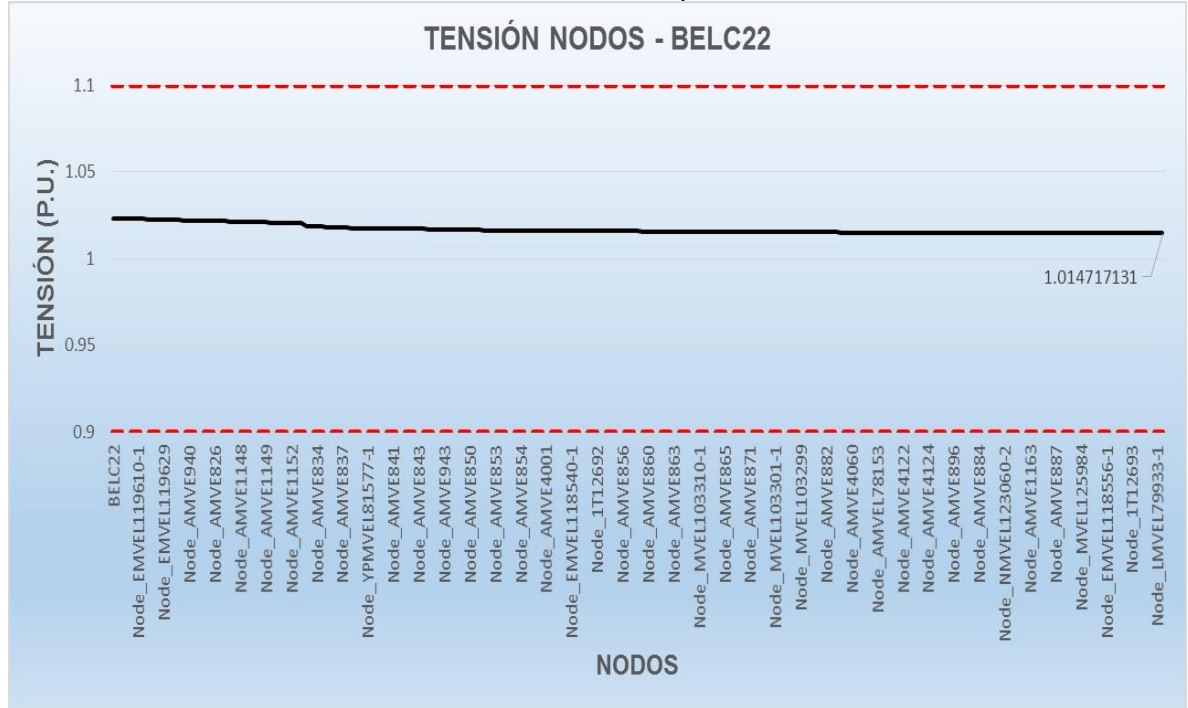
Ilustración 53. Perfil de tensión BELC21 a largo plazo.



Fuente: Autor

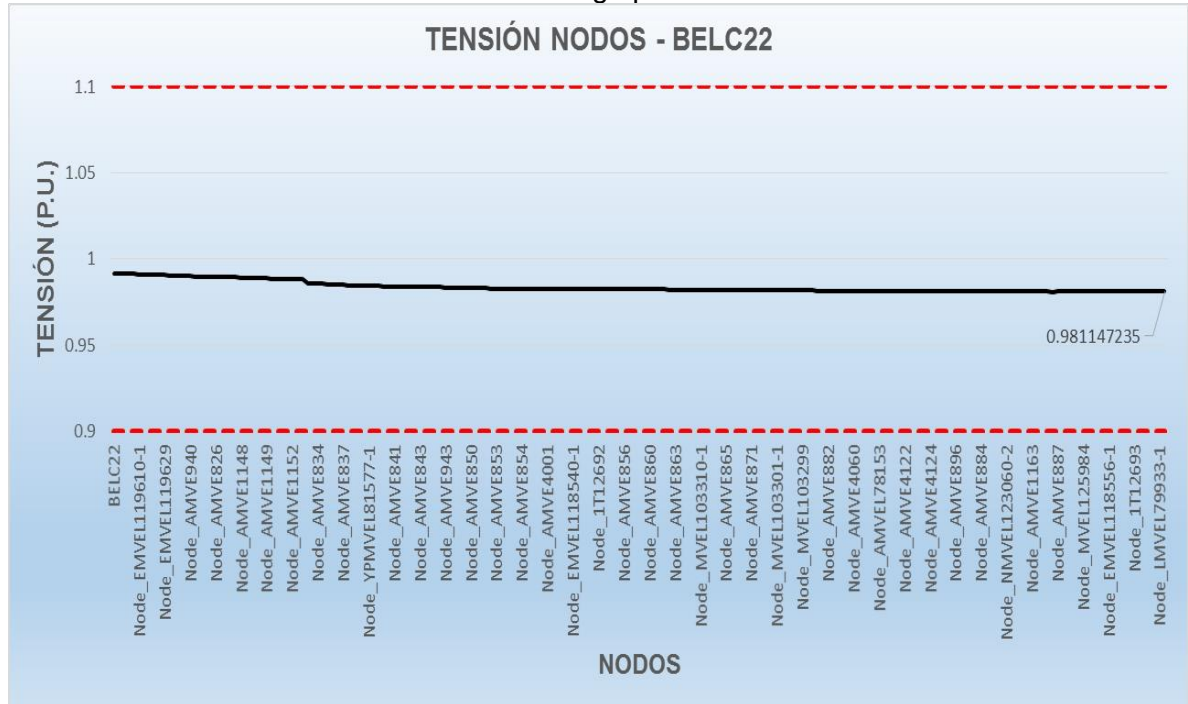
ANEXO B.2. ALIMETADOR BELC22

Ilustración 54. Perfil de tensión BELC22 a mediano plazo.



Fuente: Autor

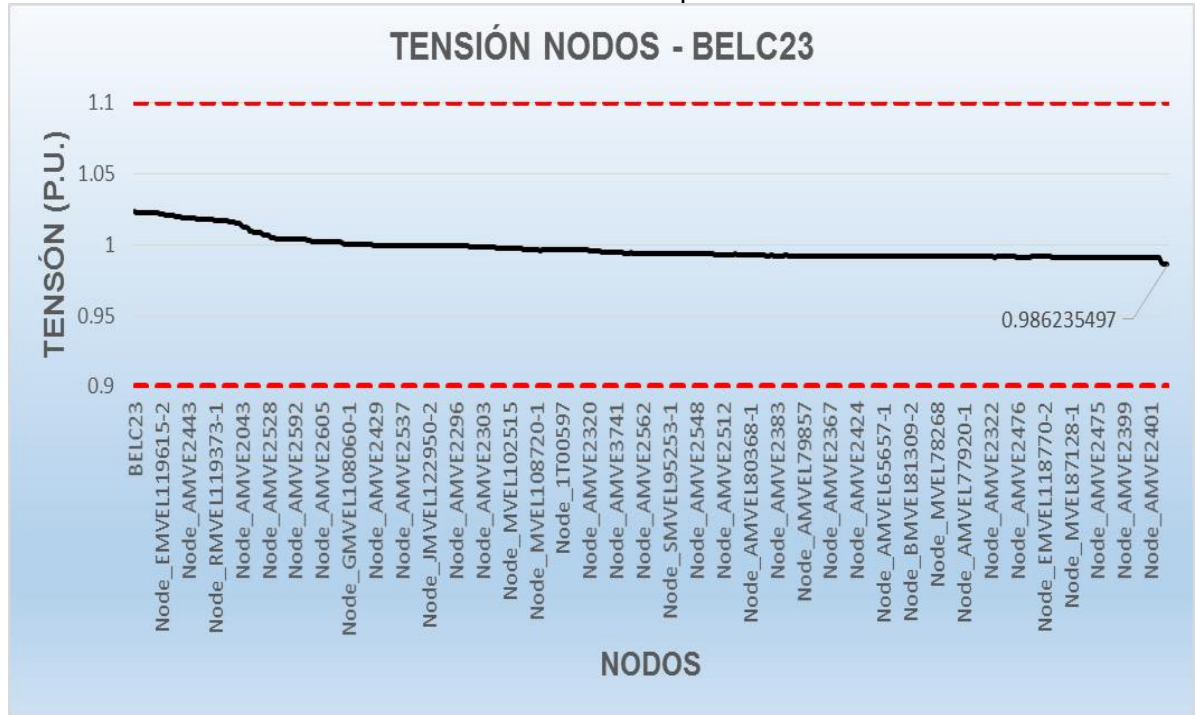
Ilustración 55. Perfil de tensión BELC22 a largo plazo.



Fuente: Autor

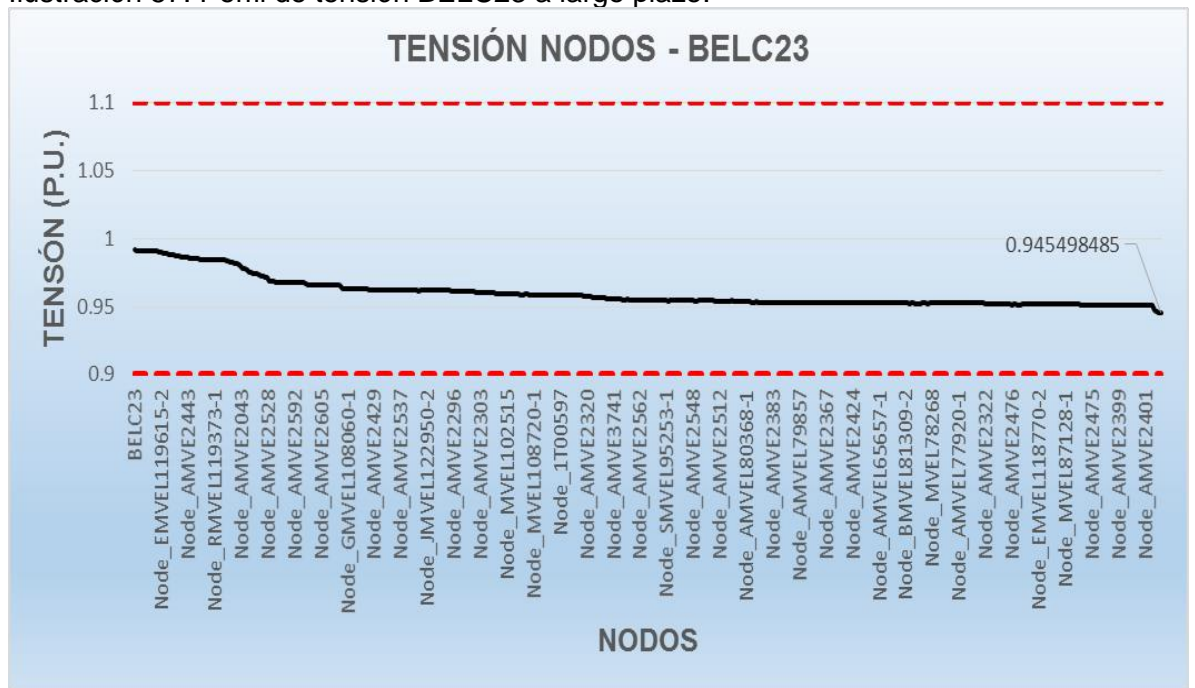
ANEXO B.3. ALIMENTADOR BELC23

Ilustración 56. Perfil de tensión BELC23 a mediano plazo.



Fuente: Autor

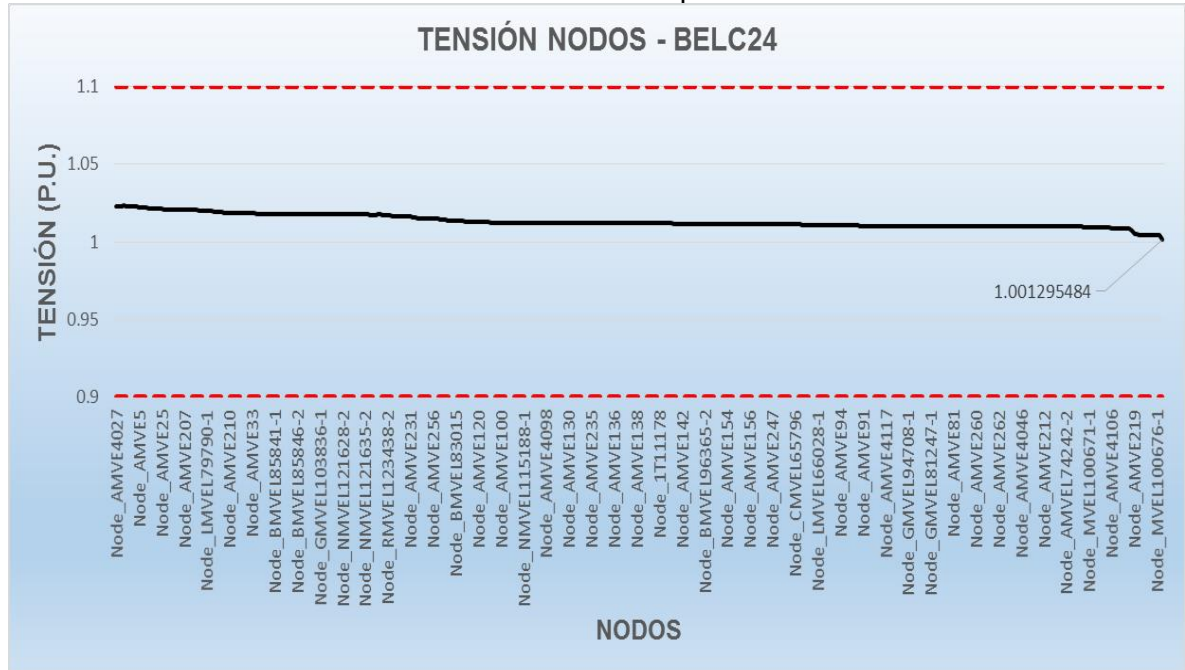
Ilustración 57. Perfil de tensión BELC23 a largo plazo.



Fuente: Autor

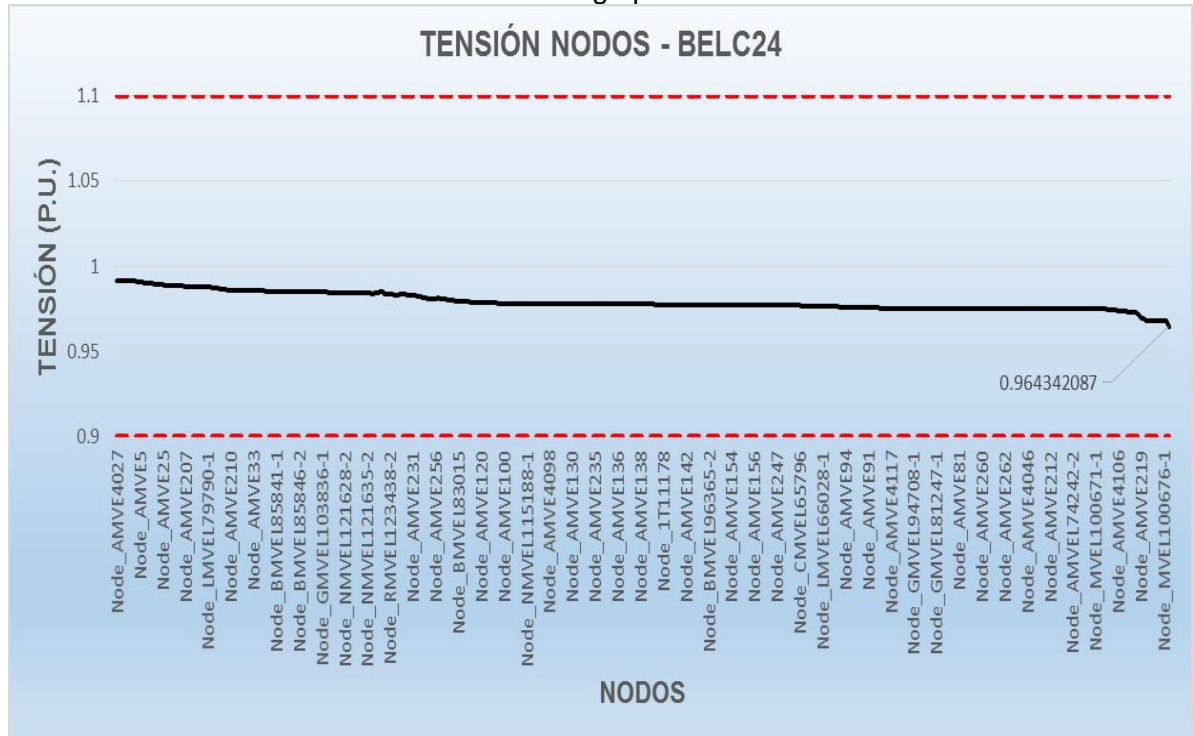
ANEXO B.4. ALIMENTADOR BELC24

Ilustración 58. Perfil de tensión BELC24 a mediano plazo.



Fuente: Autor

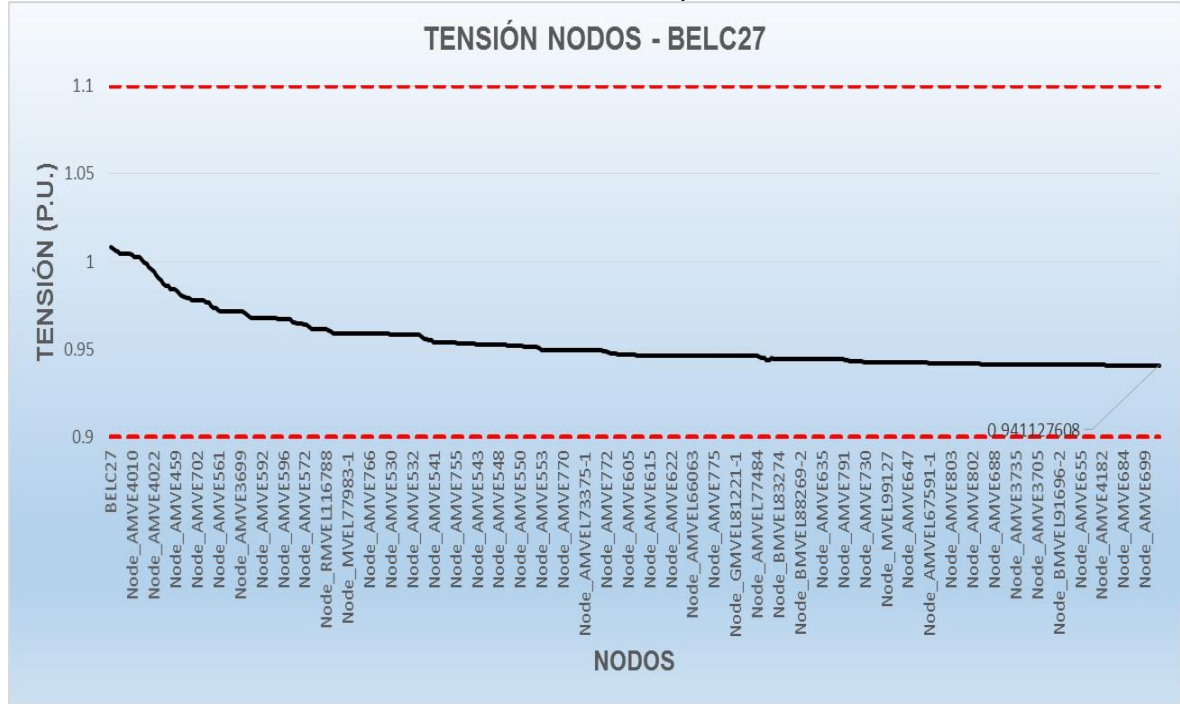
Ilustración 59. Perfil de tensión BELC24 a largo plazo.



Fuente: Autor

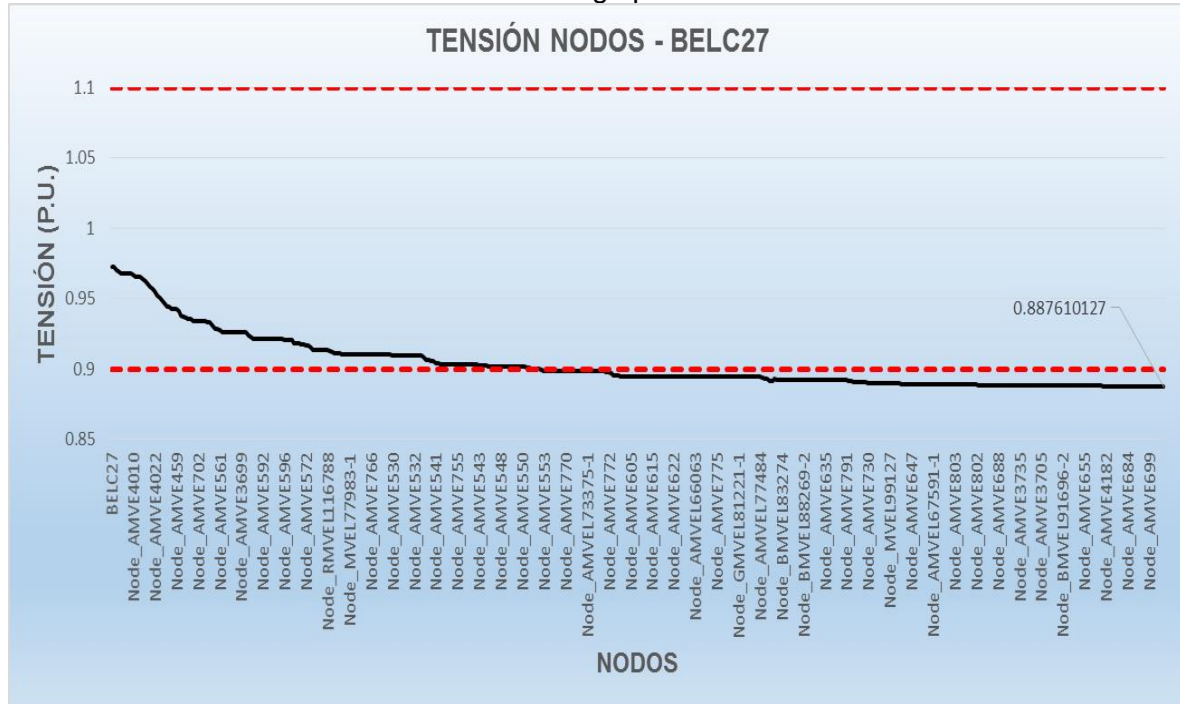
ANEXO B.5. ALIMENTADOR BELC27

Ilustración 60. Perfil de tensión BELC27 a mediano plazo.



Fuente: Autor

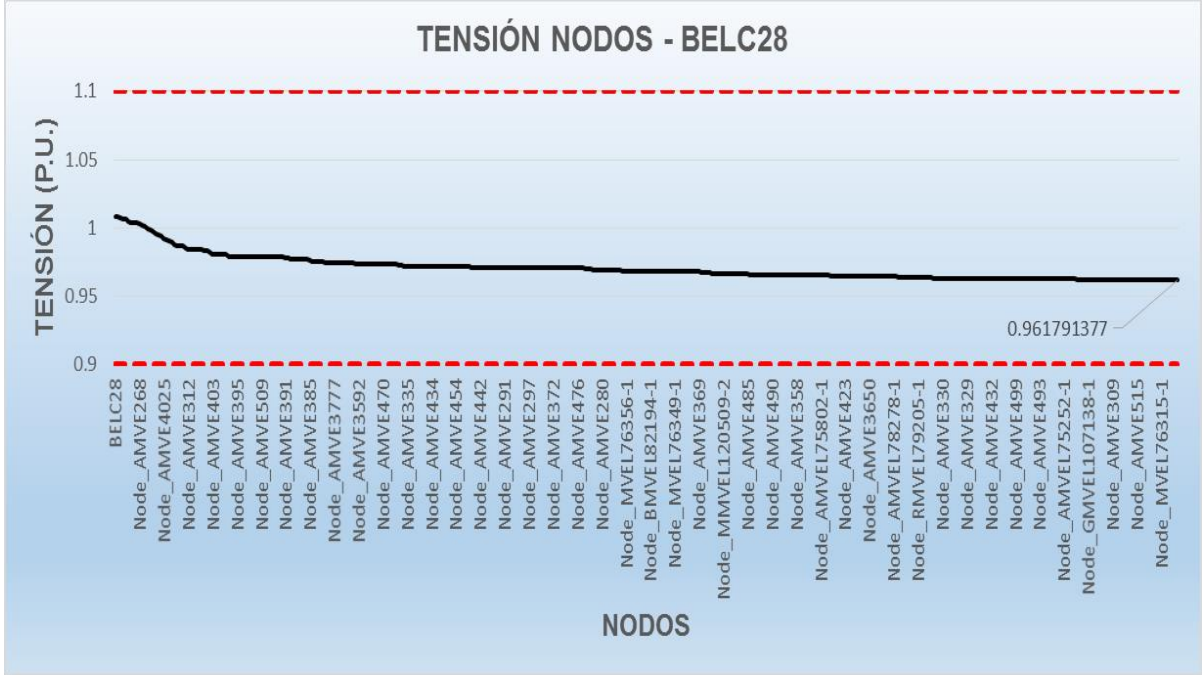
Ilustración 61. Perfil de tensión BELC27 a largo plazo.



Fuente: Autor

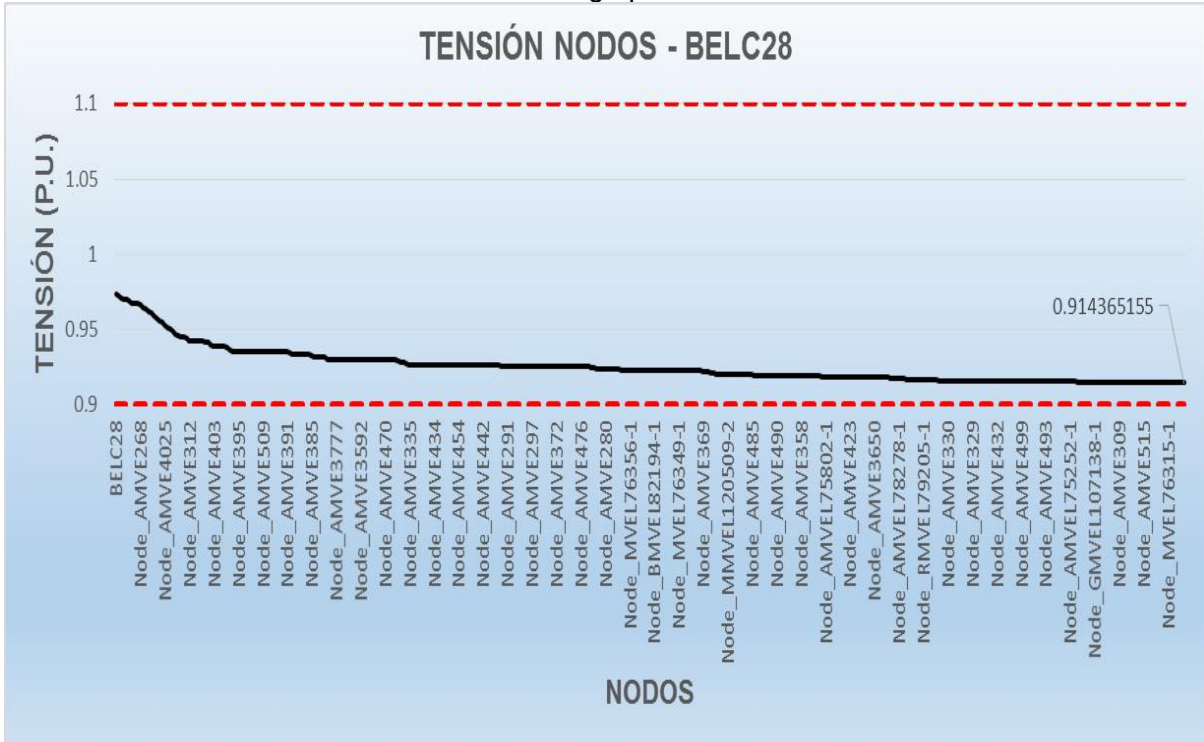
ANEXO B.6. ALIMENTADOR BELC28

Ilustración 62. Perfil de tensión BELC28 a mediano plazo.



Fuente: Autor

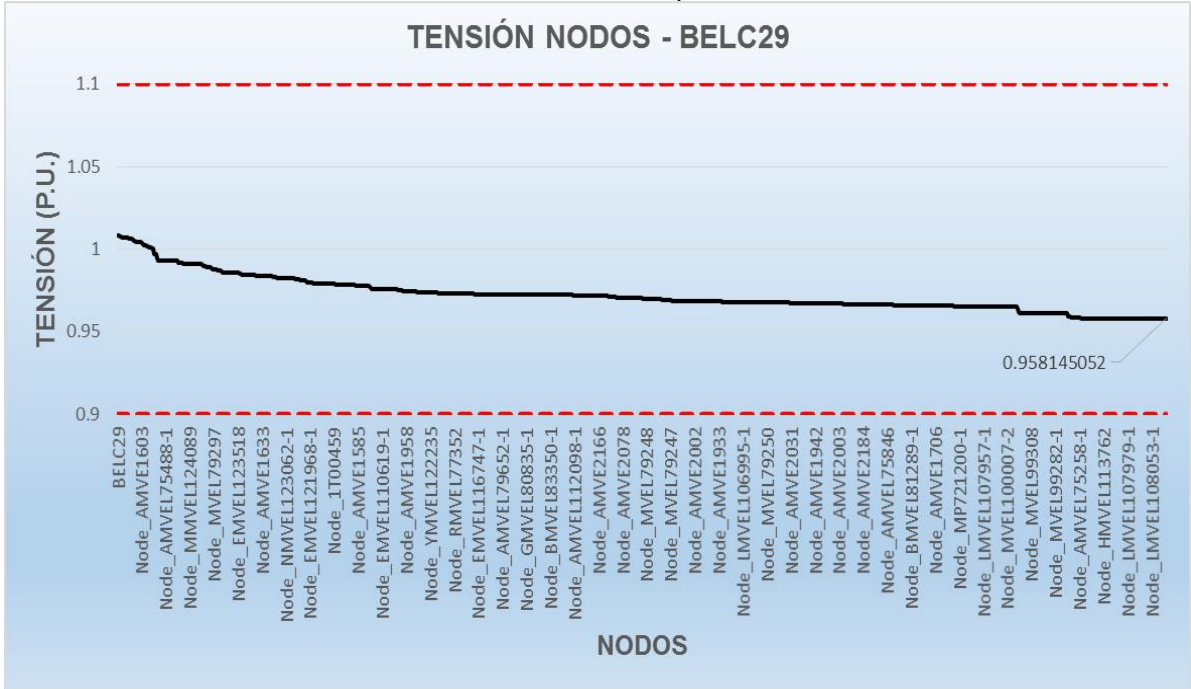
Ilustración 63. Perfil de tensión BELC28 a largo plazo.



Fuente: Autor

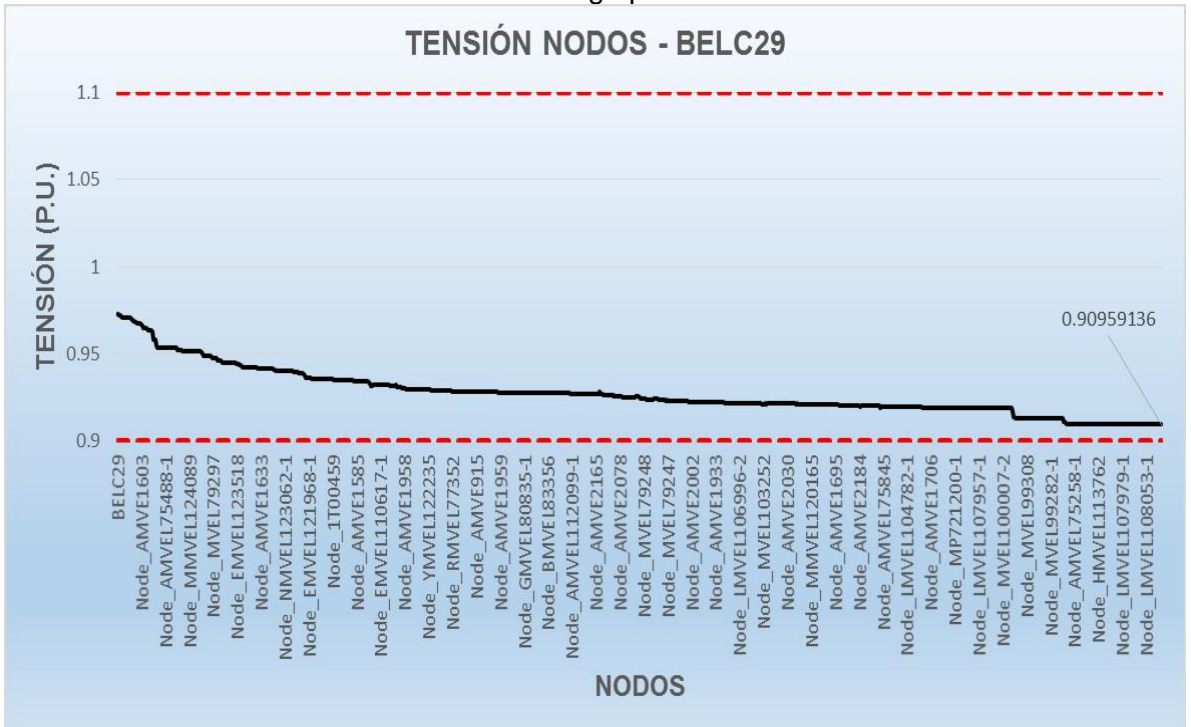
ANEXO B.7. ALIMENTADOR BELC29

Ilustración 64. Perfil de tensión BELC29 a mediano plazo.



Fuente: Autor

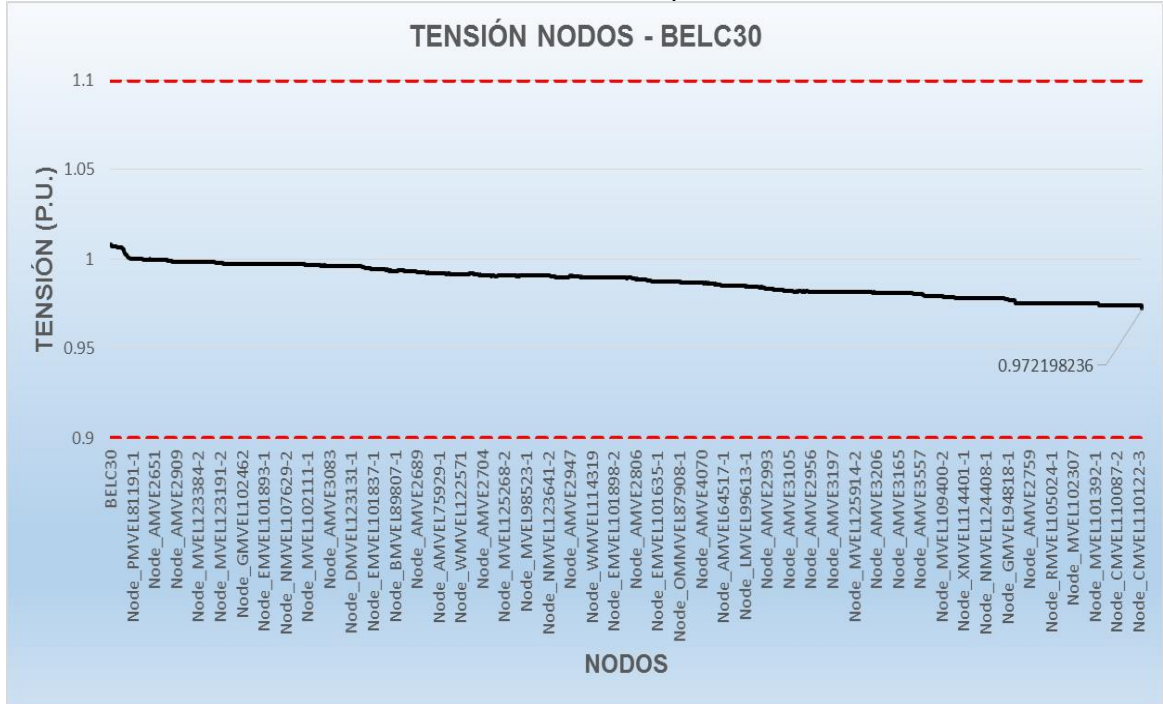
Ilustración 65. Perfil de tensión BELC29 a largo plazo.



Fuente: Autor

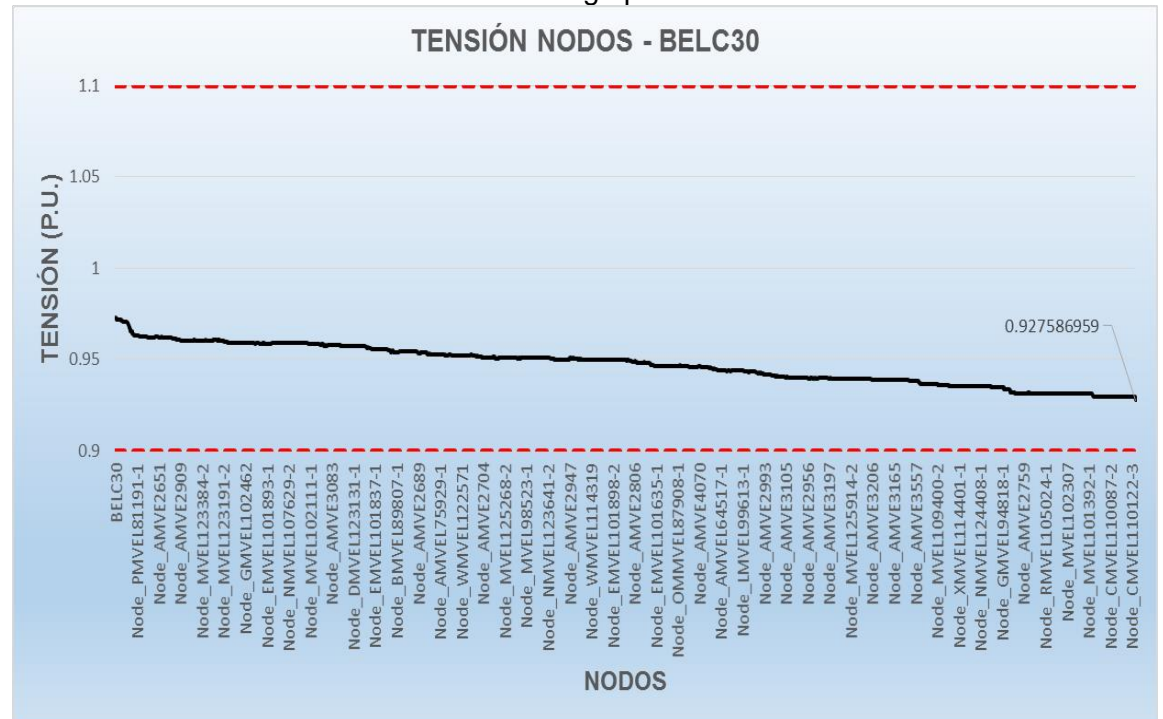
ANEXO B.8. ALIMENTADOR BELC30

Ilustración 66. Perfil de tensión BELC30 a mediano plazo.



Fuente: Autor

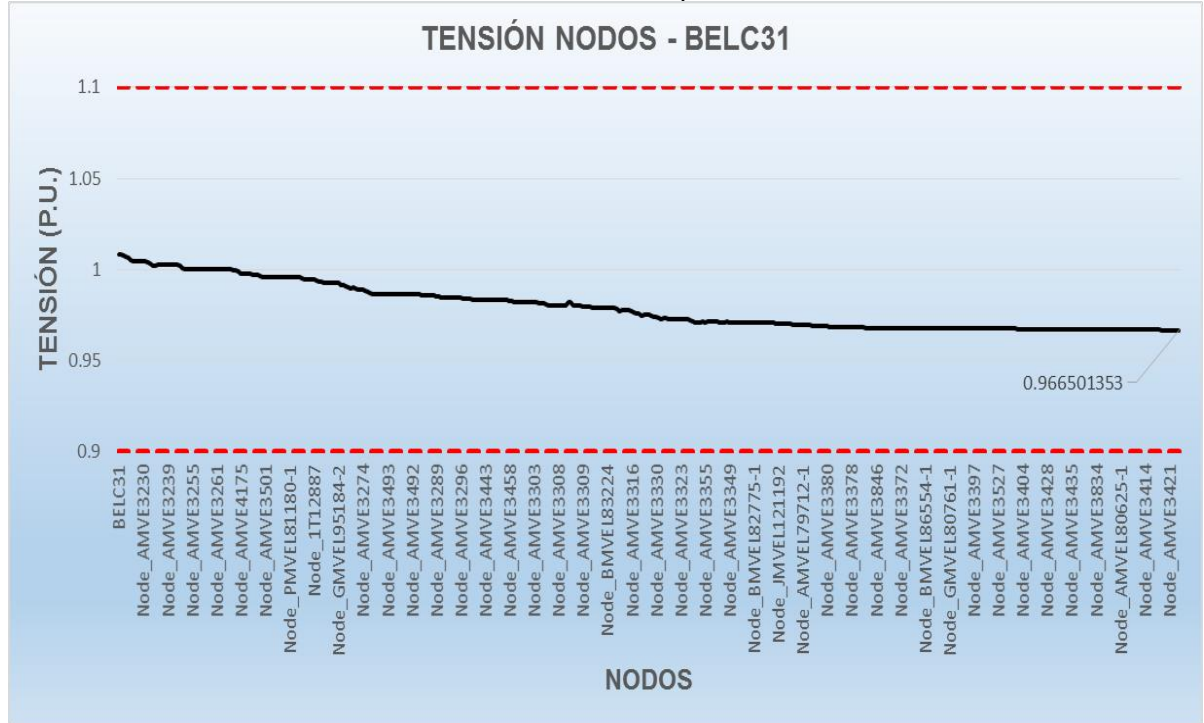
Ilustración 67. Perfil de tensión BELC30 a largo plazo.



Fuente: Autor

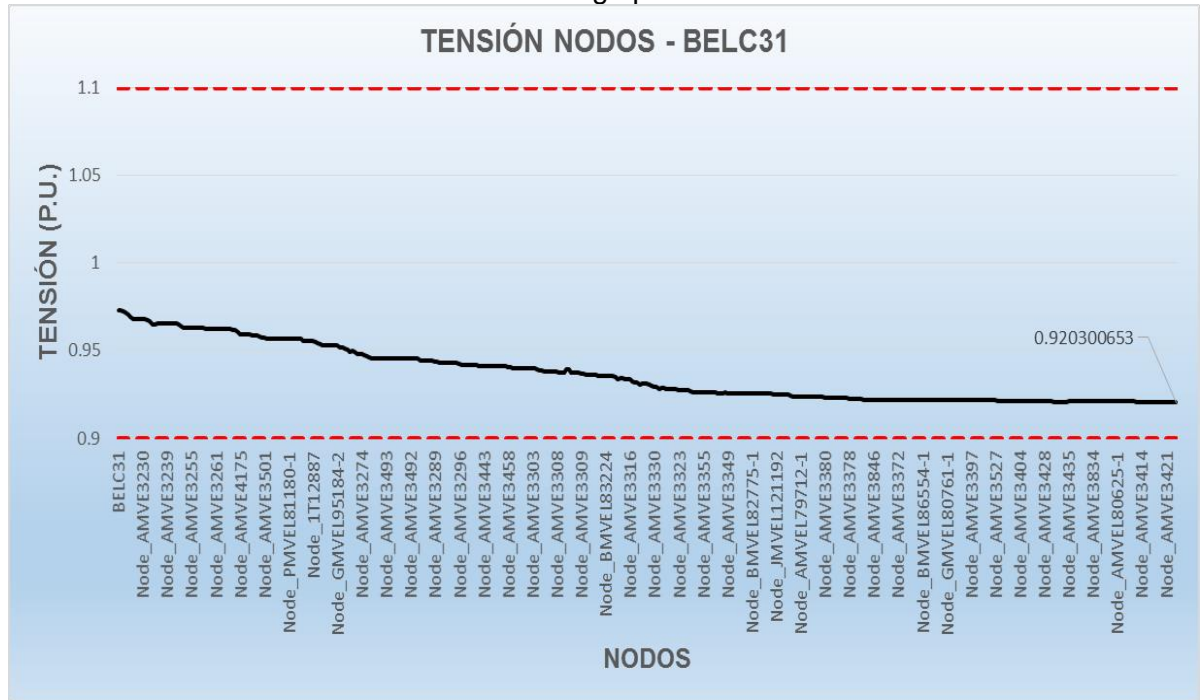
ANEXO B.9. ALIMENTADOR BELC31

Ilustración 68. Perfil de tensión BELC31 a mediano plazo.



Fuente: Autor

Ilustración 69. Perfil de tensión BELC31 a largo plazo.



Fuente: Autor

ANEXO C. NODOS DEL ALIMENTADOR BELC27 POR FUERA DE LOS LÍMITES DE TENSIÓN EN EL AÑO 2031.

Tabla 24. Nodos con caída de tensión por fuera de los límites regulatorios.

NODO	TENSIÓN (P.U.)	TENSIÓN (kV)
Node_AMVE552	0.899808	11.877468
Node_AMVE553	0.898769	11.863755
Node_AMVE584	0.898594	11.861439
Node_AMVE771	0.898581	11.861264
Node_AMVE715	0.898564	11.861045
Node_AMVE695	0.898520	11.860467
Node_GMVEL103322-1	0.898497	11.860163
Node_GMVEL103318-1	0.898497	11.860163
Node_GMVEL103319-1	0.898487	11.860033
Node_AMVE585	0.898482	11.859962
Node_AMVE770	0.898481	11.859947
Node_GMVEL103320-1	0.898472	11.859829
Node_GMVEL103320-2	0.898472	11.859825
Node_MVEL77992-1	0.898464	11.859730
Node_MVEL77990-1	0.898464	11.859730
Node_MVEL77991-1	0.898458	11.859640
Node_AMVE554	0.898457	11.859638
Node_AMVE586	0.898449	11.859521
Node_AMVEL73374-1	0.898448	11.859507
Node_AMVEL73375-1	0.898441	11.859427
Node_AMVEL73376-1	0.898435	11.859344
Node_AMVE719	0.898425	11.859205
Node_AMVE773	0.898424	11.859195
Node_AMVE587	0.898406	11.858955
Node_AMVE588	0.898365	11.858422
Node_AMVE589	0.898340	11.858088
Node_AMVE769	0.898339	11.858069
Node_AMVE602	0.897720	11.849908
Node_AMVE772	0.897720	11.849903
Node_AMVE603	0.896743	11.837009
Node_AMVE604	0.895798	11.824537
Node_AMVE610	0.895798	11.824537
Node_AMVE741	0.895798	11.824537
Node_AMVE606	0.895094	11.815236

Node_AMVE611	0.895094	11.815236
Node_AMVE716	0.895070	11.814929
Node_AMVE607	0.894999	11.813988
Node_AMVE605	0.894999	11.813988
Node_AMVE612	0.895001	11.814017
Node_AMVE776	0.895000	11.814004
Node_AMVE608	0.894960	11.813472
Node_AMVE613	0.894944	11.813254
Node_AMVE721	0.894943	11.813254
Node_AMVE614	0.894943	11.813250
Node_AMVE777	0.894943	11.813250
Node_AMVE616	0.894929	11.813064
Node_AMVE615	0.894929	11.813059
Node_AMVE617	0.894893	11.812581
Node_AMVE619	0.894881	11.812430
Node_AMVE618	0.894861	11.812162
Node_AMVE778	0.894860	11.812150
Node_AMVE609	0.894818	11.811602
Node_AMVE620	0.894811	11.811502
Node_AMVE621	0.894811	11.811501
Node_AMVE779	0.894811	11.811501
Node_AMVE622	0.894811	11.811501
Node_AMVE3830	0.894811	11.811500
Node_AMVE780	0.894811	11.811499
Node_MMVEL120749-1	0.894777	11.811062
Node_MMVEL120750-2	0.894777	11.811062
Node_1T12917	0.894777	11.811062
Node_AMVE623	0.894768	11.810934
Node_AMVE722	0.894743	11.810606
Node_AMVEL66062-1	0.894750	11.810699
Node_AMVEL66063	0.894748	11.810679
Node_AMVE624	0.894747	11.810663
Node_AMVE625	0.894747	11.810663
Node_AMVE626	0.894746	11.810644
Node_AMVE781	0.894746	11.810643
Node_AMVE627	0.894745	11.810635
Node_AMVE628	0.894745	11.810635
Node_AMVE782	0.894745	11.810632
Node_AMVE600	0.894664	11.809571
Node_AMVE775	0.894663	11.809557

Node_1T01688	0.894663	11.809557
Node_AMVE599	0.894595	11.808657
Node_MVEL76144	0.894595	11.808657
Node_GMVEL81226	0.894576	11.808397
Node_PMVEL81377-1	0.894576	11.808397
Node_PMVEL81376-1	0.894570	11.808331
Node_GMVEL81224-1	0.894561	11.808209
Node_GMVEL81225	0.894561	11.808205
Node_GMVEL81221-1	0.894547	11.808022
Node_PMVEL81378	0.894523	11.807701
Node_AMVEL77483	0.894522	11.807695
Node_AMVEL77482	0.894519	11.807651
Node_AMVE601	0.894516	11.807605
Node_AMVE774	0.894515	11.807602
Node_AMVEL77480	0.894505	11.807469
Node_GMVEL81223	0.894505	11.807462
Node_AMVEL77481	0.894495	11.807329
Node_AMVEL77484	0.894494	11.807325
Node_AMVE629	0.894076	11.801808
Node_AMVE630	0.893316	11.791765
Node_AMVE783	0.893315	11.791760
Node_AMVE3823	0.891628	11.769489
Node_AMVE3827	0.891628	11.769489
Node_AMVE723	0.892784	11.784747
Node_AMVE631	0.892229	11.777428
Node_BMVEL83273-1	0.892220	11.777300
Node_BMVEL83274	0.892219	11.777296
Node_AMVE726	0.892217	11.777259
Node_AMVE724	0.892207	11.777135
Node_AMVE633	0.892171	11.776659
Node_AMVE786	0.892146	11.776332
Node_AMVE640	0.892146	11.776328
Node_BMVEL88267-1	0.892145	11.776313
Node_BMVEL88268-1	0.892143	11.776284
Node_BMVEL88269-1	0.892142	11.776269
Node_BMVEL88269-2	0.892141	11.776266
Node_AMVE784	0.892141	11.776263
Node_AMVE727	0.892141	11.776263
Node_AMVE634	0.892140	11.776248
Node_AMVE632	0.892129	11.776101

Node_MVEL77984-1	0.892129	11.776101
Node_AMVE3562	0.892129	11.776101
Node_AMVE728	0.892129	11.776101
Node_AMVE696	0.892043	11.774974
Node_AMVE635	0.892018	11.774634
Node_AMVEL72315	0.892016	11.774617
Node_AMVE789	0.892014	11.774586
Node_AMVE787	0.892014	11.774586
Node_AMVE788	0.892014	11.774586
Node_AMVE636	0.892011	11.774543
Node_AMVE638	0.892010	11.774530
Node_AMVE725	0.891999	11.774387
Node_AMVE637	0.892008	11.774501
Node_AMVE791	0.892008	11.774499
Node_AMVE641	0.891487	11.767631
Node_AMVE785	0.891486	11.767621
Node_AMVE729	0.890941	11.760424
Node_AMVE3832	0.890938	11.760382
Node_AMVE792	0.890935	11.760345
Node_AMVE642	0.890812	11.758714
Node_AMVE816	0.890563	11.755426
Node_AMVE643	0.890562	11.755416
Node_AMVE730	0.890069	11.748911
Node_AMVE731	0.890063	11.748832
Node_AMVE4075	0.890063	11.748830
Node_AMVE732	0.890030	11.748400
Node_AMVE644	0.889955	11.747409
Node_AMVE794	0.889955	11.747409
Node_AMVE733	0.889936	11.747159
Node_AMVE793	0.889935	11.747142
Node_AMVE734	0.889706	11.744115
Node_MVEL99127	0.889705	11.744110
Node_AMVE653	0.889700	11.744034
Node_AMVE796	0.889699	11.744033
Node_AMVE654	0.889692	11.743934
Node_AMVE797	0.889692	11.743933
Node_AMVE646	0.889521	11.741677
Node_AMVE799	0.889521	11.741677
Node_AMVE3825	0.889521	11.741677
Node_AMVE649	0.889521	11.741671

Node_AMVE647	0.889520	11.741670
Node_AMVE798	0.889520	11.741669
Node_AMVE3826	0.889518	11.741635
Node_AMVE3824	0.889515	11.741596
Node_AMVE650	0.889511	11.741543
Node_AMVE3828	0.889509	11.741513
Node_AMVE3822	0.889506	11.741484
Node_AMVE652	0.889493	11.741311
Node_AMVE651	0.889493	11.741311
Node_AMVEL67591-1	0.889247	11.738061
Node_AMVEL67590-1	0.889247	11.738061
Node_AMVEL67589-1	0.889227	11.737799
Node_AMVEL67592	0.889226	11.737788
Node_AMVE664	0.889124	11.736436
Node_AMVE669	0.889117	11.736342
Node_AMVE3842	0.889114	11.736306
Node_AMVE671	0.889105	11.736185
Node_AMVE3843	0.889100	11.736123
Node_AMVE803	0.889092	11.736016
Node_AMVE667	0.889056	11.735546
Node_AMVE668	0.889015	11.734994
Node_AMVE666	0.888987	11.734622
Node_AMVE800	0.888985	11.734598
Node_AMVE665	0.888883	11.733252
Node_AMVE801	0.888882	11.733248
Node_AMVE670	0.888882	11.733238
Node_AMVE3841	0.888881	11.733227
Node_AMVE802	0.888879	11.733209
Node_AMVE661	0.888615	11.729711
Node_AMVE663	0.888584	11.729312
Node_AMVE660	0.888570	11.729128
Node_AMVE689	0.888525	11.728529
Node_AMVE810	0.888525	11.728528
Node_AMVE3831	0.888524	11.728513
Node_AMVE820	0.888522	11.728496
Node_MVEL98417	0.888522	11.728494
Node_AMVE688	0.888482	11.727968
Node_AMVE692	0.888482	11.727967
Node_AMVE691	0.888482	11.727965
Node_AMVE811	0.888482	11.727965

Node_AMVE693	0.888478	11.727909
Node_AMVE690	0.888468	11.727779
Node_AMVE812	0.888467	11.727769
Node_AMVE662	0.888413	11.727054
Node_AMVE742	0.888413	11.727051
Node_AMVE3735	0.888440	11.727412
Node_AMVE3734	0.888433	11.727313
Node_AMVE813	0.888427	11.727231
Node_AMVE815	0.888427	11.727231
Node_AMVEL76382	0.888427	11.727231
Node_AMVE814	0.888427	11.727231
Node_AMVE659	0.888419	11.727135
Node_AMVE735	0.888419	11.727135
Node_AMVE3706	0.888420	11.727150
Node_AMVE3705	0.888420	11.727144
Node_AMVE3733	0.888415	11.727078
Node_AMVE3738	0.888414	11.727070
Node_AMVE3736	0.888411	11.727028
Node_AMVE3737	0.888410	11.727017
Node_BMVEL91695	0.888405	11.726946
Node_BMVEL91693-1	0.888403	11.726921
Node_BMVEL91694-1	0.888391	11.726759
Node_BMVEL91696-1	0.888379	11.726609
Node_BMVEL91696-2	0.888378	11.726595
Node_AMVE658	0.888343	11.726126
Node_AMVE804	0.888341	11.726107
Node_AMVEL72925-1	0.888272	11.725195
Node_MVEL99328	0.888272	11.725192
Node_AMVE3574	0.888318	11.725799
Node_AMVE3573	0.888318	11.725799
Node_AMVE657	0.888314	11.725749
Node_AMVE656	0.888314	11.725749
Node_AMVE655	0.888314	11.725749
Node_AMVE805	0.888311	11.725701
Node_MVEL98418	0.888310	11.725698
Node_AMVE3572	0.888294	11.725487
Node_AMVE3571	0.888254	11.724955
Node_AMVE3575	0.888254	11.724946
Node_AMVE672	0.888079	11.722638
Node_AMVE806	0.888077	11.722620

Node_AMVE673	0.887928	11.720655
Node_AMVE4182	0.887928	11.720655
Node_AMVE3783	0.887827	11.719312
Node_AMVE807	0.887742	11.718192
Node_AMVE674	0.887742	11.718192
Node_AMVE679	0.887717	11.717863
Node_AMVE681	0.887694	11.717565
Node_MVEL98415	0.887693	11.717548
Node_AMVE686	0.887741	11.718183
Node_AMVE678	0.887739	11.718151
Node_AMVE684	0.887738	11.718143
Node_AMVE809	0.887738	11.718142
Node_AMVE675	0.887738	11.718142
Node_AMVE676	0.887738	11.718142
Node_AMVE682	0.887738	11.718142
Node_AMVE737	0.887734	11.718094
Node_MVEL98414	0.887734	11.718091
Node_AMVE685	0.887733	11.718071
Node_AMVE677	0.887707	11.717730
Node_AMVE699	0.887700	11.717635
Node_MVEL98413	0.887699	11.717630
Node_AMVE683	0.887699	11.717622
Node_AMVE808	0.887698	11.717611
Node_AMVE680	0.887650	11.716985
Node_AMVE3829	0.887650	11.716985
Node_AMVE687	0.887610	11.716454

Fuente: Autor