REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA

“ANTONIO JOSÉ DE SUCRE”

VICERRECTORADO PUERTO ORDAZ

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADO

APLICACIÓN DEL ALGORITMO COMPETITIVO IMPERIALISTA (ICA) PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AEREOS.

Autor:

Br: Fuentes Daniel.

C.I.: 15.782.054

Ciudad Guayana, mayo de 2010.

APLICACIÓN DEL ALGORITMO COMPETITIVO IMPERIALISTA (ICA) PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AEREOS.

Daniel Felice Fuentes Espinoza.
APLICACIÓN DEL ALGORITMO COMPETITIVO IMPERIALISTA (ICA) PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AEREOS.
CIAPI, 2010
Págs..
Trabajo de Grado
Universidad Nacional Experimental Politécnica "Antonio José de Sucre"
Vice-rectorado Puerto Ordaz
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Tutor Académico: Ing. Durlym Requena.
Tutor Industrial: Ing. Franklin Mendoza.
Referencias Bibliográficas: pág.
Este trabajo contiene: Resumen, Índice, Introducción, cuatro Capítulos, Conclusiones, Bibliografía y Anexos.
Palabras claves: Sistemas de distribución, minimización de pérdidas, conductor, capacitador, ICA.

REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA
"ANTONIO JOSÉ DE SUCRE"
VICERECTORADO PUERTO ORDAZ
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
TRABAJO DE GRADO

Nosotros Miembros del Jurado designado para la evaluación del Trabajo de Grado Titulado: "**APLICACIÓN DEL ALGORITMO COMPETITIVO IMPERIALISTA (ICA) PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AEREOS".** Presentado por el **Br. Daniel Felice Fuentes Espinoza**, portador de la C.I Nº V-**15.782.054**, el cual es presentado para optar al título de Ingeniero Electricista, estimamos que reúne los requisitos necesarios para ser considerado como **APROBADO**.
En fe del cual firmamos:

Prof.	Prof.
Coordinador de Jurado	Jurado Principal
Prof. Durlym Requena	Prof. Franklin Mendoza
Tutor Académico	Tutor Industrial

Agradecimientos

A mis padres, mis hermanos y cuñada por su apoyo incondicional, animo, palabras de aliento y estar siempre conmigo durante el transcurso de mis estudios universitarios. Para todo el resto de mi familia por extenderme siempre buenos deseos que me llevaron a terminar con éxito la carrera que escogí cursar.

A mis compañeros de clases y amigos de adentro y fuera de las paredes de la universidad por estar siempre presentes y animarme a superar los obstáculos que se me pudieron haber presentado mientras cursaba los estudios.

A mis tutores y demás personas involucradas en mi orientación por el camino correcto para el buen desarrollo y llevar a feliz término este trabajo final de grado.

A todos desde mi corazón muchas, muchas gracias…

ÍNDICE GENERAL

Agradecimientos i

RESUMEN x

INTRODUCCIÓN 1

CAPÍTULO I 3

1.1 Antecedentes 3

1.2 Formulación del problema 5

1.3 Objetivo general 6

1.4 Objetivos específicos 6

1.5 Justificación 7

1.6 Alcance 7

1.7 Limitación 8

CAPITULO II 9

2.1 Sistemas de distribución [9] 9

2.2 Sistemas de distribución industriales 10

2.3 Sistemas de distribución comercial 10

2.4 Parques industriales 11

2.5 Sistemas de distribución urbanos y residenciales 11

2.6 Sistemas de distribución rural 12

2.7 Estructuras de mediana tensión 12

2.8 Estructura radial 12

2.9 Red aérea 13

2.10 Red mixta 13

2.11 Red subterránea 14
2.12 Estructura en anillo abierto 14
2.13 Estructura en anillo cerrado 15
2.14 Estructura en mallas 15
2.15 Estructura en doble derivación 15
2.16 Estructura en derivación múltiple 16
2.17 Estructura de alimentadores selectivos 16
2.18 Elementos de los sistemas de distribución 17
2.18.1 Líneas 17
2.18.2 Transformadores 17
2.18.3 Dispositivos de protección en sistemas de distribución 18
2.18.4 Interruptores 18
2.18.5 Relé 19
2.18.6 Reconectadores 19
2.18.7 Seccionadores 19
2.18.8 Fusibles de baja y mediana tensión 20
2.19 Flujo de carga 20
2.19.1 Objetivo del flujo de carga 21
2.19.2 Uso del Análisis de Flujo de carga 22
2.19.3 A nivel de operación 22
2.19.4 A nivel de Planeación 22
2.20 Pérdidas en los sistemas de distribución 22
2.20.1 Pérdidas técnicas en los sistemas de distribución 22
2.20.2 Pérdidas no técnicas 24

2.21 Métodos para la minimización de pérdidas técnicas 24
2.21.1 Variación de calibre de conductor 25
2.21.2 Ubicación óptima de capacitores 25
2.21.3 Compensación reactiva en paralelo 26
2.21.4 Compensación reactiva en paralelo y las cargas no lineales 27
2.21.5 Compensación reactiva en serie 27
2.22 Optimización 28
2.24 Funciones Objetivos utilizados 48
2.24.1 Variación de los calibres de los conductores 48
2.24.2 Optimización mediante ubicación óptima de capacitores 51
2.25 Algoritmo Competitivo Imperialista (ICA) 53
2.26 Software MATLAB 60
CAPITULO III 62
3.1 Tipo de investigación 62
3.2 Diseño de la investigación 62
3.3 Instrumentos 63
3.4 Procedimiento 63
CAPITULO IV 66
CONCLUSIONES 121
RECOMENDACIONES 121
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 123
Anexos ..... **¡Error! Marcador no definido.**

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N°2.1. Comparación de resultados ACC y AG 31
Tabla N°2.2. Capacitores disponibles en el mercado venezolano. 53
Tabla N° 4.1. Datos de líneas de la red de 14 nodos sin optimización 67
Tabla N° 4.2. Datos de nodos de la red de 14 nodos sin optimización 68
Tabla N°4.3. Configuración del algoritmo genético para la red de 14 nodos. 71
Tabla N°4.4. Configuración del ICA para la red de 14 nodos. 73
Tabla N°4.5. Resultados de los programas de la red de 14 nodos. 75
Tabla N° 4.6. Datos de líneas de la red de 24 nodos sin optimización 77
Tabla N° 4.7. Datos de nodos de la red de 24 nodos sin optimización 78
Tabla N°4.8. Parámetros para configuración del algoritmo genético 78
Tabla N°4.9. Parámetros para configuración del ICA 78
Tabla N°4.10. Resultados de los programas de la red de 24 nodos. 79
Tabla N° 4.11. Datos de líneas de la red de 39 nodos sin optimización 82
Tabla N° 4.12. Datos de nodos de la red de 39 nodos sin optimización 83
Tabla N°4.13. Parámetros para configuración del algoritmo genético 83
Tabla N°4.14. Parámetros para configuración del ICA 84
Tabla N°4.15. Resultados de los programas de la red de 39 nodos. 84
Tabla N°4.16. Datos de nodos de la red real de once nodos. 87
Tabla N°4.17. Datos de las líneas de la red real de once nodos. 87
Tabla N°4.18. Comparación de resultados para validación red once nodos. 97
Tabla N°4.19. Datos de nodos de la red real de veintidós nodos. 99
Tabla N°4.20. Datos de las líneas de la red real de veintidós nodos. 99

Tabla N°4.21. Configuración del ICA para optimización por VCC 100
Tabla N°4.22. Configuración del ICA para optimización por UOC. 100
Tabla N°4.23. Resultados para la validación de la red de veintidós nodos. 100
Tabla N°4.24. Datos de nodos de la red real de veintidós nodos. 105
Tabla N°4.25. Datos de las líneas de la red real de veintidós nodos. 106
Tabla N°4.26. Configuración del ICA para optimización por VCC 106
Tabla N°4.27. Configuración del ICA para optimización por UOC. 107
Tabla N°4.28. Resultados para la validación de la red de veinte nodos. 109
Tabla N°4.29. Datos de nodos de la red real de trece nodos. 111
Tabla N°4.30. Datos de las líneas de la red real de trece nodos. 111
Tabla N°4.31. Configuración del ICA para optimización por VCC 112
Tabla N°4.32. Configuración del ICA para optimización por UOC. 112
Tabla N°4.33. Resultados para la validación de la red de trece nodos. 112
Tabla N°4.34. Configuración del ICA para optimización por UOC. 115
Tabla N°4.35. Resultados por VCC y UOC de la red de trece nodos. 118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N°2.1. Diagrama de bloque del sistema de control 30

Figura N°2.2. Discretización de los niveles de carga. 35

Figura N°2.3 Cadena de números binarios 42

Figura N°2.4. Sistema de distribución de prueba. 48

Figura N°2.5. Vector de configuración de conductores. 48

Figura N°2.6. Flujograma del ICA 55

Figura. N°2.7. Pseudo código para el algoritmo propuesto. 56

Figura N°2.8. Población inicial de imperialistas y colonias 56

Figura N° 2.9. Iniciativa de avance de las colonias hacia su imperialista. 57

Figura N°2.10. Intercambio entre mejor colonia e imperialista 58

Figura N°2.11. Competencia de los imperialistas. 59

Figura N°2.12. Ventana inicial de MATLAB 7.0. 61

Figura N°4.1. Red de catorce nodos sin optimizar. 67

Figura N°4.2. Resultados de flujo y pérdidas en las líneas 69

Figura N°4.3. Flujo en las líneas 70

Figura N°4.4. Tabla de pérdidas en las líneas de la red de 14 nodos 70

Figura N°4.5. Pérdidas en las líneas calculadas con ETAP 6.0.0 71

Figura N° 4.6. Gráfica Costos vs Pérdidas para la red de 14 nodos 72

Figura N°4.7. Costo vs Pérdidas para la red de 14 nodos optimizada……73

Figura N° 4.8. Gráfica Pérdidas Vs Décadas red de 14 nodos 74

Figura N° 4.9. Tabla de configuración de la red de 14 nodos 74

Figura N°4.10. Red de veinticuatro nodos sin optimizar. 76

Figura N°4.11. Configuración de la red optimizada por SDRO. 79

Figura N°4.12. Configuración de la red optimizada con S.D. Imperial. 79
Figura N°4.13. Red de treintainueve nodos sin optimizar. 81
Figura N°4.14. Configuración de la red optimizada por SDRO. 84
Figura N°4.15. Configuración de la red optimizada por S.D. Imperial. 85
Figura N°4.16. Red real de once nodos sin optimización. 86
Figura N°4.17. Tabla de flujo en las líneas en la red real sin optimizar. 88
Figura N°4.18. Pérdidas en las líneas de la red real sin optimizar. 88
Figura N°4.19. Parámetros para la optimización por VCC. 89
Figura N°4.20. Pérdidas Vs Décadas optimización VCC. 89
Figura N°4.21. Configuración de la red optimizada por VCC. 90
Figura N°4.22. Pérdidas en las líneas de la red optimizada por VCC. 91
Figura N°4.23. Parámetros para la optimización por UOC. 91
Figura N°4.24. Pérdidas Vs Décadas red optimizada por UOC. 92
Figura N°4.25. Configuración de red optimizada optimizada por UOC. 92
Figura N°4.26. Diagrama de la red de once nodos optimizada por UOC..... 93
Figura N°4.27. Pérdidas en las líneas de la red optimizada por UOC. 93
Figura N°4.28. Flujo de carga de la red de once nodos con ETAP 6.00..... 94
Figura N°4.29. Flujo de carga de la red de once nodos con ETAP 6.00..... 95
Figura N°4.30. Flujo de carga red de once nodos con ETAP 6.00 96
Figura N°4.31. Red real de veintidós nodos 98
Figura N°4.32. Configuración de la red optimizada por VCC. 100
Figura N°4.33. Red optimizada por VCC. 101
Figura N°4.34. Configuración de la red por UOC. 101
Figura N°4.35. Red optimizada por UOC. 102

Figura N°4.36. Red real de veinte nodos 104
Figura N°4.37. Configuración de la red optimizada por VCC. 107
Figura N°4.38. Red optimizada por VCC. 108
Figura N°4.39. Configuración de la red optimizada por UOC. 108
Figura N°4.40. Red optimizada por UOC. 109
Figura N°4.41. Red real de trece nodos 110
Figura N°4.42. Configuración de la red optimizada por VCC. 112
Figura N°4.43. Red optimizada por UOC. 113
Figura N°4.44. Configuración de la red por UOC. 113
Figura N°4.45. Red optimizada por UOC. 114
Figura N°4.46. Pérdidas Vs Décadas VCC 116
Figura N°4.47. Pérdidas Vs Décadas UOC..... 116
Figura N°4.48. Configuración de la red optimizada por VCC y UOC. 117
Figura N°4.49. Red optimizada por VCC y UOC. 117

FUENTES ESPINOZA DANIEL F., (2010). **"APLICACIÓN DEL ALGORITMO COMPETITIVO IMPERIALISTA (ICA) PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AEREOS."** Trabajo de Grado**.** Universidad Nacional Experimental Politécnica "Antonio José De Sucre". Vice-Rectorado Puerto Ordaz. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Tutor Académico: Lic. Durlym Requena. Tutor Industrial: Ing. Franklin Mendoza.

RESUMEN

El proyecto, tiene como objetivo principal aplicar el algoritmo competitivo imperialista (ICA) en la minimización de pérdidas eléctricas en sistemas eléctricos de distribución aéreos. Para realizar este trabajo se creó una herramienta computacional que se basara en el ICA para así poder aplicarlo tanto a redes didácticas, como reales. Tomando en cuenta las pérdidas técnicas que afectan a los sistemas de distribución, el software desarrollado minimiza dichas pérdidas considerando la variación de los calibres de los conductores y la ubicación óptima de capacitores. Con el uso de este programa se obtuvo: el algoritmo competitivo imperialista resulto una buena técnica de optimización, las pérdidas disminuyeron más al variar los calibres de los conductores que con la ubicación óptima de capacitores; pero cuando se mezclan ambos métodos de minimización se obtiene un mejor óptimo, Se valido el programa elaborado al compararlo con un programa comercial.

PALABRAS CLAVES: Sistema de distribución, Minimización de pérdidas, conductor, capacitor, ICA.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad se ha incrementado el consumo de la energía eléctrica en el mundo, situación que no es distinta en Venezuela. Este aumento de cargas eléctricas trae consigo también un incremento de pérdidas eléctricas que afecta o impacta de forma significativa a las redes de distribución, debido a esta realidad y el interés general creciente en la disminución de las perdidas eléctricas, el centro interdisciplinario aplicado a la ingeniería "CIAPI" ubicado en la UNEXPO vicerrectorado de Puerto Ordaz, desarrolla constantemente investigaciones que aporten soluciones o alternativas que permitan disminuir las antes citadas perdidas, generando herramientas computacionales que están orientadas a optimizar las redes eléctricas de distribución, las cuales pueden ser ofrecidas a las empresas encargadas del suministro de la energía eléctrica para que realicen los estudios necesarios en sus redes y puedan optimizarlas con gran rapidez y precisión, ya que el uso de estos programas trae como ventaja la disminución del tiempo invertido en el cálculo de pérdidas.

El trabajo que se presenta a continuación tiene como objetivo principal la aplicación del algoritmo competitivo imperialista para la minimización de pérdidas eléctricas en sistemas de distribución aéreos, para lo cual se creó una herramienta computacional que lleva el nombre de "S.D. Imperial", que aplicado a una red de distribución permite minimizar las pérdidas técnicas, por dos vías distintas, una toma en cuenta el efecto joule y por ello se propuso varir el calibre del conductor y en la otra se trabajan las pérdidas reactivas mediante la ubicación óptima de capacitores.

Antes de hacer la herramienta computacional fue necesario realizar una extensa revisión bibliográfica que permitió conocer las distintas

metodologías usadas para la optimización, tanto de sistemas eléctricos como de otro tipo de sistemas que puedan servir de ayuda o referencia en el presente trabajo y junto con esto también fue necesario el estudio minucioso del algoritmo competitivo imperialista (ICA), escogido para desarrollar el programa computacional “S.D. Imperial”.

Luego de elaborado el programa se validó el programa por medio de comparación de resultados de redes reales con un software comercial y también se hizo un estudio comparativo del presente programa S.D. Imperial con uno creado con antelación SDRO para determinar cuál de los dos es más eficiente en caso de ser usado con redes didácticas.

El presente trabajo está constituido en capítulos, los cuales son el capítulo I el problema, capítulo II marco teórico, capítulo III marco metodológico y capítulo IV resultados.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Antecedentes

Los sistemas de distribución son afectados económica y operacionalmente debido a la presencia de pérdidas eléctricas, mayormente ubicadas en las proximidades de las cargas. El flujo de cargas es comúnmente usado para el cálculo de estas pérdidas, con él se logra determinar las características técnicas de estas pérdidas y su impacto en la red, pero no permite determinar cómo se puede mejorar la red, para disminuir estas pérdidas.

La creciente demanda eléctrica a nivel mundial afecta los sistemas de potencia en todas sus etapas, que pueden ser separadas a grandes rasgos en tres bloques, generación, transmisión y distribución, obligando a las industrias eléctricas a mejorar y fortalecer dichos sistemas. La etapa de distribución es la más afectada de todo el sistema eléctrico, debido a distintas causas tales como: la sobrecarga de las subestaciones de distribución de acuerdo al incremento de las cargas, falta de estudio a tiempo de planificación urbana y de planificación de distribución eléctrica, el crecimiento de circuitos de distribución existentes sin estudios previos para atender la demanda creciente de subscritores. Otro factor importante que perturba al sistema de distribución es la obsolescencia de los equipos con que este funciona (transformadores y líneas).

Existen muchas maneras de minimizar las perdidas técnicas en los sistemas de distribución que pueden ser implementadas, entre ellas están: Transferencia de carga (reconfiguración), balance de fases, ubicación óptima de capacitores, variación del calibre de los conductores, conversión de alimentadores monofásicos y trifilares a trifásicos y modificación de taps en transformadores de distribución. [12]

Gracias al interés existente por la determinación óptima de perdidas técnicas en los sistemas de distribución, se han desarrollados diferentes trabajos referentes a este tema, como es el caso de Padrino Nestor (2009) [17], quien realizó un trabajo de investigación titulado "Determinación óptima de pérdidas técnicas en redes eléctricas de distribución usando algoritmo genético", en este trabajo se plantea optimizar redes de distribución variando el calibre de los conductores, haciendo uso de una función multiobjetivo que en conjunto con el algoritmo genético logra optimizar perdidas y costos teniendo como restricción el índice de calidad de tensión (IDT).

Miguel Leiva (2001) [13], presenta un trabajo llamado "Localización óptima de condensadores en un sistema de distribución eléctrico vía algoritmo genético". En este trabajo se desarrollo una metodología basada en Algoritmos Genéticos con el fin de determinar el tamaño, ubicación, tipo y número de condensadores a ser instalados en un sistema de distribución radial de topología conocida e invariante en el tiempo. El objetivo es minimizar las pérdidas de potencia en las horas de mayor consumo y las pérdidas de energía en un sistema de distribución considerando el costo de los condensadores. Por otra parte en este trabajo también se desarrolla una metodología de optimización de propósito general, altamente robusta que puede ser utilizada para resolver problemas complejos y difíciles de modelar por medio de los métodos tradicionales de optimización.

Por otro lado Pedro Gardel (2006) [10], desarrollo un estudio para mejoramiento de sistemas de distribución sobre “Compensación de potencia reactiva en un contexto multiobjetivo mediante algoritmo de colonia de hormigas”. En el cual propone el algoritmo Ómicron Eléctrico, una variante del Ómicron ACO para su aplicación al problema de compensación de potencia reactiva en un contexto multiobjetivo. El método propuesto en el presente estudio es el primer Algoritmo de Optimización por Colonia de Hormigas aplicado al problema de compensación de potencia reactiva, en un contexto puramente multiobjetivo. Uno de los principales aportes de este trabajo es el nuevo enfoque que se le da al problema de compensación de potencia reactiva. Dicho enfoque fue especialmente desarrollado para un algoritmo ACO multiobjetivo aplicado al problema en estudio, la cual consiste en su carácter dinámico que persigue generar buenas soluciones con mucha o poca compensación, dependiendo del punto de la generación en que se encuentre el algoritmo. Con esto se pretende una mejor exploración del espacio de soluciones y obtener un conjunto de soluciones más cercano al Frente Pareto real.

Como ha quedado en evidencia, existen muchos trabajos tanto a nivel nacional como internacionales orientados al mejoramiento de los sistemas eléctricos con relación a la minimización de perdidas. La mayoría se han enfocado en usar técnicas heurísticas para resolver el problema de optimización y cada técnica tiene sus ventajas al ser aplicado, estas técnicas tienen la ventaja de poder trabajar varias funciones objetivos a su vez, y con un costo mínimo, al poder desarrollarlo a través de programas computacionales.

1.2 Formulación del problema

En los sistemas de distribución existen diversas variables, las cuales, deben ser objeto de análisis, necesario para calcular de manera precisa las

pérdidas antes mencionadas. En la actualidad se cuenta con programas computacionales que trabajan con métodos clásicos, análisis numéricos y técnicas heurísticas, entre otros, orientados al cálculo de perdidas en los sistemas de distribución.

Debido a los actuales problemas que sufre nuestro sistema eléctrico nacional y sobre todo el sistema de distribución, es imperativo realizar estudios de minimización de pérdidas en las redes, a fin de contar con alternativas viables que puedan ser implementadas por parte de los entes que administran las redes. En este trabajo se ha considerado el uso de una técnica heurística, que corresponde al algoritmo competitivo imperialista (ICA), el cual ha sido publicado por Arash Khabbazi (2009) [3] y será utilizado en el estudio de una red de distribución aérea variando el calibre de los conductores y a su vez evaluar la ubicación óptima de capacitores.

1.3 Objetivo general

Aplicación del algoritmo competitivo imperialista (ICA) para la minimización de pérdidas en redes aéreas de distribución.

1.4 Objetivos específicos

1.4.1 Realizar una revisión bibliográfica (Estado del arte) relacionado con la minimización de perdidas en sistemas de distribución.

1.4.2 Estudiar el algoritmo competitivo imperialista (ICA) y proponer modificaciones para ser adaptado a la optimización de sistemas de distribución.

1.4.3 Desarrollar el modelo computacional de aplicación del (ICA).

1.4.4 Aplicar el (ICA) en la escogencia óptima del calibre del conductor de una red de distribución.

1.4.5 Aplicar el (ICA) a la ubicación óptima de capacitores en una red de distribución.

1.4.6 Aplicar el (ICA) a la ubicación óptima de capacitores variando a su vez el calibre del conductor en una red de distribución.
1.4.7 Comparar los resultados obtenidos de la aplicación del ICA a la red de distribución con un software comercial y trabajos anteriores.

1.5 Justificación

Para la proyección de sistemas de distribución y realizar mejoras que hagan más eficiente al sistemas ya existente, es necesario conocer las pérdidas eléctricas, generando así diseños óptimos, teniendo en cuenta los costos y estándares de calidad. La Universidad en su función de ente de consulta y asesoramiento a las empresas e industria, debe contar con herramientas y conocimientos desarrollados para poder cumplir con esta función.

La importancia de este trabajo radica en que se tendrá una nueva herramienta para la optimización de redes de distribución, con la cual la Universidad podrá contar con varias técnicas de estudios de minimización de pérdidas, a fin de ofrecer consultas y asesorías de mejoras a las empresas administradoras de la energía eléctrica, en especial en sistemas de distribución.

Con la ejecución de este trabajo se llevara a cabo una investigación y revisión bibliográfica, que abrirá nuevos horizontes y dejara los cimientos para la realización de futuros trabajos relacionados con la optimización de redes de distribución.

1.6 Alcance

En este estudio se trabajará con dos variables: la ubicación óptima de capacitores y la variación del calibre del conductor, se aplicará a una red de distribución aérea.

1.7 Limitación

En la actualidad existe una escasa información relacionada con este algoritmo, se desconoce las dimensiones del alcance de su programación, sin embargo, su desarrollo es similar al de los algoritmos evolutivos.

Ya que anteriormente no se ha trabajado con este algoritmo para la optimización de redes de distribución, se desconocen los tiempos computacionales y eficiencia del mismo y debido a esto es de vital importancia para este estudio realizar la comparación de resultados con trabajos ejecutados con antelación.

El programa creado bajo la metodología propuesta, será aplicado a redes didácticas de prueba utilizadas anteriormente por otros investigadores en sus estudios, también este programa será aplicado a una red eléctrica real de Venezuela.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

En el capítulo que se muestra a continuación se presentaran las definiciones teóricas necesarias para la comprensión de este trabajo de investigación, en este se documenta toda la teoría necesaria para el entendimiento del mismo.

2.1 Sistemas de distribución [9]

Uno de los componentes más importantes de los sistemas eléctricos, ya sea que pertenezcan a empresas privadas o estatales, es el sistema de distribución. En todos los casos la energía que vende cualquier compañía pasa por su sistema de distribución, siendo por ello importante el buen diseño y enfoque de tales sistemas. Estos pueden variar desde una simple línea aérea que conecte un generador con un solo consumidor, hasta un sistema mallado o de red automática que alimente la zona más importante de una ciudad.

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares.

Es la etapa final en la cadena de un sistema de potencia eléctrico, en esta etapa se reducen los altos niveles de tensión a niveles de consumo industrial, residencial y de cargas especiales.

¿Qué es lo que en realidad significa el término sistema de distribución? Tal vez no esté perfectamente definido internacionalmente; sin embargo, comúnmente se acepta que es el conjunto de instalaciones desde 120 Voltios hasta tensiones de 34.5 kV encargada de entregar la energía eléctrica a los usuarios.

2.2 Sistemas de distribución industriales

Estos sistemas representan grandes consumidores de energía, como plantas petroquímicas, de acero, papel y otros procesos industriales similares. Estos sistemas aunque son de distribución, deben ser alimentados a tensiones más elevadas que las usuales, es decir, 85 Kv o mayores. Con frecuencia el consumo de energía de estas industrias equivale al de una pequeña ciudad, generando ellas mismas, en algunas ocasiones, parte de la energía que consumen por medio de sus procesos de vapor, gas o diesel, según el caso.

La red de alimentación y la estructura de la misma deberán tomar en cuenta las posibilidades o no de su interconexión con la red o sistema de potencia, ya que esto determinara la confiabilidad del consumidor, que en este caso es muy importante debido al alto costo que significa una interrupción de energía.

2.3 Sistemas de distribución comercial

Estos sistemas son los que se desarrollan para grandes complejos comerciales o municipales como rascacielos, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales y puertos marítimos, etc. Este tipo de

sistemas posee sus propias características por el tipo de demanda de energía que tiene con respecto a la seguridad, tanto de las personas como de los inmuebles. En estos casos se cuenta con generación local, en forma de plantas generadoras de emergencia, las mismas son parte importante en el diseño del sistema de alimentación en este tipo de servicios.

2.4 Parques industriales

Esta parte está referida a la alimentación o suministro, en las zonas denominadas parques industriales, a pequeñas o medianas industrias localizadas por lo general en las afueras de las ciudades o centros urbanos. Las estructuras pueden ser similares a las anteriores; sin embargo, los requisitos de continuidad varían, siendo en algunos casos no muy estrictos. Por lo general la tensión de alimentación en estas zonas es mediana por lo que el desarrollo de las redes de baja tensión es mínimo. La planeación de estos sistemas se debe considerar con gran flexibilidad ya que la expansión en estas zonas industriales es grande, en especial en zonas nuevas en países en desarrollo. En la mayoría de los casos estas estructuras son desarrolladas y operadas por las compañías de distribución estatales.

2.5 Sistemas de distribución urbanos y residenciales

Estos sistemas por lo general son también responsabilidad directa de las compañías suministradoras de energía eléctrica y consiste en la mayoría de los casos en grandes redes de cables subterráneos o aéreos desarrollados en zonas densamente pobladas. En grandes centros urbanos las cargas con frecuencia son considerables, aunque nunca comparables con las cargas industriales. Por otra parte, en zonas residenciales las cargas son ligeras y sus curvas de carga muy diferentes a las de las zonas urbanas comerciales o mixtas, por tanto, las estructuras de alimentación para estas zonas son distintas y los criterios con los que se debe diseñar son exclusivos para este tipo de cargas.

2.6 Sistemas de distribución rural

Esta área de la distribución es la que tiene la densidad de carga más baja de las mencionadas y por ello requiere soluciones especiales que incluyan tanto las estructuras como los equipos. Las grandes distancias y las cargas tan pequeñas representan un costo por kW-h muy elevado, por lo que en muchas zonas es preferible generar la energía localmente cuando menos al inicio de las redes.

2.7 Estructuras de mediana tensión

En forma generalizada es posible enumerar las diferentes estructuras de mediana tensión que más se emplean en la actualidad en los sistemas de distribución como sigue:

- Estructura radial: Aérea, mixta y subterránea.
- Estructura en anillo: Abierto, cerrado.
- Estructura en mallas.
- Estructura en doble derivación.
- Estructura en derivación múltiple.
- Estructura de alimentadores selectivos.

2.8 Estructura radial

La estructura radial es la que más se emplea, aunque su continuidad se encuentra limitada a una sola fuente; su sencillez de operación y bajo costo la hacen muy útil en muchos casos.

Esta estructura radial se emplea en los tres tipos de construcción que existen:

- Red aérea.
- Red mixta.

- Red subterránea.

2.9 Red aérea

Este tipo de construcción se caracteriza por su sencillez y economía, razón por la cual su empleo está muy generalizado. Se adapta principalmente para:

1. Zonas urbanas con:
    a) Carga residencial.
    b) Carga comercial.
    c) Carga industrial baja.
2. Zonas rurales con:
    a) Carga doméstica.
    b) Carga de pequeña industria (Bombas de agua, molinos, etc)

Los elementos principales en esta red (transformadores, cuchillas, seccionadores, cables, etc.) se instalan en postes o estructuras de distintos materiales.

2.10 Red mixta

Es muy parecida a la red aérea; difiere de ésta sólo en que sus alimentadores secundarios en vez de instalarse en la postería se instalan directamente enterrados.

Esta red tiene la ventaja de que elimina gran cantidad de elementos aéreos, favoreciendo con esto la estética del conjunto y disminuyendo notablemente el número de fallas en la red secundaria, con lo que aumenta por consecuencia la confiabilidad del sistema.

2.11 Red subterránea

Esta estructura se constituye con cables troncales que salen en forma "radiante" de la subestación y con cables transversales que ligan a los troncales. La sección del cable que se utiliza debe ser uniforme, es decir, la misma para los troncales y para los ramales.

La aplicación de este tipo de estructura es recomendable en zonas extendidas, con altas densidades de carga (15 a 20 MVA/Km^2) y fuertes tendencias de crecimiento.

2.12 Estructura en anillo abierto

Este tipo de esquemas se constituye a base de bucles de igual sección, derivados de subestación fuente.

Las subestaciones de distribución quedan alimentadas en seccionamientos exclusivamente.

Las redes en anillo normalmente operan abiertas en un punto que por lo general es el punto medio, razón por la cual se le conoce como redes en anillos abierto. Al ocurrir una falla dentro de un anillo se secciona el tramo dañado para proceder a la reparación, siguiendo una serie de maniobras con los elementos de desconexión instalados a lo largo de la subtroncal.

Esta estructura es recomendable en zonas con densidades de carga entre 5 y 15 MVA/Km^2 y en donde el aumento de la carga es nulo o muy pequeño, de tal manera que se pueda absorber fácilmente con la estructura inicial, sin que sea necesario realizar trabajos para modificar la configuración de la red.

2.13 Estructura en anillo cerrado

El esquema de esta estructura es semejante a la anterior, y varia únicamente en que no existe un punto normalmente abierto. Esta estructura tiene gran aplicación en zonas amplias; se desarrolla en cables subterráneo por la facilidad que se tiene de incrementar la capacidad instalada paulatinamente sin afectar la estructura fundamental de la red.

2.14 Estructura en mallas

En esta estructura las subestaciones de distribución están conectadas en seccionamiento, y junto con el cable constituyen anillos de igual sección. Estos anillos operan en forma radial, para lo cual se opera normalmente abierto uno de los anillos de seccionamiento, interruptor o cuchillas, en la subestación que queda aproximadamente a la mitad. Existen enlaces entre los anillos para asegurar una alimentación de emergencia. En caso de un incidente interno en el anillo, se resuelve con los propios recursos haciendo maniobras entre grupos de subestaciones, por lo cual la capacidad de la malla corresponde a la del cable. Esta estructura es recomendable en zonas con crecimiento bastante acelerado, a demás de cargas no puntuales, debido a sus características de posibilidad de expansión y reparto de carga. Su aplicación se recomienda en zonas comerciales con densidades superiores a 20 MVA/Km^2.

2.15 Estructura en doble derivación

La disposición de los cables en el caso de esta estructura se hace por pares, siendo las secciones uniformes para los cables troncales y menores para las derivaciones a la subestación y servicio, los cuales quedan alimentados en derivación. Es una estructura que resulta conveniente en zonas concentradas de carga y con densidades de cargas del orden de 5 a 15 MVA/km^2.

La aplicación más específica puede ser en zonas industriales, comerciales o turísticas de configuración extendida, en las que se tiene necesidad de doble alimentación para asegurar una elevada continuidad y que presenten características de carga y geometría concentradas.

La operación de este tipo de estructura se hace con base a un esquema de alimentadores preferentes y emergentes con transferencias manuales o automáticas, siguiendo el principio de cambio de alimentación.

2.16 Estructura en derivación múltiple

Esta red se constituye por un número determinado de alimentadores que contribuyen simultáneamente a la alimentación de la carga. En realidad estas redes son una variación de las redes en derivación doble, ya que siguen el mismo principio, sólo que este tipo de red permite alimentar un área más amplia debido al mayor número de alimentadores. Esta red se debe diseñar dejando un margen de capacidad de reserva en los alimentadores de mediana tensión, de tal manera que al quedar fuera de servicio uno de ellos la carga se reparte a los restantes por medio de transferencia automática.

2.17 Estructura de alimentadores selectivos

Esta red se constituye por cables troncales que salen preferentemente de subestaciones diferentes y llegan hasta la zona por alimentar; de estas troncales se derivan cables ramales de menor sección que van de una troncal a otra enlazándolas, siguiendo el principio de la doble alimentación. Las subestaciones o transformadores de distribución se reparten entre parejas de alimentadores troncales que quedan conectadas por medio de seccionamiento.

2.18 Elementos de los sistemas de distribución

2.18.1 Líneas [9]

Todo sistema eléctrico de distribución energía eléctrica se realiza a través de líneas, las cuales son por lo regular aéreas, aunque en muchos casos pueden ser subterráneas.

En el caso de las líneas aéreas los conductores que la constituyen se levantan por medio de postes de distribución, cuyas características se determinan por medio de la configuración del sistema.

Para la distribución aérea son utilizados los conductores desnudos, sostenidos por aisladores, lo cual ahorra los costos del aislamiento y aumenta la capacidad térmica del conductor al permitirle mayor disipación del calor.

2.18.2 Transformadores [9]

Un transformador es un dispositivo que cambia la potencia eléctrica alterna con un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna con otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético. Consta de dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. Estas bobinas (normalmente) no están conectadas en forma directa. La única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo.

Uno de los devanados del transformador se conecta a una fuente de energía eléctrica alterna y el segundo (y quizás tercero) suministra energía eléctrica a las cargas. El devanado del transformador que se conecta a la fuente de potencia se llama devanado primario o devanado de entrada, y el devanado que se conecta a la carga se llama devanado secundario o

devanado de salida. Si hay un tercer devanado en el transformador, se llama devanado terciario.

2.18.3 Dispositivos de protección en sistemas de distribución [9]

Para llevar a cabo una correcta protección de un sistema eléctrico es necesario conocer todos los parámetros del mismos, tales como niveles de cortocircuito, equipo conectado, si el sistema es aéreo o subterráneo. Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes empleados generalmente en un sistema de distribución son:

- Interruptores.
- Relé.
- Reconectadores.
- Seccionadores.
- Fusibles.

2.18.4 Interruptores [9]

Uno de los dispositivos de protección más importantes en los sistemas de distribución es el interruptor; este se puede clasificar por su tensión en interruptores de mediana y baja tensión. Se puede definir en forma general como un dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto corriente de operación normal como altas corrientes durante un tiempo específico, debidas a fallas en el sistema.

Los interruptores pueden cerrar o abrir de forma manual o automática por medio de relé. Estos dispositivos deben tener una alta capacidad de interrupción de corriente y soportar altas corrientes de operación en forma continua.

2.18.5 Relé [9]

Los relés son los dispositivos que sirven para sensar o detectar las condiciones de operación de la red y ordenar el cierre o apertura de los interruptores; como estos últimos, se consideran en general dentro del equipo de las subestaciones dado su tamaño, costo y valores nominales. Desde el punto de vista de distribución, estos dispositivos se pueden clasificar como relé de sobrecorriente y de recierre. En general los relés de sobrecorriente electromecánico son muy utilizados en la actualidad, aunque ya se han desarrollado del tipo de estado sólido, siendo estos aplicados en sistemas de distribución.

2.18.6 Reconectadores [9]

El reconectador es un aparato que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el reconectador repite la secuencia de cierre-apertura un número de veces más (por lo general son como 4 máximos). Desde la cuarta operación de apertura queda en posición de abierto definitivamente.

2.18.7 Seccionadores [9]

La incorporación de este tipo de dispositivos de protección en alimentadores de distribución protegidos por interruptores, reconectadores o fusibles hace posible que las fallas puedan ser aisladas o seccionadas, confinando la zona de disturbio del alimentador a una mínima parte del circuito, y por tanto afecta solamente a los usuarios conectados a esa derivación. Es por esto que cobra suma importancia la ubicación correcta de un seccionador en el desarrollo de un alimentador, de tal manera que nunca deben ser instalados en las troncales o subtroncales muy importantes. Un

seccionador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente o de forma manual, mientras el circuito está desenergizado por la operación de un interruptor, un reconectador o fusible. Debido a que este dispositivo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza siempre en serie con un dispositivo de interrupción. Asimismo, dado que no interrumpe corriente de falla no tiene característica tiempo-corriente, lo que constituye una de sus mayores ventajas y facilita su aplicación en los esquemas de protección exceptuando los seccionadores rompe arco que si cuentan con la característica tiempo-corriente.

2.18.8 Fusibles de baja y mediana tensión [9]

Un fusible puede ser definido como un dispositivo de protección que opera cuando una sobrecorriente pasa por él y pone en peligro los equipos o instalaciones del sistema, pudiendo deberse esta sobrecorriente a sobrecargas o cortocircuito. Por tanto, las funciones de los fusibles serán fundamentalmente aislar la porción del circuito en disturbio del resto del alimentador, sin falla e impedir el daño de los equipos instalados en el mismo.

2.19 Flujo de carga [8]

El estudio del comportamiento de los sistemas de distribución son realizados a través del análisis de flujo de carga, este es la denominación que se da a la solución de estado estacionario de un sistema de potencia bajo ciertas condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red.

El objetivo principal de un Sistema Eléctrico de Potencia es satisfacer la demanda. Como consecuencia surge el problema de por dónde debe hacerse la alimentación e incluso prever caídas de tensión, regulación de transformadores, inyección de potencia reactiva.

Los estudios de flujo de carga, son sumamente importantes para evaluar el funcionamiento de los sistemas de potencia, su control y planificación para expansiones futuras. Un estudio de flujo de potencia define principalmente las potencias activa y reactiva y el vector de tensión en cada bus en el sistema y con estas conocidas se determina el flujo en las líneas de transmisión y en general de los elementos del sistema de generación, dados, los niveles de demanda y generación.

Aunque la red se considera lineal, sin embargo es bien conocido que el modelo matemático para el estudio de flujo de carga es no lineal y esto se debe al hecho de que en su formulación se utiliza de manera explícita de la potencia eléctrica como el producto de V*I, las cuales son cantidades complejas.

2.19.1 Objetivo del flujo de carga

Partiendo de una condición de demanda y de generación conocida, se determina el comportamiento de la red en términos de tensiones y flujos de potencia.

A fin de evaluar:

- Acciones de control sobre la red.
- Efectos de cambios topológicos en el sistema.
- Impacto de dispositivos reguladores de tensión y potencia.
- Efectos de cargas.
- Requerimientos de reactivos.
- Fundamental en la toma de decisión a nivel de acciones en la operación de redes eléctricas y en la planificación de sistemas eléctricos.

- Base de cálculo en otros estudios de interés: Fallas, estabilidad transitoria, dinámica, estabilidad de voltajes, etc.

2.19.2 Uso del Análisis de Flujo de carga [8]

Empleado tanto en estudios de operación como de planificación de redes eléctricas.

2.19.3 A nivel de operación [8]

Estudios de seguridad de red aplicando análisis de contingencia: estudio donde se evalúan un conjunto posibles de contingencias y estas se ponderan en función de su severidad en términos de la magnitud de los límites operativos violados. Continencia: evento con algún grado de riesgo sobre la red.

2.19.4 A nivel de Planeación [8]

Se emplea para evaluar acciones de expansión de la red eléctrica con el propósito de satisfacer adecuadamente el aumento pronosticado de la demanda.

2.20 Pérdidas en los sistemas de distribución

2.20.1 Pérdidas técnicas en los sistemas de distribución [9]

El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos se denomina pérdidas técnicas. Estas pérdidas representan energía no aprovechable ya que esta se disipa o pierde durante la transmisión y la distribución dentro de la red como consecuencia de; un recalentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad, desde las plantas generadoras a los consumidores, y de otros factores. Así las pérdidas técnicas de potencia y energía eléctrica son inherentes a la

eficiencia del sistema para transportar esa energía hasta el consumidor final. Las pérdidas técnicas son un fiel reflejo del estado y la ingeniería de las instalaciones eléctricas, del grado de optimización de la estructura del sistema eléctrico, y de las políticas de operación y mantenimiento.

En una curva de potencia versus tiempo, el área bajo la curva representa la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución, su mayor concentración es ocasionada por la transmisión de energía eléctrica a través de conductores, transformadores y otros equipos del sistema, debido al recalentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras a los consumidores (efecto Joule), así como las ocasionadas en las líneas de transmisión por el efecto corona. Estas pérdidas por calentamiento son las que mas se estudian a fin de mejorar diseños que permitan la minimización de estas.

Cabe destacar también que en los transformadores se debe tener en cuenta no sólo las pérdidas en los devanados, sino también en el núcleo. Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente; sólo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.

Hasta ahora sólo se han considerado las pérdidas por efecto Joule, pero es necesario tener en cuenta que aparecen otras pérdidas, como:

a) Pérdidas ocasionadas por el campo magnético

Son producidas por la corriente que circula por el conductor, cuando se trata de corriente alterna al inducir campos magnéticos de naturaleza variable que se traducen en:

- Pérdidas por fenómenos de histéresis y corrientes de Foucault en los accesorios ferromagnéticos de las líneas.

- Pérdidas por corrientes de Foucault que se producen en cualquier cuerpo, sea o no ferromagnético.
- Pérdidas por reactancias inductivas o capacitivas.

b) Pérdidas como consecuencia de la imperfección de los aislamientos

Aparecen corrientes de fugas en los aislamientos, que origina un calentamiento de los mismos.

2.20.2 Pérdidas no técnicas [14]

Las pérdidas no técnicas se originan de la demanda de energía efectiva que se entrega al consumidor, es el consumo propio de la empresa encargada del suministro eléctrico, ya que por algún motivo no es computada en las ventas, también este tipo de pérdidas se dan debido a un mal esquema de distribución de energía, sobredemandas y hurto del servicio eléctrico.

2.21 Métodos para la minimización de pérdidas técnicas

En la actualidad se cuenta con diversos métodos para la minimización de pérdidas técnicas, tales como trabajar sobre la reconfiguración de los sistemas de distribución, movimiento de los taps de los transformadores, convertir sistemas monofásicos en trifásicos y realizar balance de cargas, entre otros.

El objetivo de este trabajo de investigación se centra en disminuir las pérdidas técnicas ocasionadas por el calentamiento de los conductores o efecto joule y pérdidas por exceso de reactivos en el sistema, por lo que estos problemas se atacaran mediante la variación de los calibres de los conductores y ubicación óptima de capacitores.

2.21.1 Variación de calibre de conductor [12]

En la búsqueda de la disminución de las pérdidas técnicas se han desarrollado diversos métodos dentro de las cuales figura la variación de los calibres de los conductores, este consiste en el aumento o disminución del calibre del conductor de una línea según sea la conveniencia, con el objetivo de conseguir una disminución en el costo de las pérdidas inherentes al flujo de potencia que la atraviesa. El costo del conductor que se va a instalar sumado al costo de la mano de obra requerida para la instalación, más el costo del mantenimiento, debe ser compensado con el ahorro producido en el costo de las pérdidas de energía. En consecuencia, la decisión de variar el calibre de los conductores o no, es establecida por una relación beneficio/costo. El problema consiste en proponer una nueva configuración de calibres del conductor para cada segmento de los alimentadores, sin perder de vista durante la planeación de los sistemas de distribución el crecimiento futuro de las redes y con este la demanda, de tal forma que se minimicen los costos totales. Esa configuración presenta cambios en segmentos seleccionados de acuerdo con los criterios económicos mencionados y teniendo en cuenta las restricciones técnicas del sistema (capacidad de las líneas y límites de tensión en los nodos).

2.21.2 Ubicación óptima de capacitores [16]

Uno de los métodos más importantes en reducción de pérdidas técnicas y control de las tensiones de los sistemas de distribución es la utilización de condensadores fijos y condensadores conmutables. Para ello, es necesario conocer el modelo del sistema bien sea este radial o mallado en condiciones operacionales reales, incluidas las cargas desequilibrada o equilibrada y la estructura real del alimentador.

La potencia reactiva es esencial para los sistemas eléctricos alimentados por AC, debido a que muchas de las cargas en el sistema requieren de reactivos para funcionar, así como, hay elementos de la red que generan reactivos, como lo son las líneas y los cables. Siempre debe existir un equilibrio, debido a que una falta de potencia reactiva en un sistema, genera depresiones en las tensiones e igualmente al inverso, un exceso de potencia reactiva ocasionaría sobretensiones.

Existen numerosas dificultades en colocación óptima de condensadores con el fin de reducir las pérdidas. Estos problemas son:

a) No claridad del comportamiento de los alimentadores de las cargas.
b) La complejidad de la distribución de las redes.
c) La incertidumbre de las empresas encargadas de la distribución de la energía eléctrica en recibir ganancias debido a los gastos generados por la colocación de capacitores.
d) Variedad del tipo de cargas en la red.

Con la debida atención a estas dificultades, en muchas investigaciones hechas hasta el momento, algunas hipótesis en colocaciones de capacitores presentan la solución del problema de una forma más simple, que no han sido simplemente una mayor inversión de las empresas, de manera que las pérdidas son todavía elevadas en la red. La mayor parte del consumo de energía en los sistemas de distribución se debe a cargas que desbalancean el sistema. Por consiguiente, es útil la investigación de la ubicación óptima de capacitores en sistemas de distribución desequilibradas.

2.21.3 Compensación reactiva en paralelo [16]

Su función principal es mejorar el factor de potencia, debido a que disminuye la circulación de corriente a lo largo del circuito lo que a su vez reduce las pérdidas y mejora los perfiles de tensión. Los beneficios de la

optimización de los circuitos, son la disminución de las cargas térmicas, aumento de los niveles de tensión y reducción de pérdidas.

2.21.4 Compensación reactiva en paralelo y las cargas no lineales [16]

En la actualidad, en los sistemas eléctricos de potencia, existe una gran proliferación de cargas no lineales, las cuales son generadoras de armónicos en corriente. Los problemas que causan las corrientes múltiplos de la fundamental en bancos de condensadores puros, son el envejecimiento prematuro de los equipos, la quema de los mismos o disparo de sus fusibles causado por la resonancia e incremento de los niveles de corriente que se traducen en las pérdidas técnicas

2.21.5 Compensación reactiva en serie [16]

A nivel de compensación reactiva en serie en media tensión, actualmente en Venezuela no se cuenta con la experiencia práctica de esta técnica. Desde hace muchos años, en el mundo se viene realizando compensación reactiva en serie en alta y extra alta tensión. Por razones de costo, sobre todo en lo que respecta al equipo de protección contra sobretensiones, sólo era económicamente viable, la instalación de condensadores en serie en estos niveles de tensión. Debido a nuevas tecnologías en electrónica de potencia, se han podido fabricar equipos de protección a bajo costo. Siendo posible realizar compensación en serie, en circuitos de media tensión. Esta compensación posee la ventaja de que al estar en serie, los reactivos que inyecta están en función de la corriente de carga, logrando una auto regulación de los mismos. Entre los beneficios de la utilización de la compensación en serie están, la reducción de las variaciones de tensión a causa de la carga y reducción de las pérdidas de la línea.

2.22 Optimización [22]

La optimización es el proceso de modificar un sistema para mejorar su eficiencia o también el uso de los recursos disponibles. El sistema puede ser un simple programa de cómputo, una colección de computadoras o incluso distintos tipos de redes, bien sean de Internet, eléctricas, de agua, etc.

La optimización de sistemas eléctricos, a fin de minimizar diferentes parámetros es tema de estudio actualmente, en especial en cuanto a minimización de pérdidas técnicas en sistemas de distribución. A continuación se presenta algunas de estas investigaciones, dirigidas a presentar métodos y algoritmos de optimización donde muestran como se reducen pérdidas técnicas en sistemas de distribución, al aplicarlos en la ubicación óptima de condensadores y variaciones de calibres de conductor

André Méffe (2001) [14] realiza su investigación “Metodología para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuçao” en donde propone una nueva metodología para el cálculo de pérdidas técnicas de energía y demanda por segmento del sistema de distribución.

El propone que las pérdidas técnicas se dividan en varios segmentos: medidor de energía, acometida, red secundaria, transformador de distribución, red primaria, subestación de distribución y sistema de alta tensión. En el segmento de red primaria incorpora los lugares referentes al equipamiento (capacitores, reguladores de tensión, etc.), perdidas en conexiones, corrientes de fuga, etc.

Para llevar a cabo la metodología propuesta fue necesario programar un software computacional que cuenta con dos módulos principales; el primer módulo está destinado al cálculo de las pérdidas técnicas en redes especificas, el cálculo se efectúa de manera jerárquica, por ejemplo: se selecciona una subestación específica y se calculan todas las pérdidas de

los segmentos que la conforman (redes primarias, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y medidores de energía). Las pérdidas técnicas en términos de energía de demanda, son obtenidas por medio del cálculo individual de cada segmento involucrado. Con la aplicación de este primer módulo se obtiene un índice porcentual de pérdida de energía por segmento, estos índices son transferidos al segundo modulo que tiene como objetivo efectuar un balance de energía del sistema.

Una vez aplicada la metodología propuesta por André Méffe a una red real, se obtuvo como resultados validar el programa creado para la aplicación de la metodología propuesta, también al realizar comparaciones con otras metodologías se puede notar que existen diferencias un poco grandes y estas se deben a que con este programa se calculan las pérdidas del sistema por separado mientras que con los otros programas se hace de manera global.

Atashpaz-Gargari & Caro Lucas (2008) [2], Publican "Designing an optimal PID controller using Colonial Competitive Algorithm"**.** En este artículo los autores han utilizado una nueva técnica heurística llamada "Algoritmo competitivo colonial" para diseñar un controlador PID óptimo. El controlador PID es utilizado para la minimización del tiempo y así eliminar el máximo error absoluto.

Los autores consideraron el sistema mostrado en la Figura N°2.1. Ella muestra la secuencia del proceso, el regulador y la planta para ser controlada. El objetivo es diseñar un regulador de modo que la salida del sistema tenga algunas características definidas.

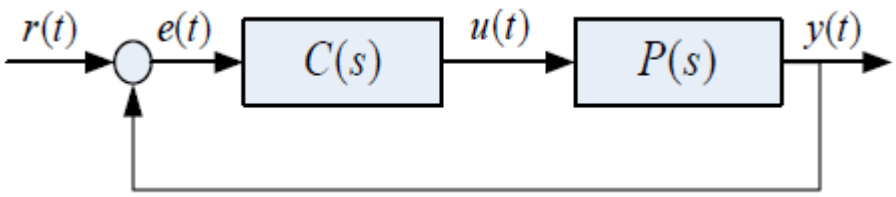


Figura N°2.1. Diagrama de bloque del sistema de control

Se usa un regulador PID para controlar la planta. Para un regulador PID, $C(S)$ es definido como:

$$C(S) = K_p + \frac{K_i}{S} + K_d S \qquad (2.1)$$

Donde $C(S)$ es el controlador y $K_p, K_i \; y \; K_d$ son las ganancias proporcionales, integrales y derivados respectivamente. La salida del sistema será:

$$U(t) = K_p e_{(t)} + K_i \int_0^{\infty} e_{(t)} dt + K_d \, e_{(t)} \qquad (2.2)$$

Para una planta cualquiera dada, el problema de diseñar a un regulador PID es ajustar los parámetros $K_p, K_i \; y \; K_d$, para conseguir un funcionamiento deseado del sistema considerado

El algoritmo propuesto (ICA) se aplica para el problema de diseñar un regulador óptimo PID para un sistema al cual se hace una comparación, utilizamos la función de costo total:

$$f_{total} = f_{MO} + F_{RT} + f_{ST} + f_{IAE} \qquad (2.3)$$

Donde $f_{MO}, f_{RT}, f_{ST} \; y \; f_{IAE}$, son el exceso máximo, tiempo de subida, tiempo de colocación y error absoluto integral, respectivamente.

La función de transferencia para este sistema $G_p(s)$ es definida de la siguiente manera:

$$P(s) = \frac{4{,}228}{(S + 0{,}5)(S^2 + \ 1{,}64S + 8{,}456)} \qquad (2.4)$$

El algoritmo propuesto es aplicado a este problema usando 60 países iníciales, dentro de los cuales 6 países son imperialista iníciales y el resto son colonias. Donde el resultado del controlador PID es:

$$C(S) = \ 3{,}5273 + \frac{2{,}1671}{S} + 4{,}1560\ S \qquad (2.5)$$

Luego se realizo una comparación entre el algoritmo competitivo y el algoritmo genético, hecho con una población inicial de 60 individuos y rata de mutación de 20% al mismo controlador, obteniéndose que los resultados obtenidos son muy parecidos entre si tal como se muestra en la Tabla N°2.1.

Tabla N°2.1. Comparación de resultados Algoritmo competitivo colonial y algoritmo genético.

Method and Controller	f_{MO}	f_{RT}	f_{ST}	f_{IAE}	f_{Total}
CCA KP = 3.445 KI = 2.166 KD = 4.233	0.1818	0.3	2.85	0.8614	4.1932
Continuous GA KP = 3.369 KI = 2.125 KD = 4.204	0.1762	0.31	2.86	0.8669	4.2131

Ching-Tzong Su *, Chu-Sheng Lee (2000) [7], plantearon en su trabajo “Feeder reconfiguration and capacitor setting for loss reduction of distribution systems”, este estudio presenta un enfoque eficaz en la reconfiguración del alimentador y ajuste de capacitores para la reducción de pérdidas y mejora

del perfil de tensión en sistemas de distribución. La técnica de optimización usada es recocido simulado (SA), la cual tiene como merito que puede ofrecer a nivel mundial o casi mundial una solución óptima para la reconfiguración de alimentador y ajustes de capacitor.

Este estudio, tiene como objetivos reducir al mínimo las pérdidas de energía del sistema, sólo tomando en cuenta las cargas y las acciones de operaciones. Ellos a manera de simplificar la investigación no toman en cuenta el costo de mantenimiento y varias cargas de engranaje de distribución.

Matemáticamente, la función objetivo que se utiliza es:

$$\min f = \min(P_{T,loss}) \qquad (2.6)$$

Donde $P_{T,loss}$ representa la pérdida total de energía de todo el sistema.

La magnitud de voltaje en cada barra debe mantenerse dentro de sus márgenes. La corriente sobre cada rama tiene que estar dentro de sus límites de capacidad. Estas son expresadas así:

$$Vmin \leq |Vi| \leq Vmax \qquad (2.7)$$

$$|I_i| \leq I_{i,max} \qquad (2.8)$$

El método fue utilizado en una red didáctica de prueba de la IEEE, donde concluyeron que aplicando por separado tanto la reconfiguración, como la ubicación de capacitores se logra disminuir satisfactoriamente las pérdidas de energía del sistema y también al aplicar la reconfiguración y la conexión de capacitores mediante suicheo al mismo tiempo se logra disminuir aun más las pérdidas de energía.

Miguel Ángel Leiva Gómez (2001) [13], ha desarrollado una metodología basada en Algoritmos Genéticos con el fin de determinar el

tamaño, ubicación, tipo y número de condensadores a ser instalados en un sistema de distribución radial de topología conocida e invariante en el tiempo. El objetivo es minimizar las pérdidas de energía y pérdidas de potencia en las horas donde existe mayor demanda del sistema de distribución, considerando el costo de los condensadores. Otro objetivo importante alcanzado a través de esta investigación es el desarrollo de una metodología de optimización de propósito general, altamente robusta que puede ser utilizada para resolver problemas complejos y difíciles de modelar por medio de los métodos tradicionales de optimización. A partir de las ecuaciones de flujo de potencia y pérdidas totales se deriva un método basado en un análisis de sensibilidad ante la inyección de potencia reactiva para determinar localizaciones candidatas a ser compensadas.

El problema de localización de condensadores consiste en la determinación de la ubicación, número, tipo y tamaño de los bancos de condensadores que van a ser instalados en el sistema de distribución en forma óptima.

Para la construcción de la función de costo es necesario conocer el número a colocar de condensadores y el control del mismo en un sistema de distribución considerando además, restricciones de carga, restricciones de la red y restricciones operacionales.

La función de costo incluye tanto los costos asociados a las pérdidas de potencia real y energía como también el costo de instalación de condensadores.

La función de costos está compuesta por tres términos: el costo de los condensadores que incluye su costo de instalación, el costo total de las pérdidas de energía en el sistema de distribución y el costo total de las pérdidas de potencia. El ahorro total de la red es la diferencia entre los

costos totales antes de la compensación del sistema y los costos totales después de haberla realizado.

Costo de los condensadores

El costo fijo de los condensadores está compuesto por dos términos: el costo del equipo y el costo de instalación de los condensadores. Este costo generalmente depende del tamaño del banco de condensadores. De esta forma si *Cj* es el tamaño de un banco de condensadores localizado en el nodo *j* y *Kc* es el costo del kVAR, incluyéndose en éste el costo de instalación, el costo fijo total viene dado por la siguiente expresión:

$$C_{cond} = K_c \sum_{j=1}^{M} C_j \qquad (2.9)$$

Costo de las Pérdidas de Energía

Para calcular las pérdidas de energía del sistema, se hizó necesario considerar las variaciones de carga durante un determinado período de tiempo (T). Se ha hecho el supuesto que las variaciones de carga se puedan aproximar a través de niveles discretos y que toda la carga varía en forma proporcional según el nivel de carga que se trate. Considerando este supuesto, la curva de duración de carga está compuesta por segmentos lineales y el período de tiempo *T* es dividido en intervalos durante los cuales los niveles de carga son constantes. Esta representación se muestra en la Figura N°2.2.

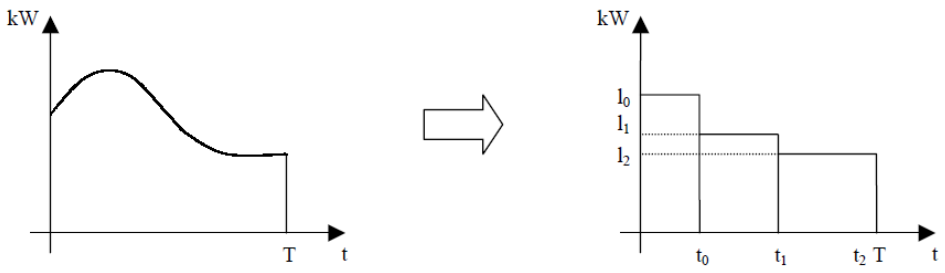


Figura N°2.2. Discretización de los niveles de carga.

También se trabajo con niveles de carga proporcionales entre sí, a fin de simplificar los cálculos: l_0 α l_1, l_0 α l_2 y l_1 α l_2.

Si *Pi* corresponde a las pérdidas totales en cualquier nivel de carga *i* con un tiempo de duración *Ti*, las pérdidas totales de energía vienen dadas por la siguiente expresión:

$$E_{loss} = \sum_{i=1}^{n} T_i \, P_i \qquad (2.10)$$

El costo de las pérdidas de energía se calcula entonces, multiplicando las pérdidas de energía total por el factor de conversión de kWh a unidad monetaria, *Ke*.

$$C_{E-loss} = K_e \sum_{i=1}^{n} T_i \, P_i \qquad (2.11)$$

Costo de las Pérdidas de Potencia

Existe otro efecto de las pérdidas que corresponde a la ganancia marginal de la capacidad de distribución, como resultado de la compensación reactiva. En este modelo esto se calcula como función del valor máximo de las pérdidas (*P0*) obtenidas para una configuración dada, como el valor pico de la curva de carga. Si Kp corresponde al factor de conversión de kW a

unidad monetaria, entonces la siguiente expresión refleja los costos incurridos debido a la existencia de pérdidas de potencia:

$$C_{P-loss} = K_P K_0 \qquad (2.12)$$

Costo Total

El costo total viene dado por la suma de las tres expresiones anteriores, es decir, por los costos asociados a las pérdidas de potencia y energía, y por el costo de los condensadores que incluye además el costo de instalación de estos equipos.

$$C_{total} = C_{cond} + C_{E-loss} + C_{P-loss} \qquad (2.13)$$

Restricciones Operacionales

Restricciones de carga son expresadas en términos de las restricciones del flujo de potencia y las restricciones operacionales son expresadas en términos de las restricciones de magnitud de voltaje.

Restricciones de Flujo de Potencia

Dado un sistema de distribución trifásico balanceado, el flujo de las corrientes y voltajes en los nodos es gobernado por las leyes eléctricas. En una forma compacta, la restricción de flujo de potencia en un nivel cualquiera de carga *i* se puede modelar como:

$$f_i(x) = 0; \quad i = 1,2,\ldots\ldots,n \qquad (2.14)$$

Donde, *x* es el vector que contiene la magnitud y ángulo del voltaje de cada nodo del sistema.

Restricciones de Magnitud de Voltaje

Para redes de distribución bien diseñadas, cambios de las condiciones desbalanceadas de carga y de la demanda, sólo causan cambios sutiles en la variación de los voltajes. Por lo tanto, para un sistema debidamente equilibrado las restricciones de magnitud de voltaje pueden ser consideradas independientes del nivel de carga *i*, pudiendo ser establecidas de la siguiente forma:

$$V_{min} \leq V_l \leq V_{max} \quad ; \quad l = 1,2,\ldots\ldots,z \qquad (2.15)$$

Donde *l* corresponde al número del nodo y *z* al número máximo de nodos en el sistema, mientras que Vmin y Vmax corresponden a la tensión mínima y máxima admisible respectivamente. De esta forma se garantiza que la tensión en cada una de las barras que conforman el sistema se va a encontrar dentro de ciertos límites preestablecidos.

Restricciones Técnicas Adicionales

La investigación señala que una de las restricción impuesta es la cantidad de condensadores

En muchas ocasiones las compañías experimentan limitaciones del número de equipos. Esta restricción está representada a través del siguiente conjunto de desigualdades:

$$C_j \leq r_j \qquad ; \quad r_j > 0 \qquad (2.16)$$

Donde *Cj* es un condensador de capacidad *j* y *r* es el número máximo de unidades disponibles.

El problema global se puede definir como el de determinar óptimamente la localización para instalar condensadores, los tipos y tamaños de los condensadores a ser instalados y, durante cada nivel de carga, el esquema de control de estos equipos, sin perder de vista el objetivo de minimizar las

pérdidas de energía y de potencia junto con el costo de los condensadores. Considerando que hay *n* niveles de carga y *M* posibles localizaciones de condensadores, la función objetivo del problema es el siguiente:

$$\min \; K_e \sum_{i=1}^{n} T_i \, P_i + K_p P_0 + \; K_c \sum_{j=1}^{M} C_j \qquad (2.17)$$

Sujeto a

$$f_i(x) = \; 0; \quad i = 1,2, \ldots\ldots, n$$

$$V_{min} \; \leq V_l \leq V_{max} \;\; ; \;\; l = 1,2, \ldots\ldots, z$$

$$C_j \leq r_j \qquad ; \quad r_j > 0$$

Donde *Ke*, *Kp*, *Kc* son constantes que representan los costos de energía, de potencia de punta y de kVAR respectivamente. *Pi* corresponde a las pérdidas de potencia para cualquier nivel de carga *i*, mientras que *P0* corresponde a las pérdidas de potencia de las horas donde existe mayor demanda.

Para aplicar el algoritmo genético fue necesario desarrollar un programa que permitió ubicar y reubicar capacitores en sistemas de distribución, obteniendo como resultado que a medida que aumenta el número de ubicación de capacitores los costos totales del sistema disminuyen considerablemente.

Padrino Nestor (2009) [17], realizó un trabajo de investigación titulado "Determinación óptima de pérdidas técnicas en redes eléctricas de distribución usando algoritmo genético", en este trabajo se plantea optimizar redes de distribución variando el calibre de los conductores, haciendo uso de una función multiobjetivo que en conjunto con el algoritmo genético logra

minimizar pérdidas y costos teniendo como restricción el índice de calidad de tensión (IDT).

La función para el cálculo de pérdidas de energía usada por cada tramo o rama son calculas de la siguiente forma:

$$Perdidas_i = \left[\frac{r_i\left(P_i^2 + Q_i^2\right)}{V_i^2}\right] \qquad (2.18)$$

El total de las pérdidas del sistema será la suma de las pérdidas obtenidas por cada rama es decir:

$$Total_{Perdidas} = \sum_{i=0}^{n-1} Perdidas_i = \sum_{i=0}^{n-1}\left[\frac{r_i\left(P_i^2 + Q_i^2\right)}{V_i^2}\right] \qquad (2.19)$$

Donde:

r_i: Resistencia del conductor en el tramo i

P_i: Potencia activa del conductor en el tramo i

Q_i: Potencia reactiva del conductor en el tramo i

V_i: Tensión del conductor en el tramo i

El modelo contiene también una función que representa los costos correspondientes a las pérdidas en líneas y transformadores del sistema de distribución de energía eléctrica, así como los costos variables no lineales asociados a la operación de dicho sistema. La variación de calibres de conductores de un sistema consiste en el aumento del calibre del conductor de una línea, con el objetivo de conseguir una disminución en el costo de las pérdidas inherentes al flujo de potencia que la atraviesa. El costo del conductor que se va a instalar sumado al costo de la mano de obra requerida para la instalación, debe ser compensado con el ahorro producido en el costo

de las pérdidas de energía. En consecuencia, la decisión de variar calibre de conductores o no, es establecida por una relación beneficio/costo.

La solución al problema consiste en proponer una nueva configuración de calibres del conductor para cada segmento de los alimentadores, de tal forma que se minimicen los costos totales. Esa configuración presenta cambios en segmentos seleccionados de acuerdo con los criterios económicos mencionados y teniendo en cuenta las restricciones técnicas del sistema (capacidad de las líneas y límites de tensión en los nodos). El planteamiento general de un problema de optimización se expresa como:

$$(Maximizar - Minimizar) \qquad (2.20)$$

$$optimizar\ f(X_1, X_2, \dots X_n)$$

Sujeto a ciertas restricciones

$$g_1(X_1, X_2, \dots X_n)$$

$$g_2(X_1, X_2, \dots X_n)$$

Para aplicar el algoritmo genético fue necesario programar un software computacional, este fue probado en redes didácticas de prueba donde se pudo observar una disminución considerable de las pérdidas de energía, los resultados fueron validados con un programa comercial alcanzando resultados aceptables.

Sergio Rivera (2004) [19], desarrollo una investigación sobre el estado del arte en la ubicación óptima de capacitores y estudio de optimización de la solución usando el método de búsqueda exhaustiva, el muestra los aspectos que deben tener en cuenta los planificadores en la optimización de los perfiles de tensión y control de reactivos en las redes de distribución. La función objetivo implementada en la investigación consiste en minimizar las

pérdidas de potencia usando el valor máximo de esta, las pérdidas de energías y el costo de los condensadores. Si se utilizan capacitores fijos el número de combinaciones posible será:

$$(h+1)^n \qquad (2.21)$$

Donde "n" es el número de nodos donde van a ir capacitores y "h" es el máximo número de capacitores en cada nodo.

Si se utilizan capacitores conmutables el número de combinaciones posible aumenta drásticamente, junto con el tiempo y los requerimientos computacionales de solución del problema, el cual será:

$$[(h+1)^j + h^j + (h-1)^j + (h-2)^j + ... + 1]^n \quad (2.22)$$

Donde "n" es el número de nodos donde van a ir capacitores, "h" es el número máximo de capacitores en cada nodo y "j" es el número de niveles de carga.

La función objetivo utilizada es:

$$K_e \sum_{j=0}^{2} T_j P_j + K_p P_0 + K_c \sum_{i=1}^{n} C_i \qquad (2.23)$$

Donde:

K_e: Costo de la potencia activa por hora (Unidad monetaria/kWh).

K_p: Costo de la potencia activa por año (Unidad monetaria/kWaño).

K_c: Costo de la potencia reactiva.

T: tiempo.

P_j: Pérdidas de potencia en cada nivel de carga j.

C_i: Capacidad de los bancos de capacitores instalados en el nodo i.

En este estudio donde se uso búsqueda exhaustiva, se evaluaron las posibles soluciones y se conciben los tiempos y requerimientos computacionales que el algoritmo utiliza. Se utilizo un sistema ejemplo de la IEEE de nueve nodos para hacer el estudio de búsqueda exhaustiva, donde se observo que el método usado es efectivo en cuanto a tiempo y requerimientos computacionales, pero no necesariamente llagan al óptimo global.

Christian Chávez Franco, Milton Ordóñez Urgilés, Henry Serrano Mora (2007) [5], llevan a cabo su trabajo de grado titulado “Sistema de planeación avanzado (APS) para determinar la ubicación óptima de capacitores en una red de distribución de energía eléctrica utilizando algoritmos genéticos” en el cual expresa la importancia que tiene la adecuada ubicación de capacitores en las redes de distribución.

La representación utilizada es una cadena de números binarios donde para cada nodo del sistema se incluyen todos los niveles de carga y dentro de estos, todos los capacitores que se pueden instalar como muestra la Figura N° 2.3.

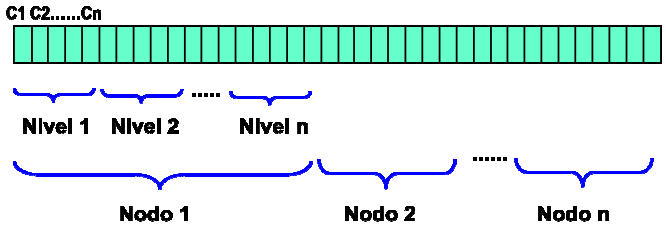


Figura N°2.3 Cadena de números binarios

La función de costo incluye los siguientes montos:

- Costo de los capacitores a instalar
- Valores económicos de las pérdidas tanto de potencia como de energía.
- De esta manera se consigue una relación costo-beneficio que indica el ahorro total conseguido con cada una de las soluciones propuestas.

La función de costo es:

$$\sum_{i=1}^{n} C_i + K_e \sum_{j=1}^{m} T_j \, PE_j + K_p PP \qquad (2.24)$$

Donde:

C_i: es el costo del capacitor, instalación y mantenimiento durante el período de estudio.

n: es el número total de capacitores instalado.

Ke: costo de la energía consumida (unidad monetaria/ kWh).

T_j: es el tiempo durante el cual se extiende el nivel de carga j.

PE_j: son las pérdidas de energía calculadas en el nivel de carga j.

m: es el número total de niveles de carga.

Kp: Costo de potencia (unidad monetaria/ kW).

PP: pérdidas en la demanda máxima.

Se intenta minimizar esta función con la restricción de que el valor de la tensión de las soluciones se encuentre en un rango aceptable, es decir ni mayor ni menor a los límites establecidos por el usuario.

Mauricio Granada Echeverri, Antonio Escobar Zuluaga, Ramón A. Gallego Rendón (2006) [12], Este artículo presenta los resultados obtenidos en la primera fase del proyecto "Reducción de pérdidas técnicas usando medidas correctivas por etapas" desarrollado en el marco del convenio ISA-COLCIENCIAS-UTP. El problema general que se propone resolver consiste en desarrollar una metodología combinada que coordine la implementación de medidas para la reducción de pérdidas técnicas. Muchas medidas pueden ser tomadas, entre ellas: transferencia de carga (reconfiguración), balance de fases, ubicación óptima de capacitores, variación de los calibres de los conductores, conversión de alimentadores monofásicos y trifilares a trifásicos y modificación de taps en transformadores de distribución.

Dentro de la metodología propuesta se trabaja la variación de calibres de conductores, como una parte a usar en la minimización de pérdidas- Ellos plantean que la variación de los calibre del conductor de una línea, se hace con el objetivo de conseguir una disminución en el costo de las pérdidas inherentes al flujo de potencia que la atraviesa. El costo del conductor que se va a instalar sumado al costo de la mano de obra requerida para la instalación, debe ser compensado con el ahorro producido en el costo de las pérdidas de energía.

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

(capacidad de las líneas y límites de tensión en los nodos). El problema de la variación de los calibres de conductor obedece al siguiente modelo:

$$Minimizar: CT = CI + CP$$

$$Sujeto\ a: 0{,}95 < V_K < 1{,}05 \quad , \quad K = 1, \ldots\ldots, N \tag{2.25}$$

$$S_K < Smax_K$$

Donde:

$$CI = \sum_{K=1}^{N-1} [(CCX_K + CMO) * l_K + O] \quad si\ X_K \neq X_{K0} \tag{2.26}$$

$$CP = \sum_{i=1}^{año\ n} CE_i * PE_i * FL_i \tag{2.27}$$

$$PE_i = \sum_{j=1}^{h} \Delta T_j * \left(\sum_{K=1}^{N-1} r_K * l_K * i_{jK}^2 \right) \tag{2.28}$$

$$FI_i = \frac{1}{(1+d)^i} \tag{2.29}$$

Variables de decisión

$$X = [Cal_1\ Cal_2 \ldots\ldots Cal_K \ldots\ldots Cal_{N-1}] \quad Cal_K \in Cal\ Disp$$

CT: Costos totales

CI: Costos de inversión

CP: Costos de pérdidas de energía

CCX_k: Costo por unidad de longitud del calibre X_k

CMO: Costo de instalación por unidad de longitud

Invmax: Inversión máxima

Lk: Longitud del tramo k

O: Otros costos.

Xk: Calibre del segmento k

Xk0: Calibre original del segmento k

CEi: Costo de la energía en el año i

n: Años de estudio considerados

PEi: Pérdidas de energía en año i

FIi: Factor de indexación para el año i

d: Tasa de descuento aplicada

CalDisp: Conjunto de calibres disponibles

h: número de valores discretos de la curva de carga

ΔT_i: Horas de duración del % de carga del paso j

N: número de tramos del sistema

r_K: Resistencia por unidad de longitud del segmento k

i_{jK}^2: Corriente que fluye por el segmento k cuando la carga toma el % del paso j.

La función objetivo en (2.25) minimiza los costos totales, los cuales corresponden a los costos de inversión para el cambio de calibre de conductores, más los costos de las pérdidas de energía. Los costos de inversión comprenden: costo de cable instalado, costo de instalación, valor de salvamento del cable usado y otros costos como energía no servida y compensaciones por interrupciones.

Los costos de las pérdidas se toman para los años considerados en el estudio, sumando las pérdidas de energía anuales. Para el cálculo de las pérdidas de energía anuales, se corren flujos de carga usando una curva de duración de carga discretizada para las 8760 horas de un año.

Las restricciones del modelo son las tensiones en los nodos y el límite que impone la capacidad de las líneas para el flujo de potencia. Las tensiones en los nodos deben permanecer en el rango de ± 5%. También se incluye como restricción el número máximo de cambios permitidos en el sistema y el valor máximo de la inversión. El calibre propuesto para cada segmento es tomado de un conjunto de opciones previamente definido. Usualmente las empresas de distribución de energía manejan el conjunto de calibres {1/0, 2/0, 3/0 y 4/0} para los alimentadores primarios. Para la solución del problema, es necesaria una codificación adecuada. Para esto, se define un vector X, donde cada elemento de este vector representa el número del calibre del segmento asociado Figura N° 2.3.

Un ejemplo de la forma de trabajo de la metodología propuesta se presenta usando el sistema de distribución de la Figura N° 2.4, con N nodos y N-1 segmentos de línea, los parámetros de la línea por unidad de longitud por segmento y la longitud de cada uno son conocidos tanto para el calibre del conductor que presenta originalmente el sistema, como para los otros posibles calibres involucrados.

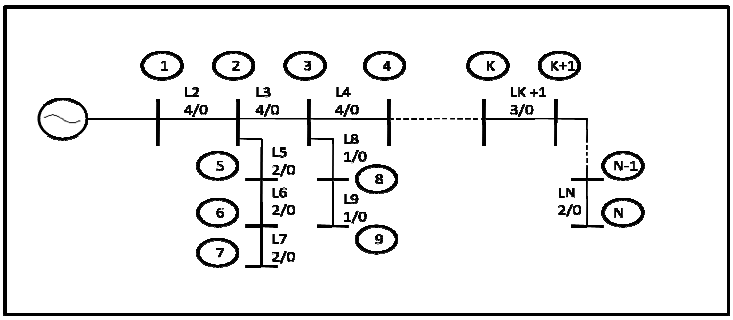


Figura N°2.4. Sistema de distribución de prueba.

El vector X, Figura N° 2.5, representa la configuración de calibres de los N-1 segmentos. Así, la posición k-ésima del vector X tiene el valor correspondiente del calibre para el segmento k-ésimo.

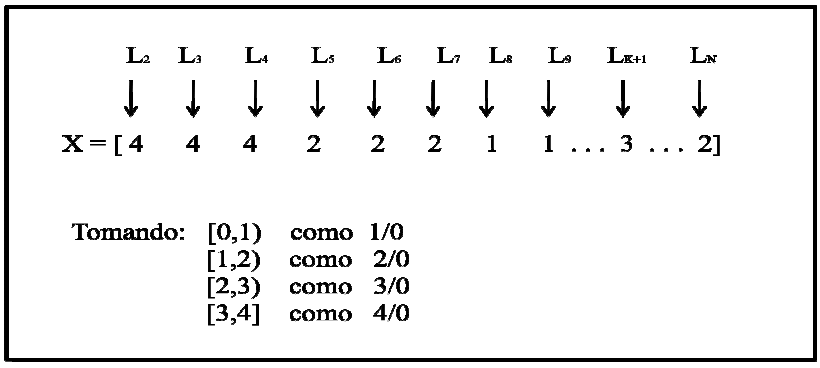


Figura N°2.5. Vector de configuración de conductores.

2.24 Funciones Objetivos utilizados

A continuación se presenta las funciones objetivos a usar para la variación de calibre de conductor y ubicación de condensadores.

2.24.1 Variación de los calibres de los conductores

El modelo de función objetivo utilizado para la variación de los calibres de los conductores es tomado y adaptado del trabajo publicado por Granada, Mauricio y Escobar Antonio (2006) [12], titulado Reducción de pérdidas técnicas usando medidas correctivas por etapas.

La función objetivo (2.30) toma en cuenta los costos totales, los cuales corresponden a los costos de inversión para el cambio de calibre de conductores, más los costos de las pérdidas de energía. Los costos de inversión comprenden: costo del cable, costo de instalación.

La función objetivo a usar para el costo es:

$$Minimizar : CT = CI + CP \qquad (2.30)$$

Donde $CT,\ CI\ y\ CP$ son el costo total, costo inicial y costo de pérdida de energía respectivamente.

Las restricciones del modelo son las tensiones en los nodos y el límite que impone la capacidad de las líneas para el flujo de potencia. Las tensiones en los nodos deben permanecer en el rango de ± 5%, también se incluye como restricción el valor máximo de la inversión

$$Sujeto\ a : 0{,}95\ < V_K < 1{,}05 \quad , \quad K = 1, \ldots\ldots, N$$

$$S_K\ < Smax_K$$

CI ≤ Invmax

Donde:

$$CI = \sum_{K=1}^{N-1} [(CCX_K + CMO) * l_K] \quad si\ X_K \neq X_{K0} \qquad (2.31)$$

Donde:

CCX_k: Costo por unidad de longitud del calibre *Xk*

CMO: Costo de instalación por unidad de longitud

N: número de tramos del sistema

l_k = Longitud del tramo

X_k: Calibre del segmento k

X_{k0}: Calibre original del segmento k

$$CP = \sum_{i=1}^{\text{año } n} CE_i * PE_i * FL_i \qquad (2.32)$$

Donde:

CE_i: Costo de la energía en el año i

n: Años de estudio considerados

PE_i: Pérdidas de energía en año i

FI_i: Factor de indexación para el año i

$$PE_i = \sum_{j=1}^{h} \Delta T_j * \left(\sum_{K=1}^{N-1} r_K * l_K * i_{jK}^2 \right) \qquad (2.33)$$

Donde:

r_K: Resistencia por unidad de longitud del segmento k

i_{jK}^2: Corriente que fluye por el segmento k cuando la carga toma el % del paso j.

l_k = Longitud del tramo

h: número de valores discretos de la curva de carga

ΔT_j: Horas de duración del % de carga del paso j

$$FI_i = \frac{1}{(1+d)^i} \qquad (2.34)$$

Donde:

d: Tasa de descuento aplicada

Variables de decisión

$$X = [Cal_1 \ Cal_2 \ldots . Cal_K \ldots \ldots Cal_{N-1}] \quad K \in Caldisp$$

Caldisp: Conjunto de calibres disponibles

El calibre propuesto para cada segmento es tomado de un conjunto de opciones previamente definido. Se ha considerado los calibres de conductores normalizados por las empresas de distribución de energía en Venezuela, las cuales manejan el conjunto de calibres {2, 1/0, 2/0 y 4/0} para los alimentadores primarios. Para la solución del problema, es necesaria una codificación adecuada. Para esto, se define un vector X, donde cada elemento de este vector representa el número del calibre asociado a un segmento.

2.24.2 Optimización mediante ubicación óptima de capacitores

El modelo de función objetivo utilizado para la ubicación óptima de capacitores es tomado y adaptado del trabajo de grado presentado por Christian Chávez Franco, Milton Ordóñez Urgilés y Henry Serrano Mora (2007) [5], llamado Sistema de planeación avanzado (APS) para determinar la ubicación óptima de capacitores en una red de distribución de energía eléctrica utilizando algoritmos genéticos.

Función de Costo

Incluye los siguientes montos:

- Costo de los capacitores a instalar
- Valores económicos de las pérdidas tanto de potencia como de energía.

La función de costo a optimizar viene dada por

$$\sum_{i=1}^{n} C_i + K_e \sum_{j=1}^{m} T_j \, PE_j + \, K_p * PP \qquad (2.35)$$

Donde:

C_i: Costo del capacitor, instalación y mantenimiento durante el periodo de estudio.

n: Número total de capacitores instalados.

Ke: costo de la energía consumida (Bs/ KW).

T_j :es el tiempo durante el cual se extiende el nivel de carga j.

PE_j: son las pérdidas de energía calculadas en el nivel de carga j

m: es el número total de niveles de carga.

Kp: Costo de potencia (Bs/ kW).

PP: pérdidas en la demanda máxima

Se intenta minimizar esta función con la restricción de que el valor de la tensión de las soluciones se encuentre en un rango aceptable, es decir ni mayor ni menor a los límites establecidos por el usuario.

Se cuenta con 6 tipos de capacitores extraídos del catalogo de ventas de capacitores de Cooper Power System [6]:

- C1 = 50 KVAR
- C2 = 100 KVAR
- C3 = 150 KVAR
- C4 = 200 KVAR
- C5 = 300 KVAR
- C6 = 400 KVAR

Donde:

Tabla N°2.2. Capacitores disponibles en el mercado venezolano.

Capacitores	Capacidad mínima (Cmin)[KVAR]	Capacidad máxima (Cmax) = Cm*3 [KVAR]
C1	50	150
C2	100	300
C3	150	450
C4	200	600
C5	300	900
C6	400	1200
C7	500	1500

2.25 Algoritmo Competitivo Imperialista (ICA) [3]

Los métodos de optimización evolutiva, inspirada en los procesos naturales, han mostrado un buen desempeño en la solución de problemas de optimización complejos. Por ejemplo, los algoritmos genéticos (inspirada en la evolución biológica de la especie humana y otras), la optimización de colonia de hormigas (basado en el esfuerzo de las hormigas para buscar la ruta óptima para la fuente de alimento) y recocido simulado (basado en el proceso de recocido real en el que una sustancia se calienta más de su punto de fusión y luego se enfría para llegar a una red cristalina) son

ampliamente utilizados para resolver problemas de optimización de la ingeniería.

La propuesta de optimización de los algoritmos evolutivos es inspirada por el modelado de los procesos naturales y otros aspectos de la evolución de las especies, especialmente la evolución humana. El método propuesto para el funcionamiento del algoritmo ICA, utiliza la evolución socio-política de los humanos como una fuente de inspiración para el desarrollo de una estrategia de optimización de gran alcance. Especialmente, este algoritmo considera el imperialismo como un nivel de evolución social humana, compuesto por modelos matemáticos y por los complicados procesos históricos y políticos, como herramienta para la optimización de la evolución.

El Algoritmo Competitivo Imperialista (ICA) es una técnica heurística que utiliza el comportamiento socio-histórico del hombre registrado en sus formas de conquista, el imperialismo y el proceso de la competencia imperialista como una fuente de inspiración. La Figura N°2.6 muestra el flujo grama del algoritmo.

Figura N°2.6. Flujograma del ICA

La Figura N°2.7 muestra el pseudo-código para este algoritmo presentado anteriormente.

1) Seleccione algunos puntos al azar sobre la función e inicializar los imperios.

2) Desplazar las colonias hacia su imperialista pertinente (asimilación).

3) Si hay una colonia de un imperio que tiene un menor costo que el de los imperialistas, las posiciones se intercambian entre esa colonia y ese imperialista, es decir esta colonia pasa a ser el imperialista y a su vez el antes imperialista será una colonia.

4) Calcule el costo total de todos los imperios (relacionado con la potencia de ambos imperialistas y sus colonias).

5) Elija el más débil de colonias (colonias) de los más débiles imperios y darle (a) al imperio que tiene más probabilidad de tomar posesión de ella (de la competencia imperialista).

6) Eliminar los imperios de poder.

7) Si sólo hay un imperio, detener, si no ir a 2.

Figura. N°2.7. Pseudo código para el algoritmo propuesto.

Este algoritmo comienza con algunos países iníciales. Algunos de los mejores países son seleccionados para ser los estados imperialistas y todos los demás países que conforman la población inicial son colonias de los imperialistas. Las colonias se dividen entre los imperialistas sobre la base de su poder para formar los imperios tal como se muestra en la Figura N°2.8.

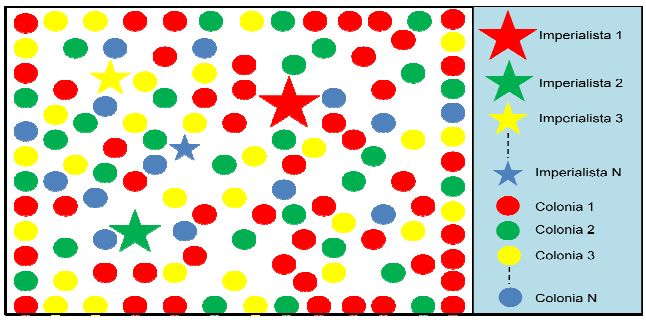


Figura N°2.8. Población inicial de imperialistas y colonias

Para dividir a las colonias entre imperialistas se define el fitness o función aptitud normalizado de un imperialista por:

$$Cn = cn - \max_{i} \{C_i\} \qquad (2.36)$$

Donde:

Cn: Es el fitness o función aptitud normalizado

cn: Es el fitness o función del imperialista

El poder normalizado de cada imperialista es la porción de colonias que deben ser poseídas por imperialista y está definido por:

$$P_n = \left| \frac{C_n}{\sum_{i=1}^{Nimi} C_i} \right| \qquad (2.37)$$

Después de dividir todas las colonias de los imperialistas y la creación de los imperios iníciales, estas colonias empiezan a avanzar hacia su estado imperialista pertinentes. Este movimiento es un modelo simple de la política de asimilación, que fue usado por algunos estados imperialistas. La Figura N°2.9 muestra el movimiento de una colonia hacia el imperialismo. En este movimiento, θ y *x* son números aleatorios con distribución uniforme y *d* es la distancia entre la colonia y el imperialismo.

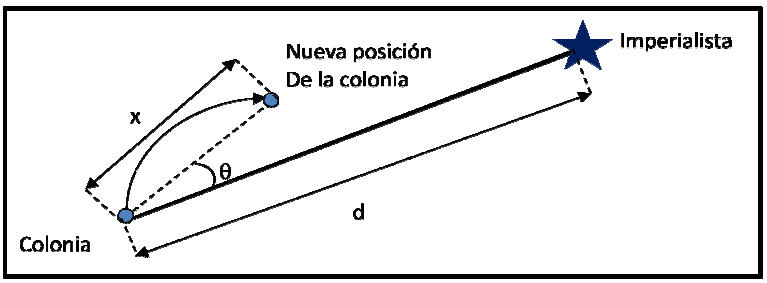


Figura N° 2.9. Iniciativa de avance de las colonias hacia su imperialista pertinente.

La potencia total de un imperio depende de la energía tanto en el país imperialista y como del poder de sus colonias. En la competencia imperialista, todos los imperios tratan de tomar posesión de las colonias de

otros imperios y el control de ellos. Esta competencia de forma gradual produce una disminución en el poder de los imperios más débil y un aumento en el poder de los más poderosos. Esta competencia se basa sólo por recoger algunos de ellos (normalmente una) de las colonias más débiles de los más débiles imperios y hacer una competencia entre todos los imperios que poseen estas colonias.

El poder total de los imperios dependerá del poder de los imperialistas y del poder de las colonias que los conforman, este poder es medido por el poder del imperialista más un porcentaje del poder de su colonia más débil, si la función aptitud > 0, el poder del imperialista será 1,3 por el valor máximo de la función aptitud de todos los imperialistas, menos el valor de la función aptitud de todos los imperialistas; ahora si la función aptitud < 0 el poder del imperialista será 0,7 por el máximo valor de la función aptitud de todos los imperialistas menos el valor de la función aptitud de todos los imperialistas.

Si una colonia posee una mejor función aptitud que su imperialista correspondiente esta colonia asumirá el rol de imperialista y el antes imperialista tomara su lugar como colonia, como se muestra en la Figura N° 2.10.

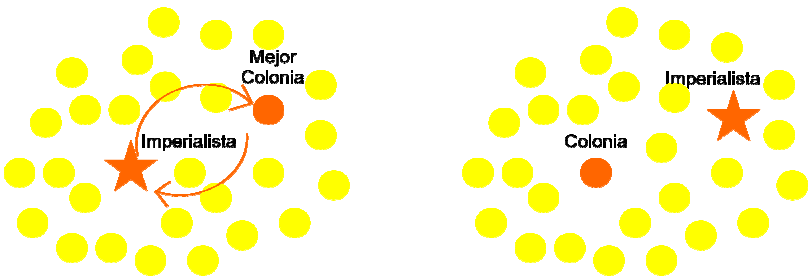


Figura N°2.10. Intercambio entre mejor colonia e imperialista

La Figura N°2.11 muestra un panorama general de la competencia imperialista, que se modela sobre la base de su poder total, en esta competición, cada uno de los imperios tiene una probabilidad de toma de

posesión de las colonias. Para el imperio más poderoso, es más probable que tomen estas colonias. En otras palabras, estas colonias no serán ciertamente poseídas por los imperios más poderosos, pero estos imperios tendrán más probabilidad de poseerlas.

Cualquier imperio que no es capaz de triunfar en la competencia imperialista y no puede aumentar su poder (o al menos evitar la disminución de su poder) será eliminado. La competencia imperialista gradualmente se traducirá en un incremento de la potencia de los grandes imperios y una disminución en el poder de los más débiles. El desplazamiento de las colonias hacia su imperialista pertinente, conjuntamente con la competencia entre los imperios genera mecanismo de colapso, donde se esperar que todos los países a converjan a un estado en el que existe un solo imperio en el mundo y todos los demás países se constituyen en sus colonias. En este ideal de colonias del Nuevo Mundo todos tienen la misma posición y el poder como el imperialista.

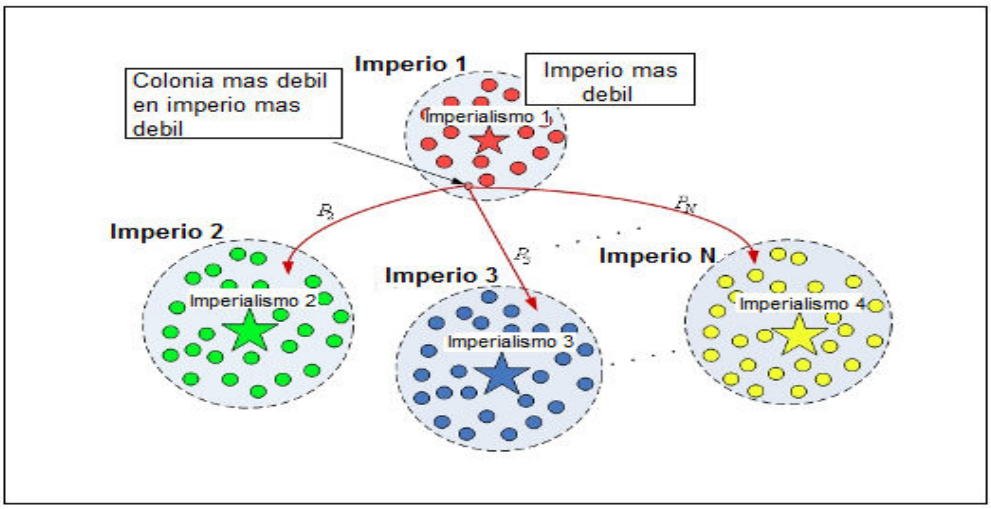


Figura. N°2.11. Competencia de los imperialistas: Un imperio más poderoso, es más probable que posea a las colonias más débiles del imperio más débil.

2.26 Software MATLAB

MATLAB es el nombre abreviado de “MATrix LABoratory”. MATLAB es un programa para realizar cálculos numéricos con *vectores* y *matrices*. Como caso particular puede también trabajar con números escalares –tanto reales como complejos–, con cadenas de caracteres y con otras estructuras de información más complejas. Una de las capacidades más atractivas es la de realizar una amplia variedad de *gráficos* en dos y tres dimensiones. MATLAB tiene también un lenguaje de programación propio. MATLAB es un gran programa de cálculo técnico y científico. Para ciertas operaciones es muy rápido, cuando puede ejecutar sus funciones en código nativo con los tamaños más adecuados para aprovechar sus capacidades de vectorización.

En otras aplicaciones resulta bastante más lento que el código equivalente desarrollado en C/C++ o Fortran. En la versión 6.5, MATLAB incorporó un acelerador JIT (Just In Time), que mejoraba significativamente la velocidad de ejecución de los ficheros **.m* en ciertas circunstancias, por ejemplo cuando no se hacen llamadas a otros ficheros **.m*, no se utilizan estructuras y clases, etc. Aunque limitado en ese momento, cuando era aplicable mejoraba sensiblemente la velocidad, haciendo innecesarias ciertas técnicas utilizadas en versiones anteriores como la *vectorización* de los algoritmos. En cualquier caso, el lenguaje de programación de MATLAB siempre es una magnífica herramienta de alto nivel para desarrollar aplicaciones técnicas, fácil de utilizar y que, como ya se ha dicho, aumenta significativamente la productividad de los programadores respecto a otros entornos de desarrollo.

MATLAB dispone de un código básico y de varias librerías especializadas (*toolboxes*). En estos apuntes se hará referencia exclusiva al código básico.

MATLAB se puede arrancar como cualquier otra aplicación de *Windows*, clicando dos veces en el icono correspondiente en el escritorio o por medio del menú *Inicio*). Al arrancar MATLAB se abre una ventana similar a la mostrada en la Figura N°2.12. Ésta es la vista que se obtiene eligiendo la opción:

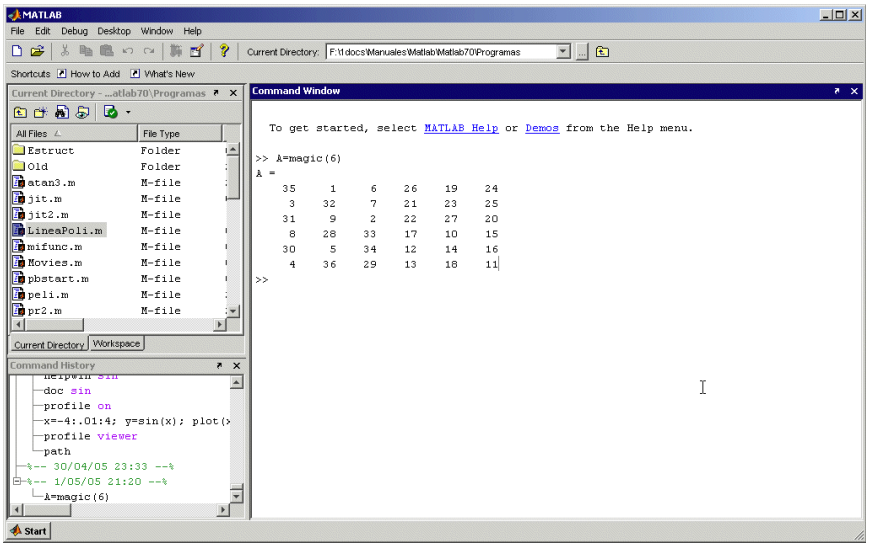


Figura N°2.12. Ventana inicial de MATLAB 7.0.

CAPITULO III
MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se muestra la metodología usada en la ejecución y desarrollo del presente trabajo, donde, se destacan aspectos tales como el tipo de investigación, técnicas y procedimientos usados durante esta investigación.

3.1 Tipo de investigación

Según Bernal César [4], la investigación es del tipo proyectiva y evaluativa, proyectiva debido a que se diseña un programa computacional, es decir, que se trata de una investigación en la cual se realiza un diseño, para luego ser implementado en el proceso; además es evaluativa, ya que dicha implementación es puesta a prueba para verificar que su funcionamiento sea el adecuado.

3.2 Diseño de la investigación

De acuerdo con Bernal César [4], el desarrollo de la investigación es del tipo documental puesto que parte de la información es tomada de trabajos realizados lo cual ayuda al proceso de diseño. También se considera del tipo no experimental, puesto que no sugiere la comprobación de una hipótesis sino que sólo requiere la formulación de objetivos de la investigación y la comprobación de los mismos mediante los resultados.

3.3 Instrumentos

Para la recolección de los datos se utilizaron los siguientes instrumentos:

Documentos varios: Estos documentos se utilizaron como fuente de información para complementar y ayudar a la realización de este trabajo de investigación.

Instrumentos: Se utilizó una computadora Core 2-Dúo, 2Gb RAM, DD 250 Gb, para realizar las diferentes investigaciones y desarrollos computacionales, además se utilizó el software Matlab® para la realización del programa y para comparar los resultados se utilizó un software comercial de sistemas de potencia.

3.4 Procedimiento

En concordancia con los objetivos específicos planteados en el capítulo I el procedimiento llevado a cabo fue el siguiente:

- Objetivo 1.4.1. Para el desarrollo de este trabajo se realizó una investigación bibliográfica relacionada con los diferentes métodos de optimización en sistemas de distribución aérea y factores que influyen en la minimización de las mismas, específicamente la variación en el calibre de los conductores y la compensación mediante la ubicación óptima de capacitores.
- Objetivo 1.4.2. Se estudió el algoritmo competitivo imperialista para adaptarlo al problema y luego aplicarlo como método de optimización de redes de distribución aéreas.

- Objetivo 1.4.3. Se elaboró el programa computacional del ICA usando el programa Matlab® 7.8. La metodología usada en el desarrollo del programa es el siguiente:

  El programa creado lleva por nombre “S.D. Imperial”, este cuenta con dos módulos principales; en el primero, después de introducir la red con sus diferentes variables, se calculan los flujos de carga al sistema de distribución sin optimización, en este módulo se muestran los resultados de las pérdidas en las líneas y los niveles de tensión en los nodos. En el segundo módulo es donde entra en funcionamiento el algoritmo competitivo imperialista (ICA) y se ofrecen dos métodos para la optimización, el primero de ellos es la variación de los calibres de conductores el cual tiene dos opciones para optimizar, la primera es con la capacidad nominal de los conductores y la segunda es con el dos tercios de la capacidad de los conductores, el segundo método de optimización es con la ubicación óptima de capacitores. Esto permite decidir al usuario cual de las variables va optimizar, si variar el calibre del conductor, ubicar capacitores ó ambas. Una vez realizada la optimización a la red, el programa realiza un nuevo flujo de carga, con el cual se puede observar las pérdidas y se pueden comparar los resultados de los flujos de carga antes y después de la optimización, y con esto determinar cuánto se logro disminuir las pérdidas en el sistema de distribución, evaluando así los cambios en la red que se deben realizar en pro de disminuir las pérdidas y teniendo que incluye a su vez al menor costo posible estas mejoras.

- Objetivo 1.4.4. al 1.4.6. para el logro de estos objetivos se utilizaron redes eléctricas de pruebas didácticas y también redes reales simuladas mediante la aplicación del algoritmo ICA, para la

escogencia del calibre de conductores en las diferentes secciones que componen las redes y para determinar la ubicación óptima de capacitores en las redes de distribución aéreas escogidas; y por último se combinan los dos métodos de minimización de pérdidas, permitiendo que los resultados de ambas optimizaciones se una con el fin de trabajar una red que optimice ambos elementos, ubicar óptimamente los capacitores variando a su vez el calibre del conductor.

- Objetivo 1.4.7. Los resultados obtenidos por el programa creado, se introdujeron en un software comercial de sistema de potencia (ETAP 6.0.0) y se realizaron las simulaciones con estos datos para luego comparar los resultados obtenidos con el software comercial contra los resultados obtenidos con el programa creado, al mismo tiempo se tomaron los datos de una red optimizada anteriormente por medio de otro programa creado en pasadas investigaciones "SDRO" y se introdujeron en el nuevo programa creado "S.D. Imperial" para así comparar resultados entre estos dos programas adicionalmente.

El programa permite al usuario introducir los precios actualizados tanto de los conductores como de los capacitores, demostrando ser flexible y adaptable a la variación de los costos a través del tiempo. Para que el programa muestre el caso solución es necesario introducirle un tiempo estimado (en décadas), pero este cuenta con la facultad de parar si se obtiene la solución óptima antes que se cumpla ese tiempo estimado, permitiendo una disminución en los tiempos computacionales destinados a los cálculos. El programa se muestra por ventanas, siendo amigable al usuario por su facilidad de manejo y comprensión, se aclara que el mismo está dirigido a personas con conocimientos básicos en electricidad.

CAPITULO IV

RESULTADOS

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos en la optimización de las redes de distribución utilizadas en el desarrollo de este trabajo de investigación.

Para validar la herramienta computacional desarrollada “S.D. Imperial”, se simularon las mismas redes usadas por Padrino Néstor [18] y se compararon los resultados de la optimización del software desarrollado con algoritmo genético, contra los resultados obtenidos con el programa desarrollado con el algoritmo competitivo imperialista, también para verificar la veracidad de los resultados se simularon mediante un software comercial ETAP® 6.0.0, distintas redes reales extraídas del informe de pasantía de Arretureta Ronald [1].

En el caso de la comparación de resultados entre el SDRO [18] y el S.D. Imperial, para la minimización de pérdidas por medio de la optimización de conductores, se emplearon para su validación tres redes:

1. Sistema de distribución radial de 14 nodos.
2. Sistema de distribución radial de 24 nodos.
3. Sistema de distribución radial de 39 nodos.

En el caso de la validación con el software comercial ETAP, al realizar variación de calibre de conductores y ubicación óptima de capacitores se utilizaron cuatro redes reales de:

1. Red de once nodos.
2. Red de veintidós nodos.
3. Red de veinte nodos.
4. Red de trece nodos.

A continuación se presentan los datos y corridas de las redes trabajadas en SDRO y S.D. Imperial antes y después de la optimización para realizar la comparación de los resultados.

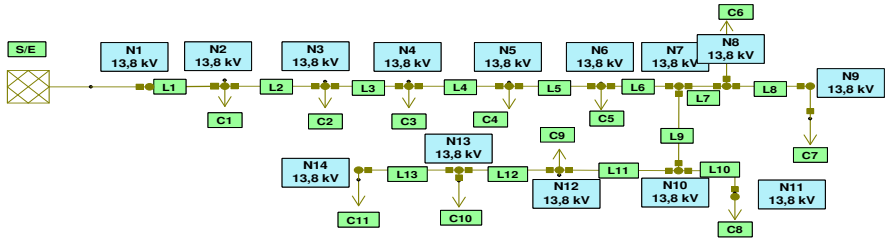


Figura N°4.1. Red de catorce nodos sin optimizar.

Datos

Tabla N° 4.1. Datos de líneas de la red radial de 14 nodos sin optimización

Código de nodos (p)	Código de nodos (q)	r [Ω / Km]	x [Ω/ Km]	Longitud [Km.]	I máx. [Amp]
1	2	2,4285	0,3913	0,120	100
2	3	2,4285	0,3913	0,057	100
3	4	2,4285	0,3913	0,200	100
4	5	2,4285	0,3913	0,365	100
5	6	2,4285	0,3913	0,063	100
6	7	2,4285	0,3913	0,325	100
7	8	2,4285	0,3913	0,062	100
8	9	2,4285	0,3913	0,190	100
7	10	2,4285	0,3913	0,080	100
10	11	2,4285	0,3913	0,100	100
10	12	2,4285	0,3913	0,052	100
12	13	2,4285	0,3913	0,020	100
13	14	2,4285	0,3913	0,070	100

Tabla N° 4.2. Datos de nodos de la red radial de 14 nodos sin optimización

Código de nodos	Carga [KVA]	Fp
1	0	0
2	75	0,9
3	75	0,9
4	187	0,9
5	112	0,9
6	112	0,9
7	0	0
8	450	0,9
9	450	0,9
10	0	0
11	450	0,9
12	112	0,9
13	187	0,9
14	450	0,9

A continuación se presentan las soluciones de flujos de carga dados por ambos programas; primero se muestran los resultados obtenidos con el SDRO y en luego se presentan los resultados obtenidos con el S.D. Imperial para esta red.

La Figura Nº4.2 muestra el flujo en las líneas y las pérdidas en las estas de la red didáctica radial de catorce nodos sin optimizar, realizado con el SDRO y la Figura Nº4.3 y Figura Nº4.4 muestran el flujo en las líneas y las pérdidas en las ellas respectivamente calculadas con el S.D. Imperial.

Análisis de flujo de carga por medio de SDRO

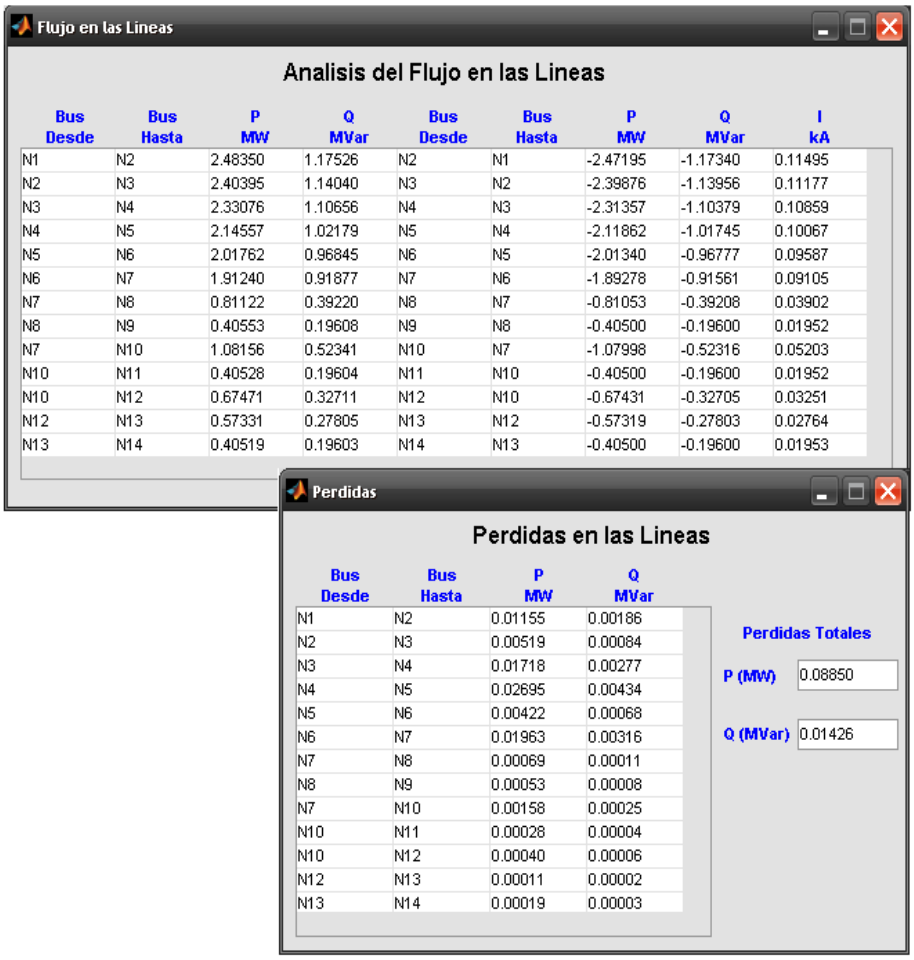
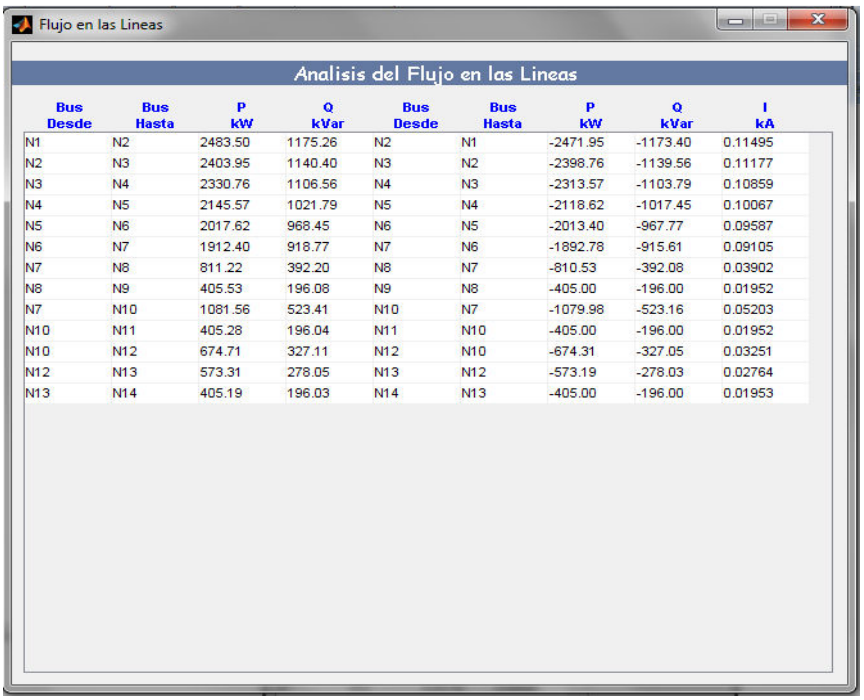
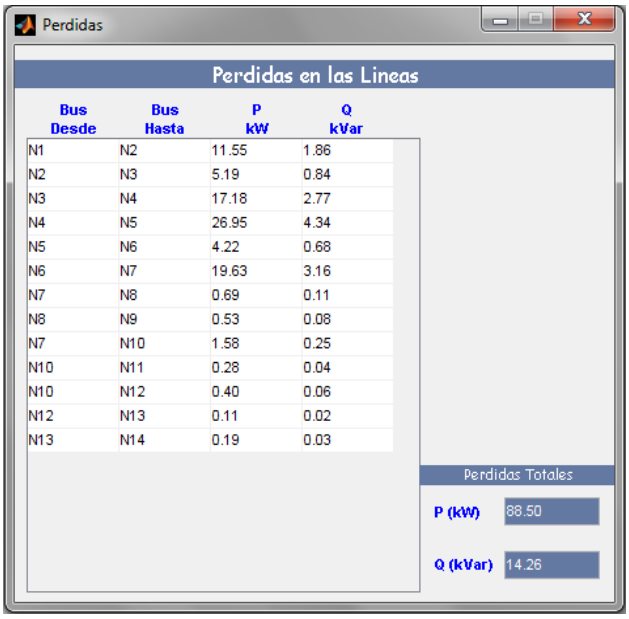


Figura N°4.2. Resultados de flujo y pérdidas en las líneas de la red de 14 nodos



Bus Desde	Bus Hasta	P kW	Q kVar	Bus Desde	Bus Hasta	P kW	Q kVar	I kA
N1	N2	2483.50	1175.26	N2	N1	-2471.95	-1173.40	0.11495
N2	N3	2403.95	1140.40	N3	N2	-2398.76	-1139.56	0.11177
N3	N4	2330.76	1106.56	N4	N3	-2313.57	-1103.79	0.10859
N4	N5	2145.57	1021.79	N5	N4	-2118.62	-1017.45	0.10067
N5	N6	2017.62	968.45	N6	N5	-2013.40	-967.77	0.09587
N6	N7	1912.40	918.77	N7	N6	-1892.78	-915.61	0.09105
N7	N8	811.22	392.20	N8	N7	-810.53	-392.08	0.03902
N8	N9	405.53	196.08	N9	N8	-405.00	-196.00	0.01952
N7	N10	1081.56	523.41	N10	N7	-1079.98	-523.16	0.05203
N10	N11	405.28	196.04	N11	N10	-405.00	-196.00	0.01952
N10	N12	674.71	327.11	N12	N10	-674.31	-327.05	0.03251
N12	N13	573.31	278.05	N13	N12	-573.19	-278.03	0.02764
N13	N14	405.19	196.03	N14	N13	-405.00	-196.00	0.01953

Figura N°4.3. Tabla de flujo en las líneas de la red de 14 nodos



Bus Desde	Bus Hasta	P kW	Q kVar
N1	N2	11.55	1.86
N2	N3	5.19	0.84
N3	N4	17.18	2.77
N4	N5	26.95	4.34
N5	N6	4.22	0.68
N6	N7	19.63	3.16
N7	N8	0.69	0.11
N8	N9	0.53	0.08
N7	N10	1.58	0.25
N10	N11	0.28	0.04
N10	N12	0.40	0.06
N12	N13	0.11	0.02
N13	N14	0.19	0.03

Figura N°4.4. Tabla de pérdidas en las líneas de la red de 14 nodos

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	6.0.0	Date:	29-05-2010
Contract:		SN:	12345678
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: Red24nodos		Config.:	Normal

Branch Losses Summary Report

CKT / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop
ID	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	in Vmag
L1	2.325	1.098	-2.315	-1.096	10.1	1.6	100.0	99.6	0.38
L2	2.248	1.063	-2.243	-1.063	4.5	0.7	99.6	99.4	0.18
L3	2.177	1.030	-2.162	-1.028	14.9	2.4	99.4	98.8	0.60
L4	1.997	0.948	-1.974	-0.945	23.2	3.7	98.8	97.8	1.01
L5	1.878	0.898	-1.868	-0.896	9.8	1.6	97.8	97.4	0.45
L6	1.772	0.850	-1.760	-0.848	11.9	1.9	97.4	96.8	0.57
L7	0.756	0.365	-0.753	-0.364	3.5	0.6	96.8	96.4	0.39
L9	1.004	0.483	-0.999	-0.482	5.4	0.9	96.8	96.4	0.45
L8	0.376	0.182	-0.375	-0.182	0.7	0.1	96.4	96.3	0.16
L10	0.375	0.182	-0.375	-0.181	0.9	0.1	96.4	96.2	0.19
L11	0.623	0.301	-0.621	-0.300	2.3	0.4	96.4	96.1	0.31
L12	0.528	0.255	-0.527	-0.255	0.8	0.1	96.1	95.9	0.13
L13	0.372	0.180	-0.372	-0.180	0.2	0.0	95.9	95.9	0.05
					88.2	14.2			

Figura N°4.5. Pérdidas en las líneas calculadas con ETAP 6.0.0

Solución Mediante la Herramienta Computacional SDRO (realizando la optimización de conductores) para la Red de 14 nodos.

Para realizar la optimización de conductores al sistema de 14 nodos se usaron los valores que se muestran en la Tabla N°4.3, para configurar el algoritmo genético:

Tabla N°4.3. Parámetros para configuración del algoritmo genético para la red de 14 nodos.

Tamaño de la Población [individuos]	30
Número Máximo de Generaciones	50
Términos Incluidos en la Inicialización [%]	50
Tamaño Máximo de la Población Elite	2
Porcentaje de Cruce	50
Índice de Mutación [0..1]	0,01
Método de Selección	Muestreo Determinístico
Tipo de Cruce	Punto o Monopunto

Usando los valores anteriores para optimizar la red de 14 nodos se obtiene la siguiente gráfica:

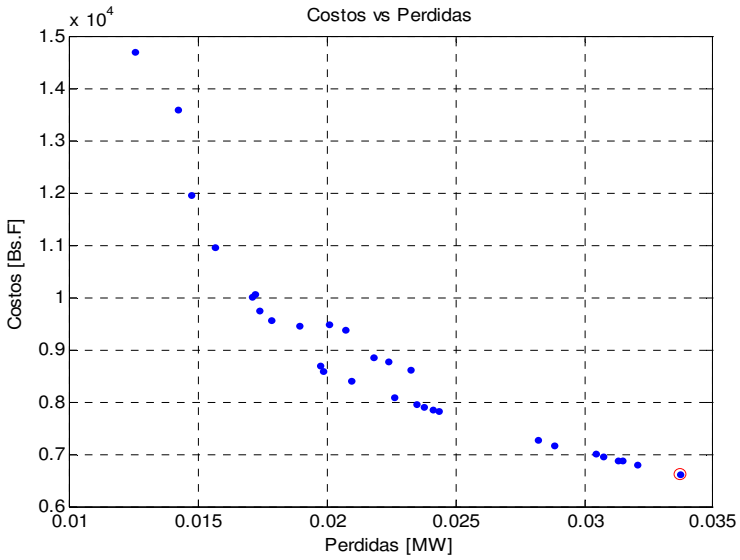


Figura N° 4.6. Gráfica Costos vs Pérdidas para la red Radial de 14 nodos optimizada mediante el SDRO

A continuación se presenta el reporte obtenido mediante el programa SDRO para la solución de la posible configuración que puede usarse para solucionar el problema de pérdidas de la red radial de 14 nodos.

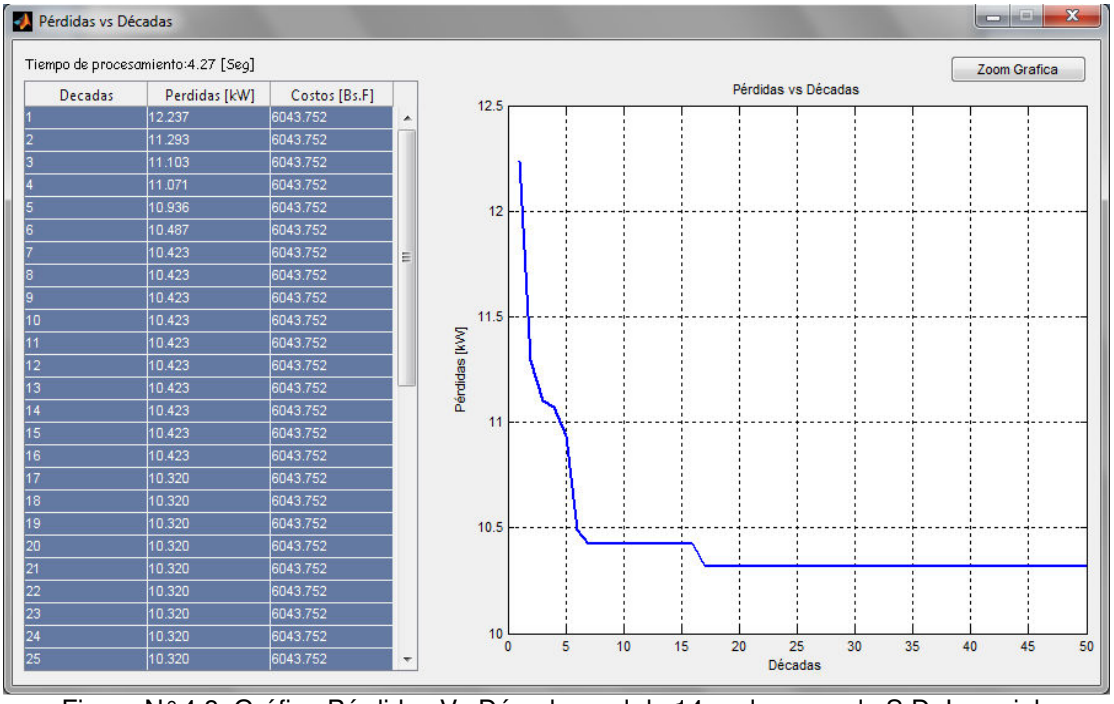
Figura N°4.7. Costo vs Pérdidas para la red Radial de 14 nodos optimizada mediante SDRO y la configuración obtenida para esta solución.

Solución Mediante la Herramienta Computacional S.D. Imperial (realizando la optimización de conductores) para la Red de 14 nodos

Para realizar la optimización de conductores al sistema de 14 nodos se usaron los siguientes valores para configurar el S.D. Imperial que coinciden con los usados con el SDRO:

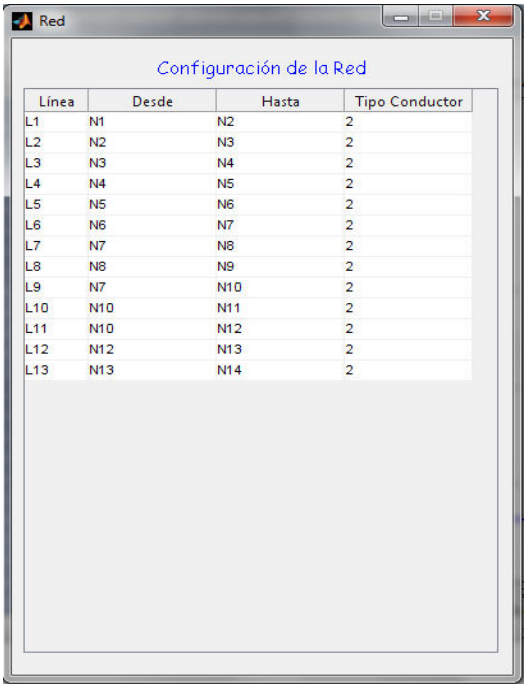
Tabla N°4.4. Parámetros para configuración del ICA para la red de 14 nodos.

Número inicial de países	30
Número de décadas	50
Coeficiente de asimilación	55
Número inicial de imperialistas	2
Coeficiente de asimilación ángulo	0,5
Rata de revolución	0,3
Porcentaje de espacio de búsqueda	2



Decadas	Perdidas [kW]	Costos [Bs.F]
1	12.237	6043.752
2	11.293	6043.752
3	11.103	6043.752
4	11.071	6043.752
5	10.936	6043.752
6	10.487	6043.752
7	10.423	6043.752
8	10.423	6043.752
9	10.423	6043.752
10	10.423	6043.752
11	10.423	6043.752
12	10.423	6043.752
13	10.423	6043.752
14	10.423	6043.752
15	10.423	6043.752
16	10.423	6043.752
17	10.320	6043.752
18	10.320	6043.752
19	10.320	6043.752
20	10.320	6043.752
21	10.320	6043.752
22	10.320	6043.752
23	10.320	6043.752
24	10.320	6043.752
25	10.320	6043.752

Figura N° 4.8. Gráfica Pérdidas Vs Décadas red de 14 nodos usando S.D. Imperial



Línea	Desde	Hasta	Tipo Conductor
L1	N1	N2	2
L2	N2	N3	2
L3	N3	N4	2
L4	N4	N5	2
L5	N5	N6	2
L6	N6	N7	2
L7	N7	N8	2
L8	N8	N9	2
L9	N7	N10	2
L10	N10	N11	2
L11	N10	N12	2
L12	N12	N13	2
L13	N13	N14	2

Figura N° 4.9. Tabla de configuración de la red de 14 nodos mediante S.D. Imperial

La Tabla N° 4.5 muestra los resultados obtenidos por medio de los dos programas para la red de 14 nodos, antes y después de optimizar la red.

Tabla N°4.5. Comparación de resultados de los programas de la red de 14 nodos.

Red sin optimizar						Red optimizada			
Pérdidas SDRO [KW]	Pérdidas SDRO [KVA]	Pérdidas S.D. Imperial [KW]	Pérdidas S.D. Imperial [KVA]	Pérdidas ETAP [KW]	Pérdidas ETAP [KVA]	Pérdidas SDRO [KW]	Tiempo [Gen]	Pérdidas S.D. Imperial [KW]	Tiempo [Dec]
88,5	14,26	88,5	14,26	88,2	14,2	33,7	50	10,32	17

Análisis de resultados obtenidos para la red de 14 nodos.

En la Tabla Nº4.5, en la primera parte se muestra las pérdidas en las líneas de la red sin optimizar con los diferentes programas, encontrándose que estos llega a un resultado semejante, es decir los valores de pérdidas en potencia activa y reactiva son iguales, difiriendo con el ETAP en decimas en cuanto a la potencia activa, lo cual puede ser explicado en base a la forma en que cada programa realiza el truncamiento o redondeo, pudiendo por ello establecer que ambos programas (SDRO y SD Imperial) cumplen en dar respuesta a la solución de la ecuación de flujo de potencias y esto permite decir que el programa desarrollado es válido en cuanto al cálculo de flujo de carga.

En la segunda parte se muestra los resultados cuando la red es optimizada y con la nueva configuración obtenida, a través de ambos algoritmos de optimización, se evalúa usando el flujo de carga, obteniéndose que las pérdidas por ambos programas disminuyen frente a la no optimizada, y que ellas difieren en los mínimos encontrados, al aplicar ICA (10,32 kW) es menor que el encontrado al aplicar SDRO, pudiendo decir que la optimización por medio del “S.D. Imperial” es más eficiente que la hecha con el “SDRO”; también podemos decir que con el S.D. Imperial el resultado óptimo se obtuvo en la década 17, mientras que con el SDRO fue alcanzado en la generación 50 (para este caso Década = Generación como tiempo

computacional) es decir con el S.D. Imperial obtuvo la solución óptima en un menor tiempo, con menores pérdidas que con el SDRO.

La Figura N°4.6 muestra la gráfica dada con el SDRO considerando pérdidas y costos, el cual es el último punto hacia la derecha de la gráfica, usando la curva se puede establecer que existe un costo mínimo que garantiza a su vez una red con menor pérdida, indicando que la disminución de pérdidas no está determinada por grandiosas inversiones, sino saber dónde, cómo y qué medidas tomar para lograr esta disminución de pérdidas; las Figura N° 4.7 y Figura N°4.8 muestran las soluciones obtenidas mediante los dos programas, se observa que en ambos casos la configuración óptima de la red es dada por conductores de calibres número 2. Tomando en cuenta como restricción el índice de calidad de tensión o IDT en la red.

Red radial de 24 nodos sin optimización

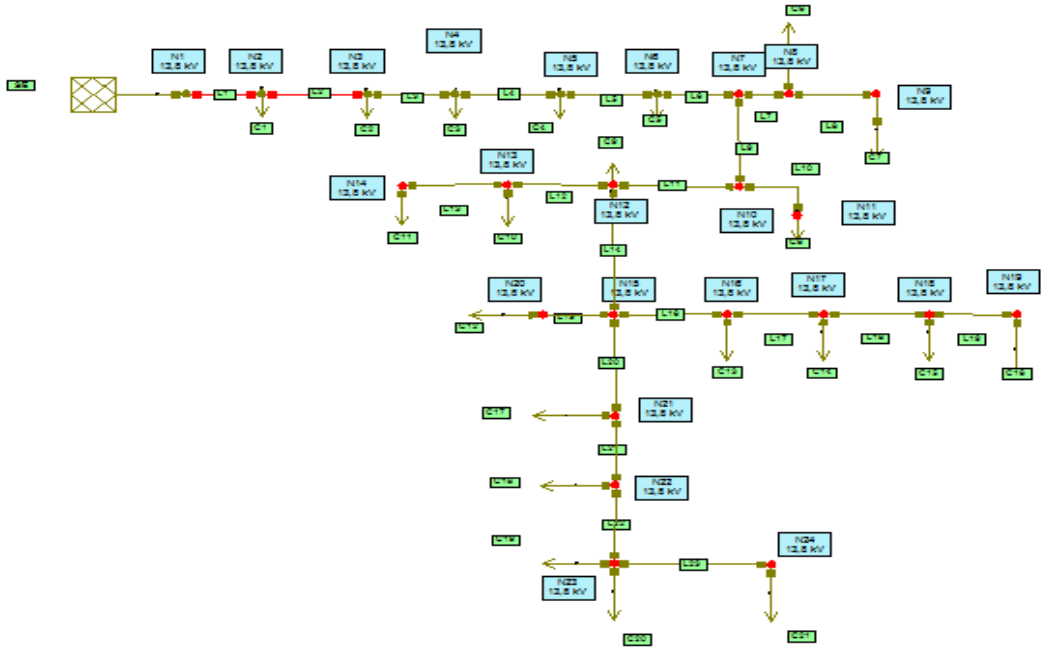


Figura N°4.10. Red de veinticuatro nodos sin optimizar.

Datos:

Tabla N° 4.6. Datos de líneas de la red radial de 24 nodos sin optimización

Código de nodos (p-q)	r [Ω /Km]	X [Ω /Km]	Longitud [Km]	I max [Amp]
1-2	0,9627	0,3564	0,120	180
2-3	0,9627	0,3564	0,057	180
3-4	0,9627	0,3564	0,200	180
4-5	0,9627	0,3564	0,365	180
5-6	0,9627	0,3564	0,063	180
6-7	0,9627	0,3564	0,325	180
7-8	0,9627	0,3564	0,062	180
8-9	0,9627	0,3564	0,190	180
7-10	0,9627	0,3564	0,080	180
10-11	0,9627	0,3564	0,100	180
10-12	0,9627	0,3564	0,052	180
12-13	0,9627	0,3564	0,020	180
13-14	0,9627	0,3564	0,070	180
12-15	0,9627	0,3564	0,025	180
15-20	0,9627	0,3564	0,055	180
15-16	0,9627	0,3564	0,065	180
16-17	0,9627	0,3564	0,600	180
17-18	0,9627	0,3564	0,115	180
18-19	0,9627	0,3564	0,300	180
15-21	0,9627	0,3564	0,070	180
21-22	0,9627	0,3564	0,125	180
22-23	0,9627	0,3564	0,020	180
23-24	0,9627	0,3564	0,070	180

Tabla N° 4.7. Datos de nodos de la red radial de 24 nodos sin optimización

Código de nodos	Carga [KVA]	Fp	Código de nodos	Carga [KVA]	Fp
1	0	0	13	187	0,9
2	75	0,9	14	450	0,9
3	75	0,9	15	0	0,9
4	187	0,9	16	186	0,9
5	112	0,9	17	75	0,9
6	112	0,9	18	186	0,9
7	0	0	19	186	0,9
8	450	0,9	20	112	0,9
9	450	0,9	21	75	0,9
10	0	0	22	186	0,9
11	450	0,9	23	112	0,9
12	112	0,9	24	450	0,9

Siguiendo un proceso análogo al utilizado para la red de catorce nodos, en la Tabla N° 4.8 y Tabla N°4.9 se muestran los parámetros de optimización de cada programa, y los resultados de las pérdidas en las líneas antes y después de la optimización se presentan en la Tabla N°4.10.

Tabla N°4.8. Parámetros para configuración del algoritmo genético

Tamaño de la Población [individuos]	40
Número Máximo de Generaciones	50
Términos Incluidos en la Inicialización [%]	50
Tamaño Máximo de la Población Elite	2
Porcentaje de Cruce	50
Índice de Mutación [0..1]	0,01
Método de Selección	Muestreo Determinístico
Tipo de Cruce	Punto o Monopunto

Tabla N°4.9. Parámetros para configuración del ICA

Número inicial de países	40
Número de décadas	50
Coeficiente de asimilación	50
Número inicial de imperialistas	2
Coeficiente de asimilación ángulo	0,5
Rata de revolución	0,3
Porcentaje de espacio de búsqueda	2

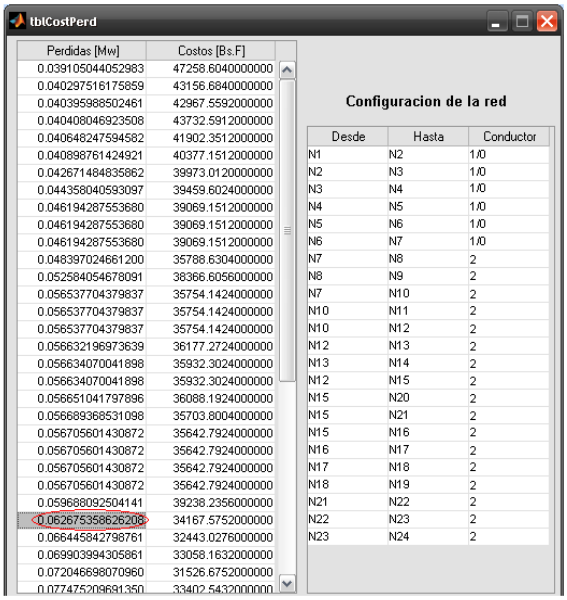


Figura N°4.11. Configuración de la red optimizada por SDRO.

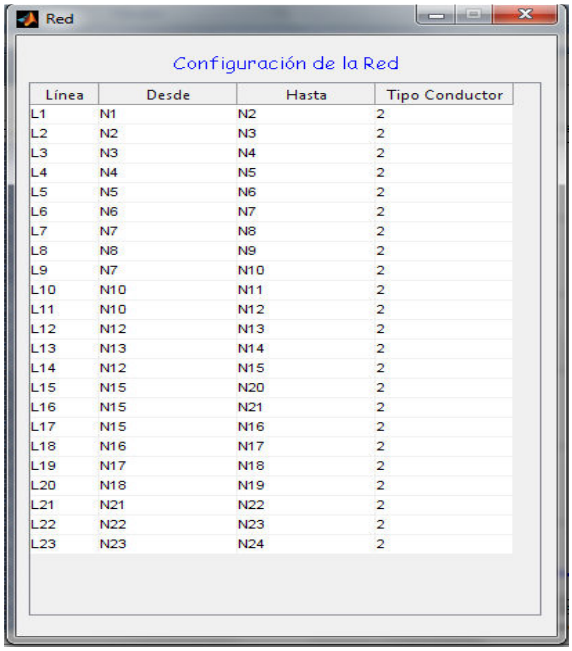


Figura N°4.12. Configuración de la red optimizada con S.D. Imperial.

Tabla N°4.10. Comparación de resultados de los programas de la red de 24 nodos.

Red sin optimizar				Red optimizada			
Pérdidas SDRO [KW]	**Pérdidas SDRO [KVA]**	**Pérdidas S.D. Imperial [KW]**	**Pérdidas S.D. Imperial [KVA]**	**Pérdidas SDRO [KW]**	**Tiempo [Gen]**	**Pérdidas S.D. Imperial [KW]**	**Tiempo [Dec]**
99,6	36,8	99,6	36,8	62,6	50	30,27	26

Análisis de resultados obtenidos para la red de 24 nodos.

Al comparar los resultados entre las dos herramientas computacionales se puede notar, al igual que en el caso anterior, que antes de optimizar los valores de pérdidas en la red son iguales para los dos programas, una vez hecha la optimización con cada uno de ellos se tiene que el "S.D. Imperial" mejora el valor del óptimo encontrado con el "SDRO", debido a que las pérdidas obtenidas con este son de 60,26 KW mientras que con el "S.D. Imperial" son de 30,279 KW.

La nueva configuración de la red obtenida con la optimización por medio del SDRO fue de conductores de calibres 1/0 en los tramos que parten desde el nodo uno hasta el nodo seis y desde el nodo seis hasta el nodo veinticuatro los conductores son de calibre dos tal como se puede ver en la Figura N° y la configuración óptima que se obtuvo con el S.D. Imperial fue de conductores de calibre 2 a lo largo de toda la red así como se muestra en la Figura N° la red óptima que ofrece el SDRO es más costosa que la obtenida por el S.D. Imperial debido a que esta usa conductores de calibre 1/0 los cuales son más costosos que conductores de calibre numero 2.

Red radial de 39 nodos sin optimización

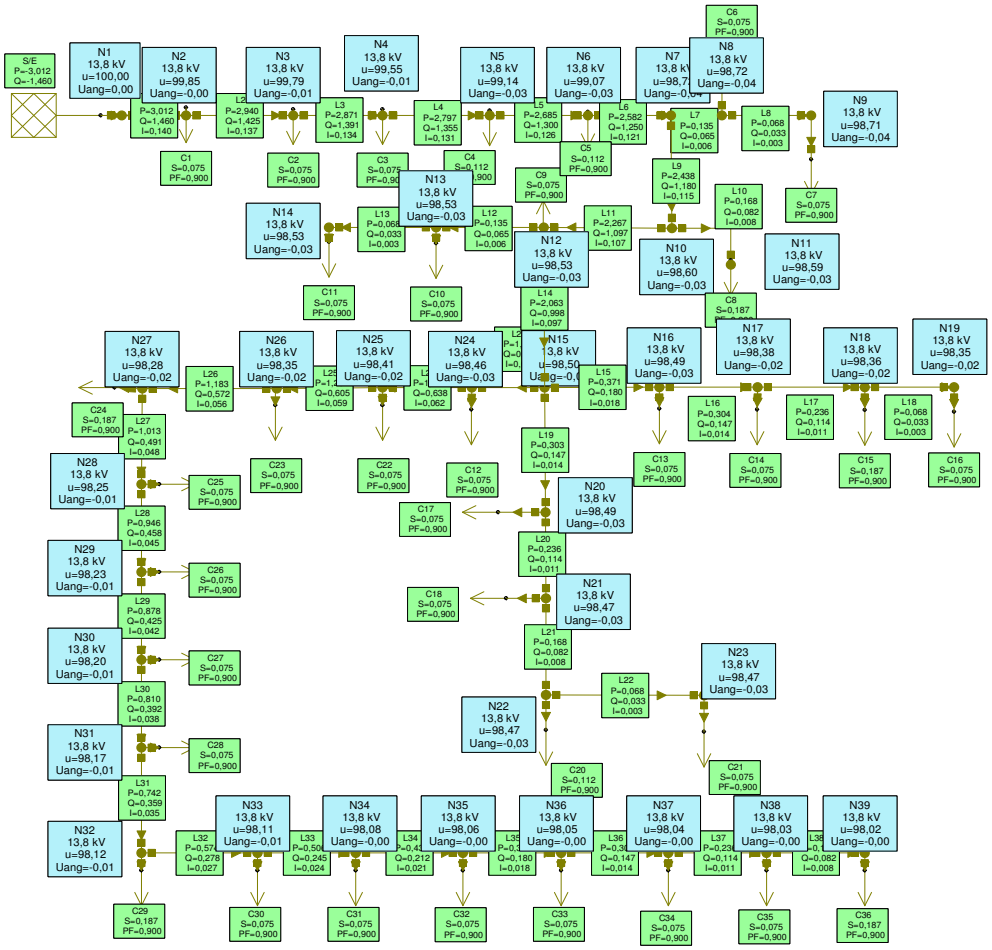


Figura N°4.13. Red de treintainueve nodos sin optimizar.

Tabla N° 4.11. Datos de líneas de la red radial de 39 nodos sin optimización

Código de nodos (p-q)	r [Ω /Km]	x [Ω /Km]	Longitud [Km]	I max [Amp]
1-2	0,9627	0,3564	0,120	180
2-3	0,9627	0,3564	0,057	180
3-4	0,9627	0,3564	0,200	180
4-5	0,9627	0,3564	0,365	180
5-6	0,9627	0,3564	0,063	180
6-7	0,9627	0,3564	0,325	180
7-8	0,9627	0,3564	0,062	180
8-9	0,9627	0,3564	0,190	180
7-10	0,9627	0,3564	0,080	180
10-11	0,9627	0,3564	0,100	180
10-12	0,9627	0,3564	0,052	180
12-13	0,9627	0,3564	0,020	180
13-14	0,9627	0,3564	0,070	180
12-15	0,9627	0,3564	0,025	180
15-16	0,9627	0,3564	0,065	180
16-17	0,9627	0,3564	0,600	180
17-18	0,9627	0,3564	0,300	180
18-19	0,9627	0,3564	0,115	180
15-20	0,9627	0,3564	0,070	180
20-21	0,9627	0,3564	0,125	180
21-22	0,9627	0,3564	0,020	180
22-23	0,9627	0,3564	0,070	180
15-24	0,9627	0,3564	0,055	180
24-25	0,9627	0,3564	0,060	180
25-26	0,9627	0,3564	0,080	180
26-27	0,9627	0,3564	0,100	180
27-28	0,9627	0,3564	0,045	180
28-29	0,9627	0,3564	0,030	180
29-30	0,9627	0,3564	0,050	180
30-31	0,9627	0,3564	0,067	180
31-32	0,9627	0,3564	0,115	180
32-33	0,9627	0,3564	0,040	180
33-34	0,9627	0,3564	0,085	180
34-35	0,9627	0,3564	0,070	180
35-36	0,9627	0,3564	0,060	180
36-37	0,9627	0,3564	0,040	180
37-38	0,9627	0,3564	0,070	180
38-39	0,9627	0,3564	0,100	180

Tabla N° 4.12. Datos de nodos de la red radial de 39 nodos sin optimización

Código de nodos	Carga [KVA]	Fp	Código de nodos	Carga [KVA]	Fp
1	0	0	21	75	0,9
2	75	0,9	22	186	0,9
3	75	0,9	23	112	0,9
4	187	0,9	24	450	0,9
5	112	0,9	25	450	0,9
6	112	0,9	26	450	0,9
7	0	0	27	186	0,9
8	450	0,9	28	75	0,9
9	450	0,9	29	75	0,9
10	0	0	30	75	0,9
11	450	0,9	31	75	0,9
12	112	0,9	32	186	0,9
13	187	0,9	33	75	0,9
14	450	0,9	34	75	0,9
15	0	0,9	35	75	0,9
16	186	0,9	36	75	0,9
17	75	0,9	37	75	0,9
18	186	0,9	38	75	0,9
19	186	0,9	39	186	0,9
20	112	0,9			

Siguiendo un proceso análogo al utilizado para la red de catorce nodos, en la Tabla N° 4.13 y Tabla N°4.14 se muestran los parámetros de optimización de cada programa y los resultados de las pérdidas en las líneas antes y después de la optimización se presentan en la Tabla N°4.15.

Tabla N°4.13. Parámetros para configuración del algoritmo genético

Tamaño de la Población [individuos]	50
Número Máximo de Generaciones	50
Términos Incluidos en la Inicialización [%]	50
Tamaño Máximo de la Población Elite	2
Porcentaje de Cruce	50
Índice de Mutación [0..1]	0,01
Método de Selección	Muestreo Determinístico
Tipo de Cruce	Punto o Monopunto

Tabla N°4.14. Parámetros para configuración del ICA

Número inicial de países	50
Número de décadas	50
Coeficiente de asimilación	50
Número inicial de imperialistas	2
Coeficiente de asimilación ángulo	0,5
Rata de revolución	0,3
Porcentaje de espacio de búsqueda	2

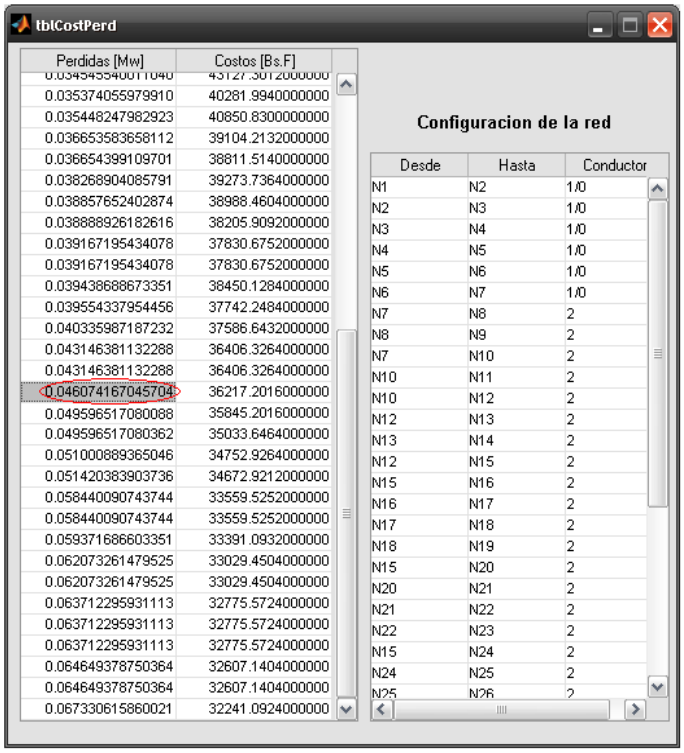


Figura N°4.14. Configuración de la red optimizada por SDRO.

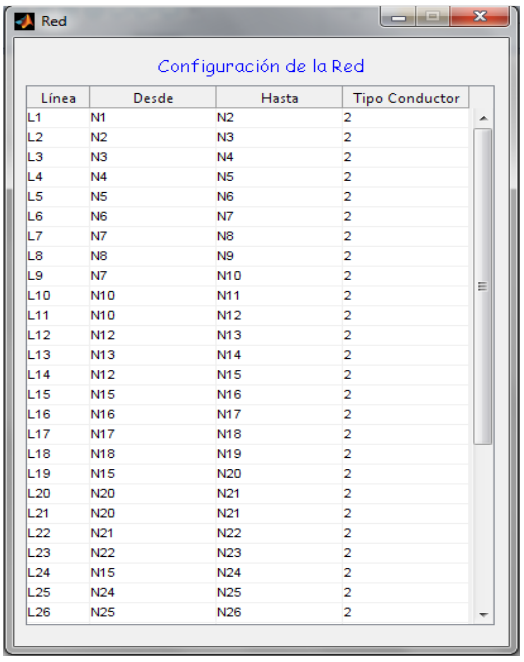


Figura N°4.15. Configuración de la red optimizada por S.D. Imperial.

Tabla N°4.15. Comparación de resultados de los programas de la red de 39 nodos.

Red sin optimizar				**Red optimizada**			
Pérdidas SDRO [KW]	**Pérdidas SDRO [KVA]**	**Pérdidas S.D. Imperial [KW]**	**Pérdidas S.D. Imperial [KVA]**	**Pérdidas SDRO [KW]**	**Tiempo [Gen]**	**Pérdidas S.D. Imperial [KW]**	**Tiempo [Dec]**
67,3	24,9	67,29	24,9	46,07	50	20,84	12

Análisis de resultados obtenidos para la red de 39 nodos.

Al igual que en los dos casos anteriores al calcular el flujo de carga de la red sin la red sin optimizar los niveles de pérdidas entre los dos programas son semejantes, una vez hecha la optimización a la red queda claro que entre las dos herramientas computacionales, el "S.D. Imperial" es más eficiente que el "SDRO" debido a que las menores perdidas obtenidas son de 46,07 KW mientras que con el "S.D. Imperial" son de 20,84 KW; a demás, el SDRO debe cumplir con todas las generaciones programadas antes de mostrar una solución, mientras que con el S.D. Imperial no necesariamente

deben cumplirse todas las décadas programadas en un principio para mostrar la solución.

La nueva configuración de la red obtenida con la optimización por medio del SDRO fue de conductores de calibres 1/0 en los tramos que parten desde el nodo uno hasta el nodo seis y desde el nodo seis hasta el nodo veinticuatro los conductores son de calibre dos y la configuración óptima que se obtuvo con el S.D. Imperial fue de conductores de calibre 2 a lo largo de toda la red.

A continuación, para validar los resultados que se obtienen con el "S.D. Imperial" se han simulado cuatro redes reales y estas mismas redes se simulan en el software comercial ETAP 6.0.0 y luego los resultados obtenidos con cada uno de los programas se compararan entre sí.

Red real uno de once nodos sin optimización.

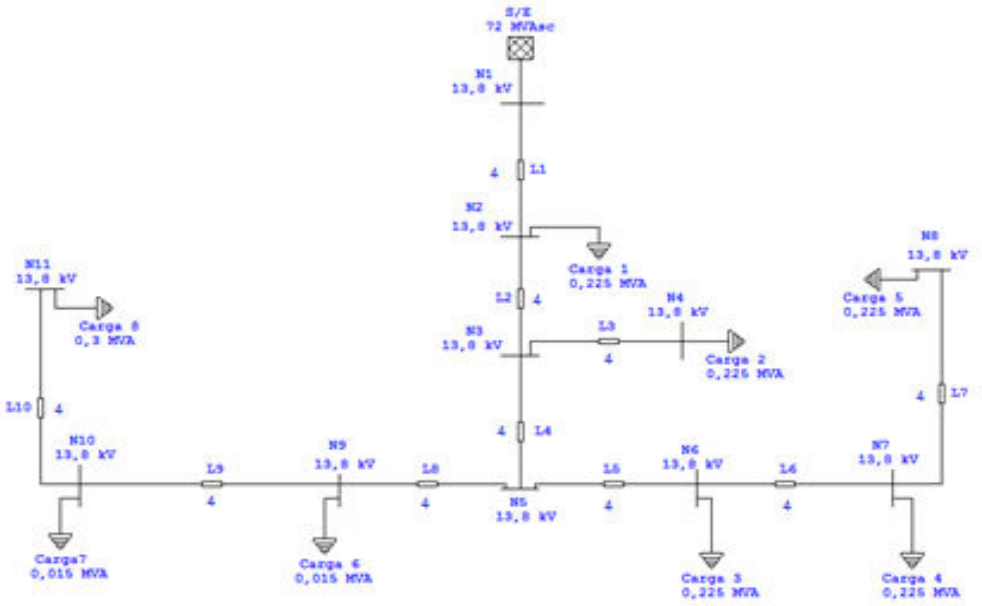


Figura N°4.16. Red real de once nodos sin optimización.

Características de la red real de once nodos

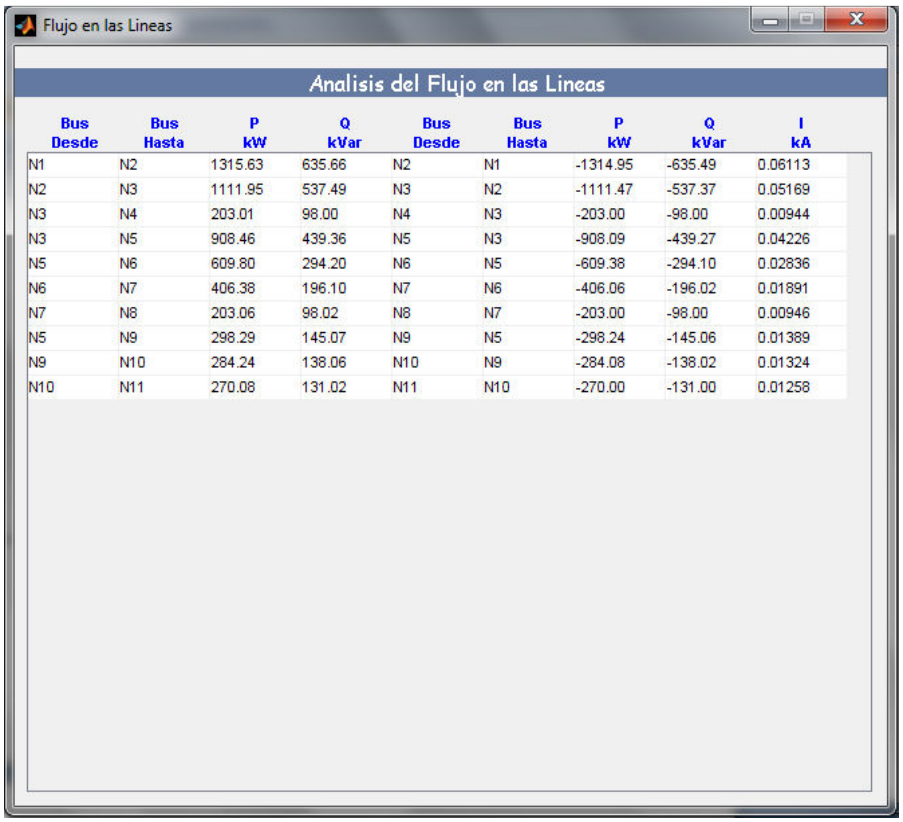
Tabla N°4.16. Datos de nodos de la red real de once nodos.

Código de Nodos	Tipo de Nodo	PL [KW]	PL [KVA]	Fp
N1	SL	0	0	0,9
N2	PQ	203	98	0,9
N3	PQ	0	0	0,9
N4	PQ	203	98	0,9
N5	PQ	0	0	0,9
N6	PQ	203	98	0,9
N7	PQ	203	98	0,9
N8	PQ	203	98	0,9
N9	PQ	14	7	0,9
N10	PQ	14	7	0,9
N11	PQ	270	131	0,9

Tabla N°4.17. Datos de las líneas de la red real de once nodos.

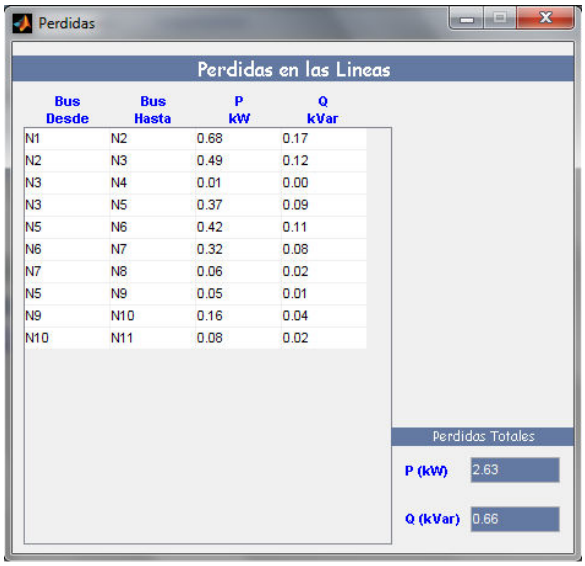
Código de Línea	Desde	Hasta	Longitud [Km]	Calibre
L1	N1	N2	0,04	4
L2	N2	N3	0,04	4
L3	N3	N4	0,02	4
L4	N3	N5	0,045	4
L5	N5	N6	0,115	4
L6	N6	N7	0,195	4
L7	N7	N8	0,155	4
L8	N5	N9	0,055	4
L9	N9	N10	0,2	4
L10	N10	N11	0,11	4

A continuación se presentan los resultados de los análisis de flujos de carga, antes y después de la optimización hechos tanto con el S.D. Imperial como con ETAP, para esta red.



Bus Desde	Bus Hasta	P kW	Q kVar	Bus Desde	Bus Hasta	P kW	Q kVar	I kA
N1	N2	1315.63	635.66	N2	N1	-1314.95	-635.49	0.06113
N2	N3	1111.95	537.49	N3	N2	-1111.47	-537.37	0.05169
N3	N4	203.01	98.00	N4	N3	-203.00	-98.00	0.00944
N3	N5	908.46	439.36	N5	N3	-908.09	-439.27	0.04226
N5	N6	609.80	294.20	N6	N5	-609.38	-294.10	0.02836
N6	N7	406.38	196.10	N7	N6	-406.06	-196.02	0.01891
N7	N8	203.06	98.02	N8	N7	-203.00	-98.00	0.00946
N5	N9	298.29	145.07	N9	N5	-298.24	-145.06	0.01389
N9	N10	284.24	138.06	N10	N9	-284.08	-138.02	0.01324
N10	N11	270.08	131.02	N11	N10	-270.00	-131.00	0.01258

Figura N°4.17. Tabla de flujo en las líneas en la red real de once nodos sin optimizar.



Bus Desde	Bus Hasta	P kW	Q kVar
N1	N2	0.68	0.17
N2	N3	0.49	0.12
N3	N4	0.01	0.00
N3	N5	0.37	0.09
N5	N6	0.42	0.11
N6	N7	0.32	0.08
N7	N8	0.06	0.02
N5	N9	0.05	0.01
N9	N10	0.16	0.04
N10	N11	0.08	0.02

Figura N°4.18. Pérdidas en las líneas de la red real de once nodos sin optimizar.

Optimización Mediante la Herramienta Computacional S.D. Imperial realizando la variación de los calibres de conductores (VCC) para la Red real de 11 nodos, usando el 2/3 de la capacidad nominal de los conductores.

Configuración de los parámetros S.D. Imperial.

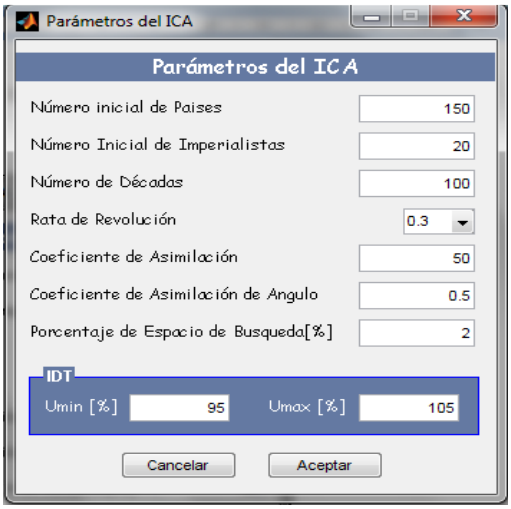


Figura N°4.19. Parámetros para la optimización por VCC.

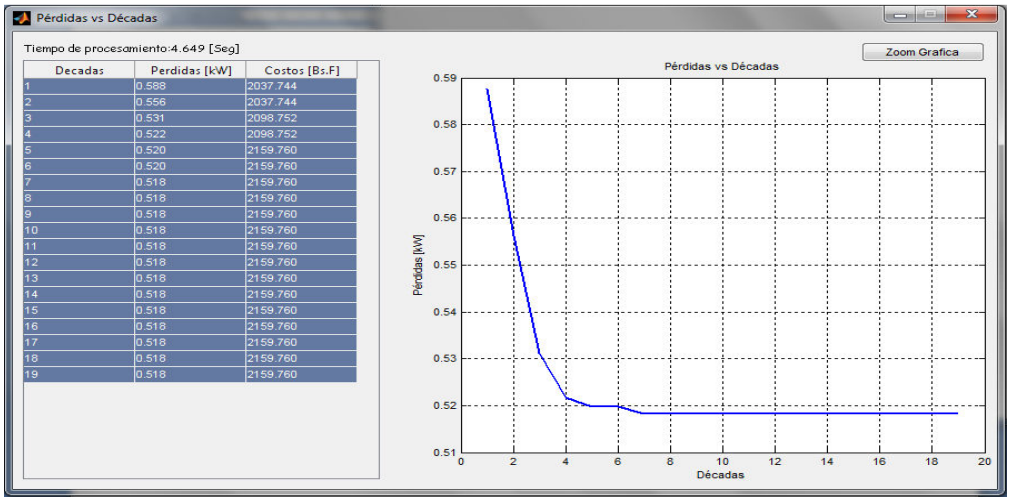


Figura N°4.20. Pérdidas Vs Décadas optimización VCC.

Configuración de la red optimizada por medio de la variación de los calibres de los conductores.

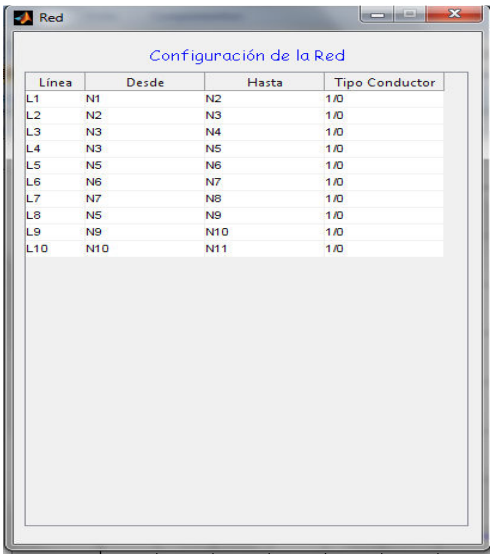


Figura N°4.21. Configuración de la red de once nodos optimizada por VCC.

Diagrama de la red de once nodos optimizada por VCC.

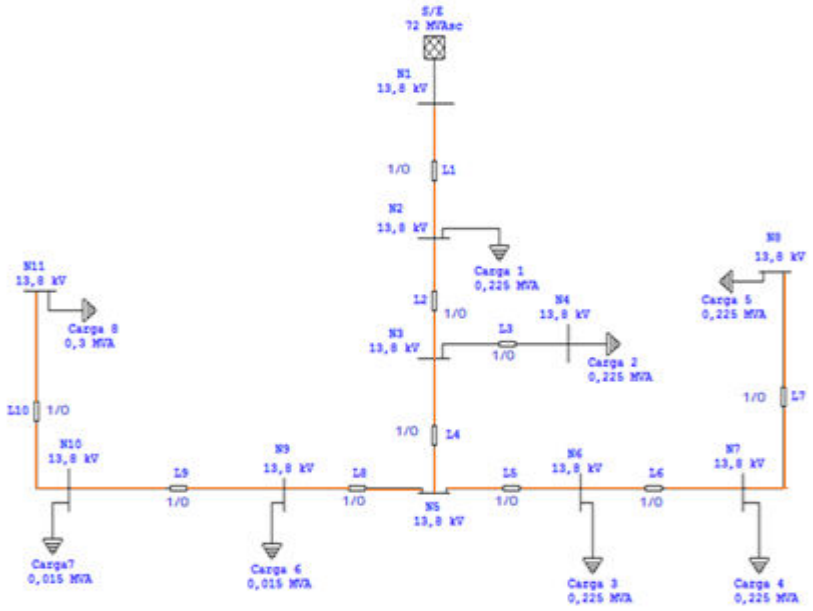


Figura N°4.18. Diagrama de la red de once nodos optimizada por VCC.

Análisis de flujo de carga a la red real de once nodos optimizada

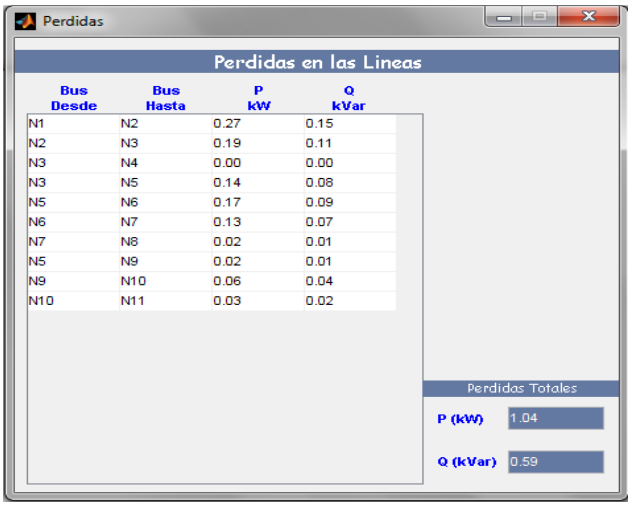


Figura N°4.22. Pérdidas en las líneas de la red de once nodos optimizada por VCC.

Optimización Mediante la Herramienta Computacional S.D. Imperial realizando la ubicación optima de capacitores (UOC) para la Red real de 11 nodos.

Configuración de los parámetros S.D. Imperial.

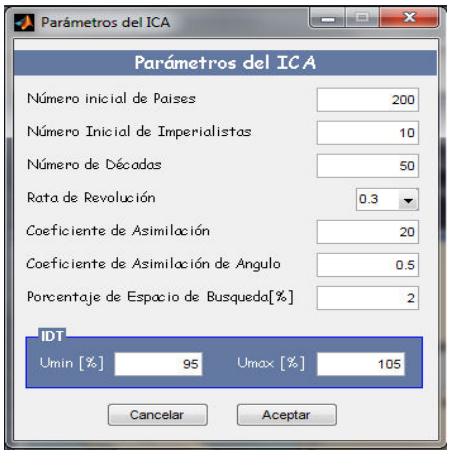


Figura N°4.23. Parámetros para la optimización por UOC.

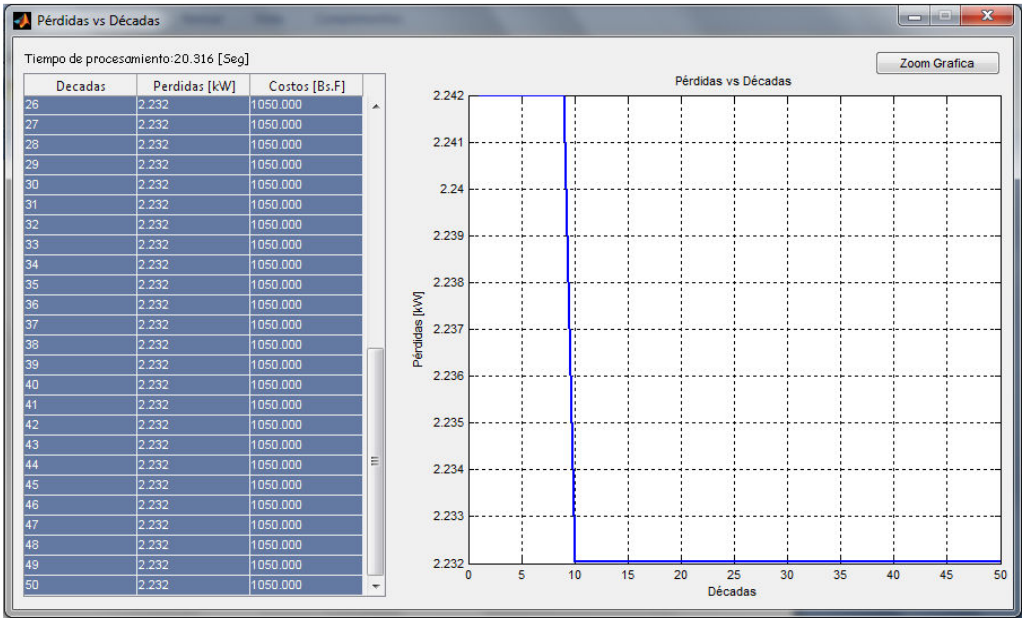


Figura N°4.24. Pérdidas Vs Décadas red optimizada por UOC.

Configuración de la red optimizada por medio de la ubicación óptima de capacitores.

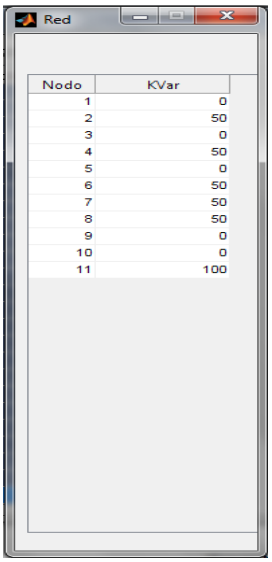


Figura N° 4.25. Configuración de red optimizada de once nodos optimizada por UOC.

Diagrama de la red optimizada

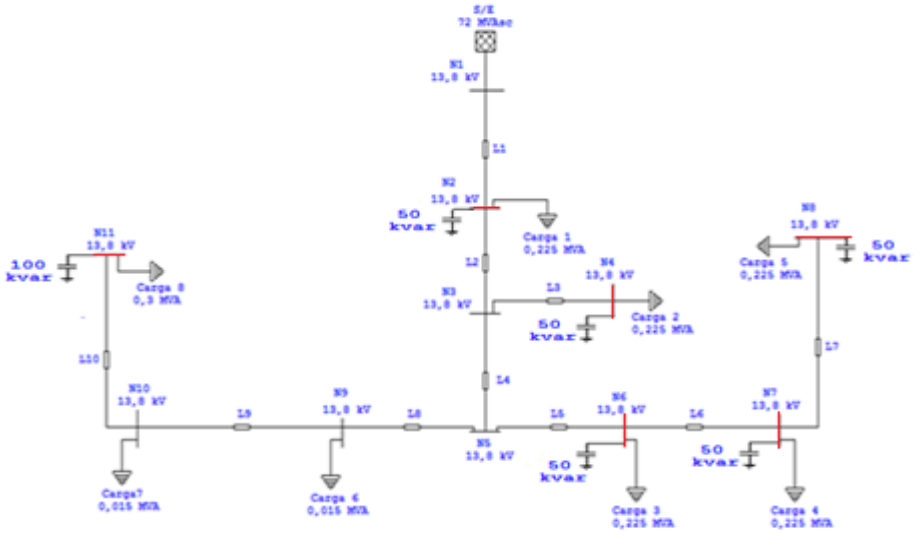


Figura N°4.26. Diagrama de la red de once nodos optimizada por UOC.

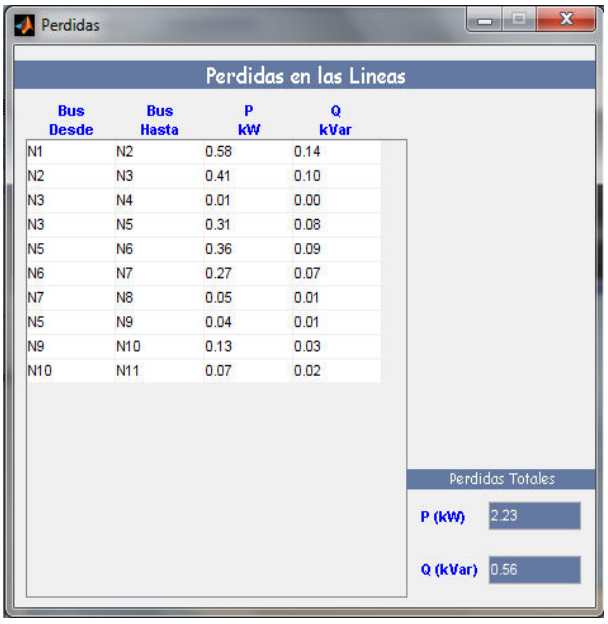


Figura N°4.27. Pérdidas en las líneas de la red de once nodos optimizada por UOC.

Análisis de flujo de carga con ETAP 6.00 a la red sin optimizar.

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	6.0.0	Date:	30-03-2010
Contract:		SN:	12345678
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: Alimentador1		Config.:	Normal

Branch Losses Summary Report

CKT / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
ID	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
L1	1.307	0.633	-1.307	-0.632	0.7	0.2	100.0	100.0	0.05
L2	1.104	0.534	-1.104	-0.534	0.5	0.1	100.0	99.9	0.04
L3	0.202	0.098	-0.202	-0.098	0.0	0.0	99.9	99.9	0.00
L4	0.902	0.436	-0.901	-0.436	0.4	0.1	99.9	99.9	0.04
L5	0.605	0.293	-0.605	-0.293	0.4	0.1	99.9	99.8	0.06
L8	0.296	0.143	-0.296	-0.143	0.0	0.0	99.9	99.9	0.01
L6	0.403	0.195	-0.403	-0.195	0.3	0.1	99.8	99.7	0.07
L7	0.201	0.098	-0.201	-0.098	0.1	0.0	99.7	99.7	0.03
L9	0.283	0.137	-0.282	-0.137	0.2	0.0	99.9	99.8	0.05
L10	0.269	0.130	-0.269	-0.130	0.1	0.0	99.8	99.8	0.03
					2.6	0.7			

Figura N°4.28. Flujo de carga de la red de once nodos con ETAP 6.00

Flujo de carga con ETAP 6.00 a red real de once nodos optimizada VCC

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	6.0.0	Date:	30-03-2010
Contract:		SN:	12345678
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: Alimentador1		Config.:	Normal

Branch Losses Summary Report

CKT / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop
ID	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	in Vmag
L1	1.308	0.634	-1.308	-0.634	0.3	0.2	100.0	100.0	0.02
L2	1.106	0.536	-1.106	-0.535	0.2	0.1	100.0	100.0	0.02
L3	0.202	0.098	-0.202	-0.098	0.0	0.0	100.0	100.0	0.00
L4	0.903	0.437	-0.903	-0.437	0.1	0.1	100.0	99.9	0.02
L5	0.606	0.294	-0.606	-0.294	0.2	0.1	99.9	99.9	0.03
L8	0.297	0.144	-0.297	-0.144	0.0	0.0	99.9	99.9	0.01
L6	0.404	0.196	-0.404	-0.196	0.1	0.1	99.9	99.9	0.03
L7	0.202	0.098	-0.202	-0.098	0.0	0.0	99.9	99.9	0.01
L9	0.283	0.137	-0.283	-0.137	0.1	0.0	99.9	99.9	0.02
L10	0.270	0.131	-0.269	-0.131	0.0	0.0	99.9	99.9	0.01
					1.0	0.6			

Figura N°4.29. Flujo de carga de la red de once nodos con ETAP 6.00

Flujo de carga con ETAP 6.00 a red real de once nodos optimizada UOC

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	6.0.0	Date:	08-04-2010
Contract:		SN:	12345678
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: Alimentador1		Config.:	Normal

Branch Losses Summary Report

CKT / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop
ID	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	in Vmag
L1	1.311	0.284	-1.310	-0.284	0.6	0.1	100.0	100.0	0.04
L2	1.108	0.236	-1.108	-0.236	0.4	0.1	100.0	99.9	0.04
L3	0.203	0.048	-0.203	-0.048	0.0	0.0	99.9	99.9	0.00
L4	0.905	0.188	-0.904	-0.188	0.3	0.1	99.9	99.9	0.03
L5	0.608	0.144	-0.608	-0.144	0.4	0.1	99.9	99.8	0.06
L8	0.296	0.044	-0.296	-0.044	0.0	0.0	99.9	99.9	0.01
L6	0.405	0.096	-0.405	-0.096	0.3	0.1	99.8	99.8	0.07
L7	0.202	0.048	-0.202	-0.048	0.1	0.0	99.8	99.7	0.03
L9	0.283	0.037	-0.283	-0.037	0.1	0.0	99.9	99.8	0.05
L10	0.269	0.031	-0.269	-0.031	0.1	0.0	99.8	99.8	0.02
					2.2	0.6			

Figura N°4.30. Flujo de carga red de once nodos con ETAP 6.00

Tabla N°4.18. Comparación de resultados para validación red once nodos.

Programa computacional	Pérdidas red sin optimizar		Pérdidas red optimizada VCC		Pérdidas red optimizada UOC	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
S.D. Imperial	2,63	0,66	1,04	0,59	2,23	0,56
ETAP	2,6	0,7	1,00	0,6	2,2	0,6

Análisis de resultados red real de 11 nodos

Como puede observarse en la Tabla N°4.18, los análisis de flujo de carga hechos tanto con el software comercial ETAP 6.00 y con el "S.D. Imperial" antes y después de la optimización muestra resultados muy parecidos con poca diferencia entre sí, lo que demuestra la precisión y confiabilidad que brinda el programa S.D. Imperial, ya que, el ETAP 6.00 es usado para validar el antes citado programa por medio de comparación de los resultados obtenidos.

Por otra parte queda claro que entre las dos alternativas de optimización de redes de distribución, la variación de calibres de conductor (VCC) da un menor valor de pérdidas que la ubicación óptima de capacitores (UOC). Desde el punto de vista económico se tiene según las Figuras N°4.16 y 4.21 que la optimización usando VCC resultar más costosa que la UOC, esto se explica al observar que en la primera se pide cambiar todos los conductores de la red, pasando de un conductor 4 a uno 1/0, el cual es de mayor costo y cuando se ubica capacitores se tiene que son pocos y los de menor costo. Para este caso se está optimizando con los métodos por separados, para mostrar la bondad y dificultad que se tiene al estudiar una red sólo implementando sólo uno de ellos; verificando así que la optimización de una red no depende de una sola variable.

Red real de veintidós nodos

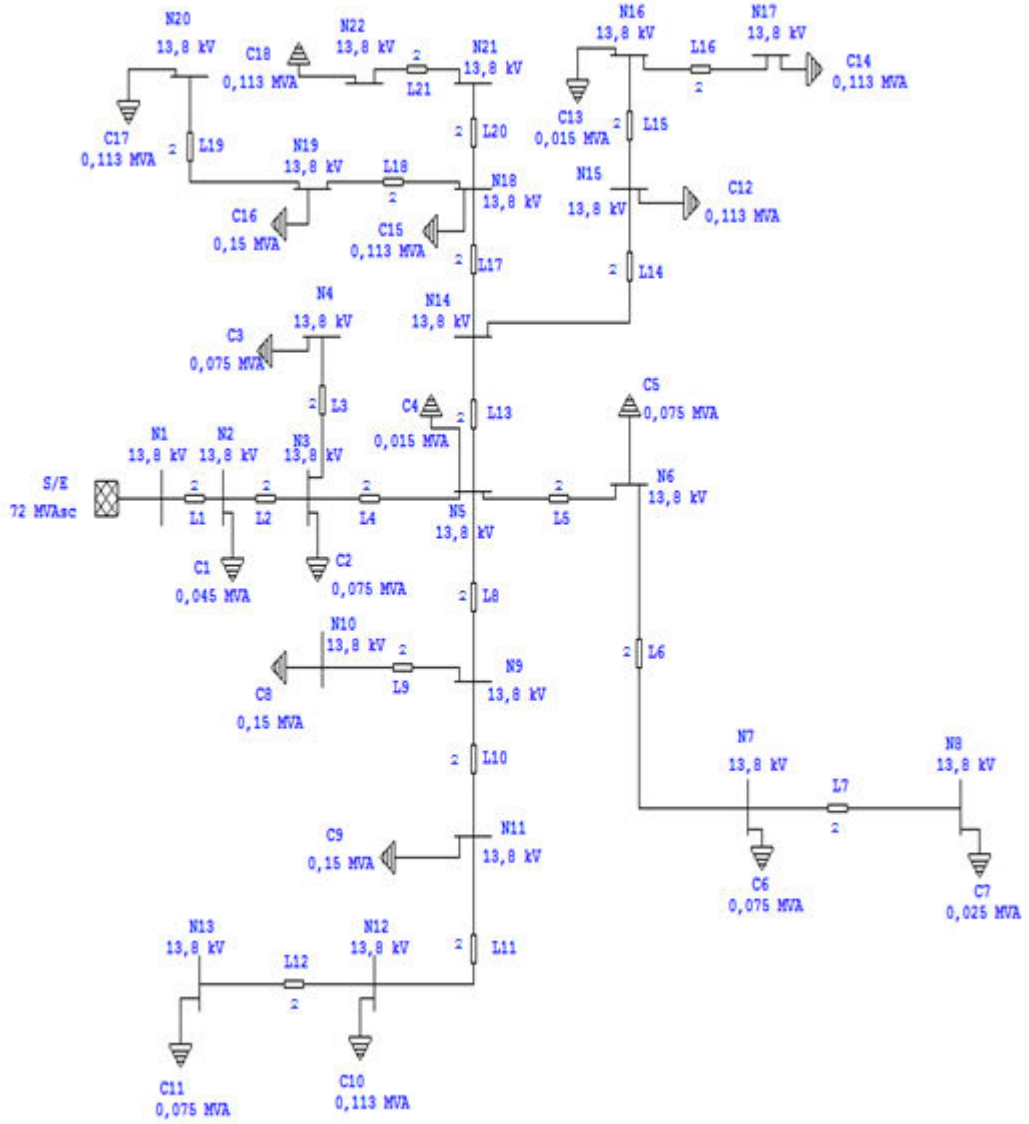


Figura N°4.31. Red real de veintidós nodos

Características de la red

Tabla N°4.19. Datos de nodos de la red real de veintidós nodos.

Código de Nodos	Tipo de Nodo	PL [KW]	PL [KVA]	Fp	Código de Nodos	Tipo de Nodo	PL [KW]	PL [KVA]	Fp
N1	SL	0	0	0,9	N12	PQ	102	49	0,9
N2	PQ	41	20	0,9	N13	PQ	68	33	0,9
N3	PQ	68	33	0,9	N14	PQ	0	0	0,9
N4	PQ	68	33	0,9	N15	PQ	102	49	0,9
N5	PQ	14	7	0,9	N16	PQ	14	7	0,9
N6	PQ	68	33	0,9	N17	PQ	102	49	0,9
N7	PQ	68	33	0,9	N18	PQ	102	49	0,9
N8	PQ	23	11	0,9	N19	PQ	135	65	0,9
N9	PQ	0	0	0,9	N20	PQ	102	49	0,9
N10	PQ	135	65	0,9	N21	PQ	0	0	0,9
N11	PQ	135	65	0,9	N22	PQ	102	49	0,9

Tabla N°4.20. Datos de las líneas de la red real de veintidós nodos.

Código de Línea	Desde	Hasta	Longitud [Km]	Calibre
L1	N1	N2	0,05	2
L2	N2	N3	0,05	2
L3	N3	N4	0,015	2
L4	N3	N5	0,05	2
L5	N5	N6	0,055	2
L6	N6	N7	0,215	2
L7	N7	N8	0,058	2
L8	N5	N9	0,05	2
L9	N9	N10	0,065	2
L10	N9	N11	0,05	2
L11	N11	N12	0,105	2
L12	N12	N13	0,06	2
L13	N5	N14	0,015	2
L14	N14	N15	0,11	2
L15	N15	N16	0,057	2
L16	N16	N17	0,05	2
L17	N14	N18	0,05	2
L18	N18	N19	0,065	2
L19	N19	N20	0,105	2
L20	N18	N21	0,07	2
L21	N21	N22	0,04	2

La Tabla N° 4.21 y Tabla N°4.22 muestran los parámetros usados por VCC y UOC respectivamente, los resultados de las pérdidas en las líneas antes y después de la optimización están en la Tabla N°4.23.

Tabla N°4.21. Parámetros para configuración del ICA para optimización por VCC

Número inicial de países	150
Número de imperialistas	20
Número de décadas	100
Rata de revolución	0,3
Coeficiente de asimilación	50
Coeficiente de asimilación ángulo	0,5
Porcentaje de espacio de búsqueda	2

Tabla N°4.22. Parámetros para configuración del ICA para optimización por UOC.

Número inicial de países	200
Número de imperialistas	10
Número de décadas	50
Rata de revolución	0,3
Coeficiente de asimilación	20
Coeficiente de asimilación ángulo	0,5
Porcentaje de espacio de búsqueda	2

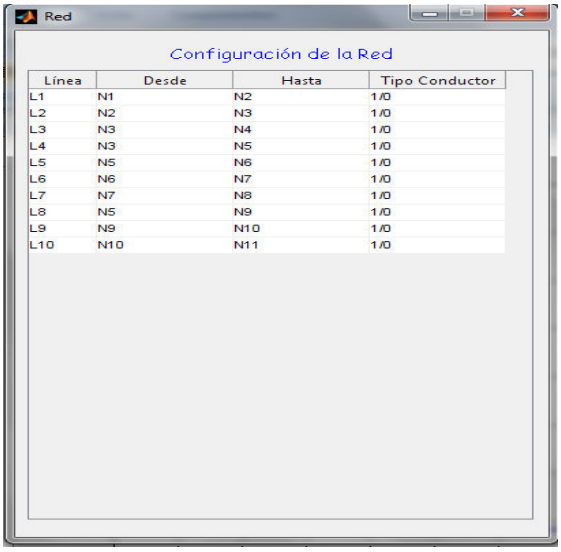


Figura N°4.32. Configuración de la red optimizada por VCC.

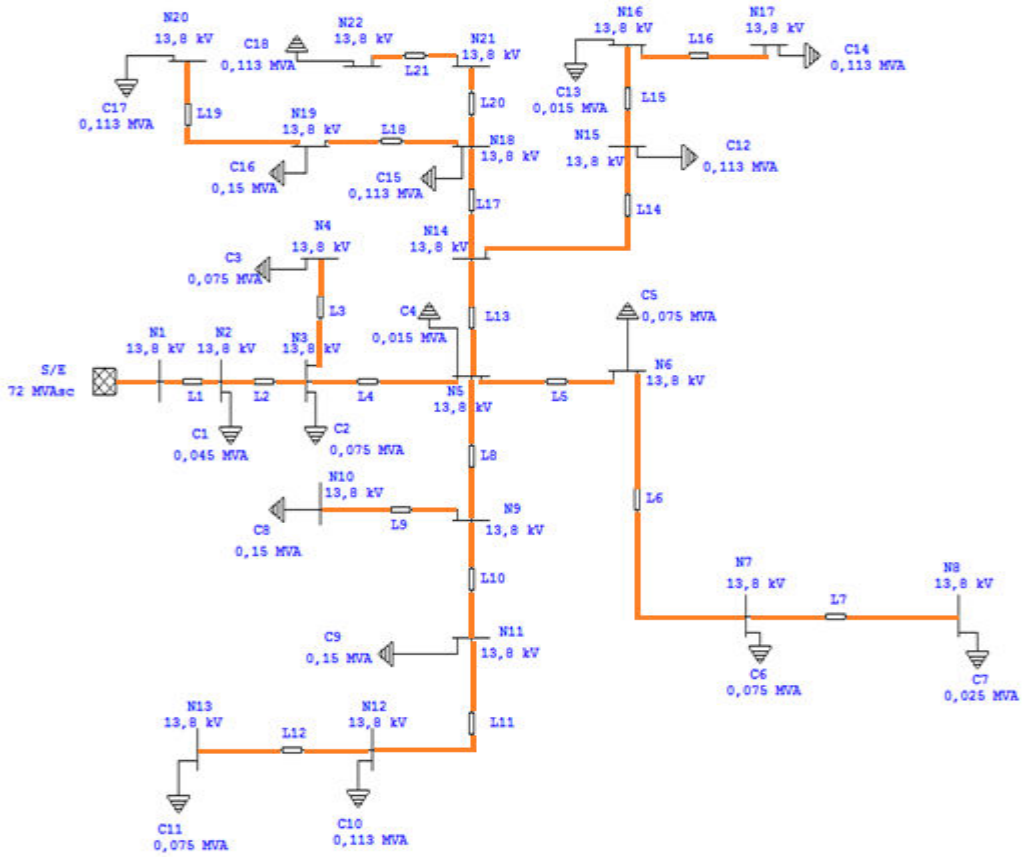
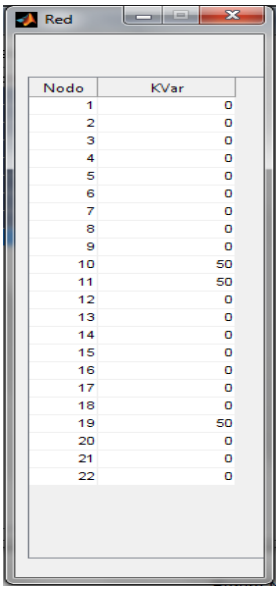


Figura N°4.33. Red optimizada por VCC.



Nodo	KVar
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0
7	0
8	0
9	0
10	50
11	50
12	0
13	0
14	0
15	0
16	0
17	0
18	0
19	50
20	0
21	0
22	0

Figura N°4.34. Configuración de la red por UOC.

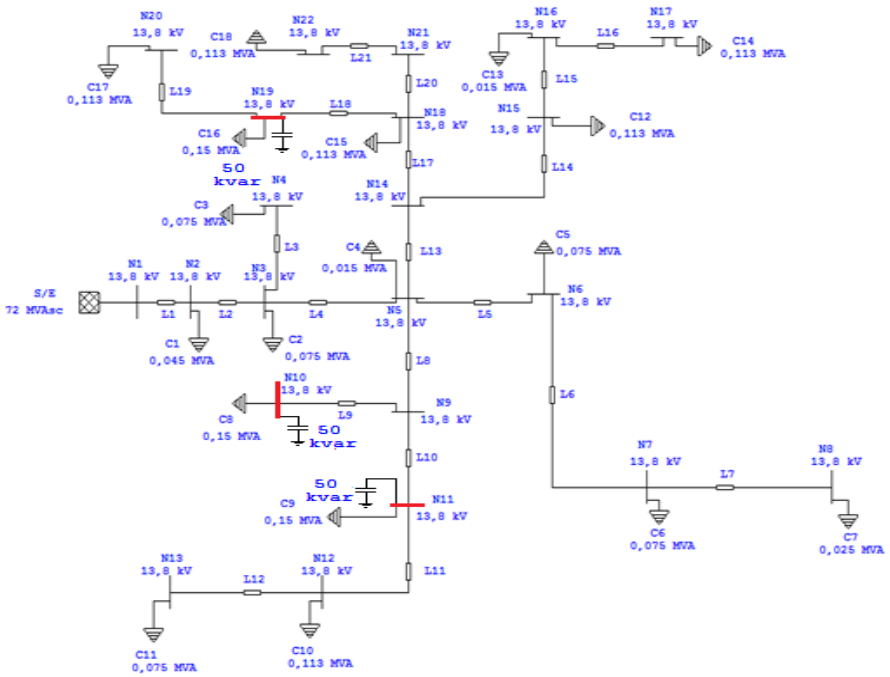


Figura N°4.35. Red optimizada por UOC.

Tabla N°4.23. Comparación de resultados para la validación de la red de veintidós nodos

Programa computacional	Pérdidas red sin optimizar		Pérdidas red optimizada VCC		Pérdidas red optimizada UOC	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
S.D. Imperial	2,09	0,78	1,31	0,74	1,94	0,73
ETAP	1,9	0,7	1,2	0,7	1,7	0,7

Análisis de resultados red real de 22 nodos

Como puede observarse en la Tabla N°4.23 se vuelve a obtener que los flujo de carga dados al aplicar ETAP 6.00 y el "S.D. Imperial" antes de la optimización muestran valores de igual orden, como en la red del caso anterior (red de 11 nodos). Al optimizar la red donde la variación de calibres de conductores (VCC) demuestra ser más eficiente que la ubicación de capacitores (UOC), debido a que las pérdidas obtenidas con VCC fueron

menores que con la UOC considerablemente, pudiendo entonces validar de esta manera la herramienta computacional creada que trabaja con el algoritmo competitivo imperialista.

La configuración de la red optimizada por variación de calibres de conductor (VCC) obtenida fue de calibre 1/0 para todos los conductores que conforman esta red y la configuración obtenida por ubicación óptima de capacitores (UOC) indico que se debía conectar capacitores de 50 kVAR en los nodos diez, once y diecinueve de dicho sistema.

Al observar las tablas N°4.18 y 4.23, se puede señalar que el método de variación de calibre del conductor permite disminuir mejor las pérdidas en una red, pues no sólo disminuye las pérdidas activas sino aún las reactivas, pero sólo colocar capacitancias en la red no garantiza una disminución efectiva de las pérdidas en especial las pérdidas reactivas.

Red real de veinte nodos

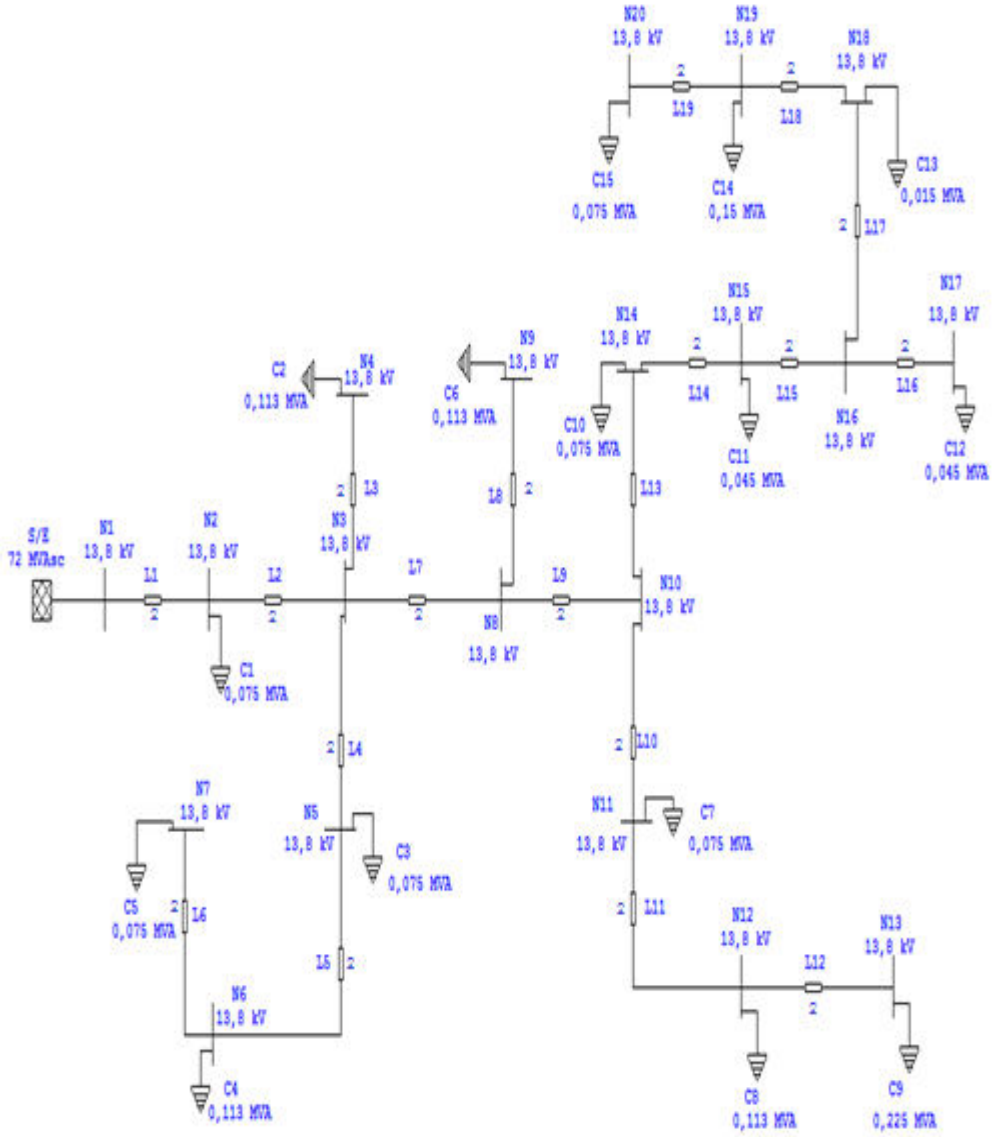


Figura N°4.36. Red real de veinte nodos

Características de la red real de veinte nodos.

Tabla N°4.24. Datos de nodos de la red real de veintidós nodos.

Código de Nodos	Tipo de Nodo	PL [KW]	PL [KVA]	Fp
N1	SL	0	0	0,9
N2	PQ	68	33	0,9
N3	PQ	0	0	0,9
N4	PQ	102	49	0,9
N5	PQ	68	33	0,9
N6	PQ	102	49	0,9
N7	PQ	68	33	0,9
N8	PQ	0	0	0,9
N9	PQ	102	49	0,9
N10	PQ	0	0	0,9
N11	PQ	68	33	0,9
N12	PQ	102	49	0,9
N13	PQ	203	98	0,9
N14	PQ	68	33	0,9
N15	PQ	41	20	0,9
N16	PQ	0	0	0,9
N17	PQ	41	20	0,9
N18	PQ	14	7	0,9
N19	PQ	135	65	0,9
N20	PQ	68	33	0,9

Tabla N°4.25. Datos de las líneas de la red real de veintidós nodos.

Código de Línea	Desde	Hasta	Longitud [Km]	Calibre
L1	N1	N2	0,05	2
L2	N2	N3	0,07	2
L3	N3	N4	0,06	2
L4	N3	N5	0,056	2
L5	N5	N6	0,105	2
L6	N6	N7	0,07	2
L7	N3	N8	0,055	2
L8	N8	N9	0,078	2
L9	N8	N10	0,055	2
L10	N10	N11	0,04	2
L11	N11	N12	0,09	2
L12	N12	N13	0,05	2
L13	N10	N14	0,06	2
L14	N14	N15	0,05	2
L15	N15	N16	0,06	2
L16	N16	N17	0,04	2
L17	N16	N18	0,04	2
L18	N18	N19	0,065	2
L19	N19	N20	0,075	2

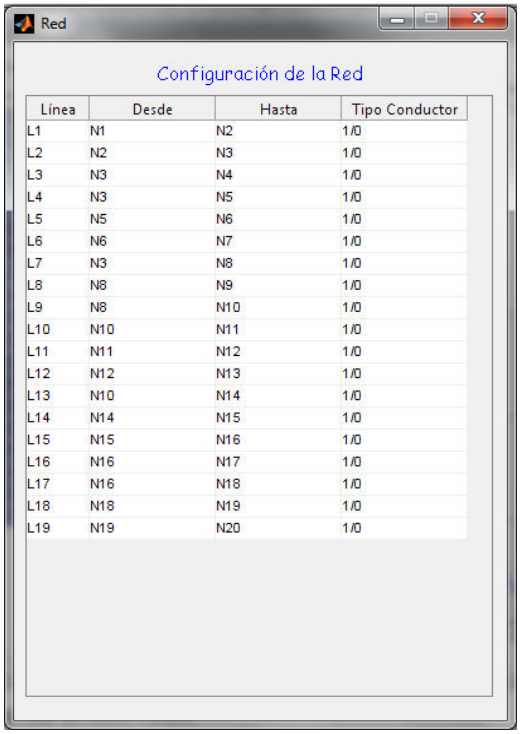
Realizando igual proceso al usado para la red de once nodos, las Tablas N°4.26 y 4.27 muestran los parámetros empleados en la optimización por VCC y UOC respectivamente, los resultados de las pérdidas en las líneas antes y después de la optimización se presentan en la Tabla N°4.28.

Tabla N°4.26. Parámetros para configuración del ICA para optimización por VCC

Número inicial de países	150
Número de imperialistas	20
Número de décadas	100
Rata de revolución	0,3
Coeficiente de asimilación	50
Coeficiente de asimilación ángulo	0,5
Porcentaje de espacio de búsqueda	2

Tabla N°4.27. Parámetros para configuración del ICA para optimización por UOC.

Número inicial de países	200
Número de imperialistas	10
Número de décadas	50
Rata de revolución	0,3
Coeficiente de asimilación	20
Coeficiente de asimilación ángulo	0,5
Porcentaje de espacio de búsqueda	2



Línea	Desde	Hasta	Tipo Conductor
L1	N1	N2	1/0
L2	N2	N3	1/0
L3	N3	N4	1/0
L4	N3	N5	1/0
L5	N5	N6	1/0
L6	N6	N7	1/0
L7	N3	N8	1/0
L8	N8	N9	1/0
L9	N8	N10	1/0
L10	N10	N11	1/0
L11	N11	N12	1/0
L12	N12	N13	1/0
L13	N10	N14	1/0
L14	N14	N15	1/0
L15	N15	N16	1/0
L16	N16	N17	1/0
L17	N16	N18	1/0
L18	N18	N19	1/0
L19	N19	N20	1/0

Figura N°4.37. Configuración de la red optimizada por VCC.

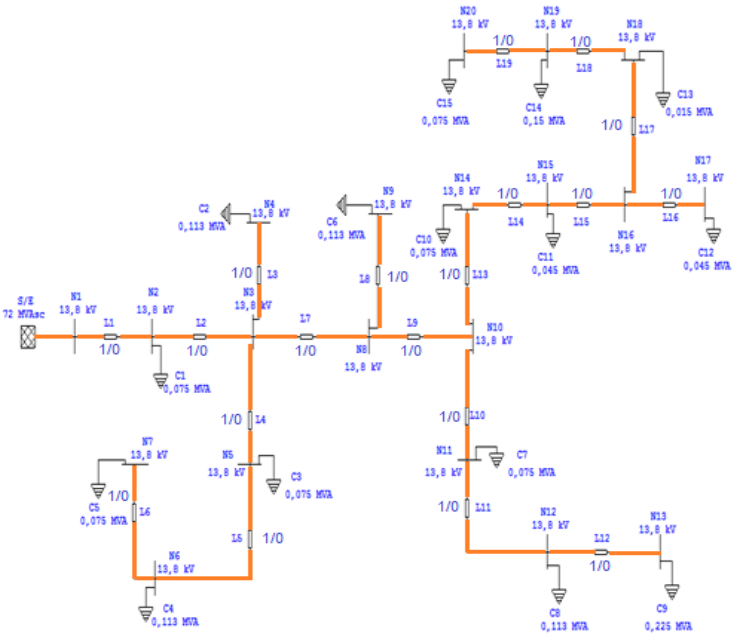
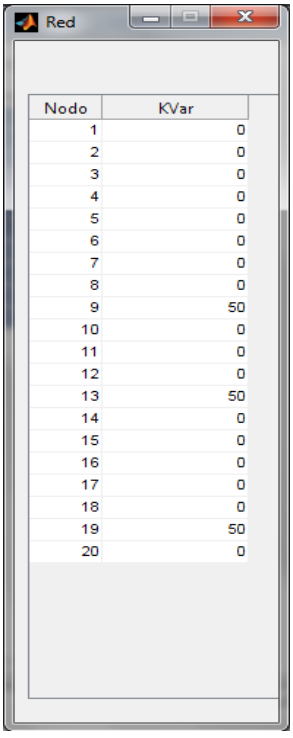


Figura N°4.38. Red optimizada por VCC.



Nodo	KVar
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0
7	0
8	0
9	50
10	0
11	0
12	0
13	50
14	0
15	0
16	0
17	0
18	0
19	50
20	0

Figura N°4.39. Configuración de la red optimizada por UOC.

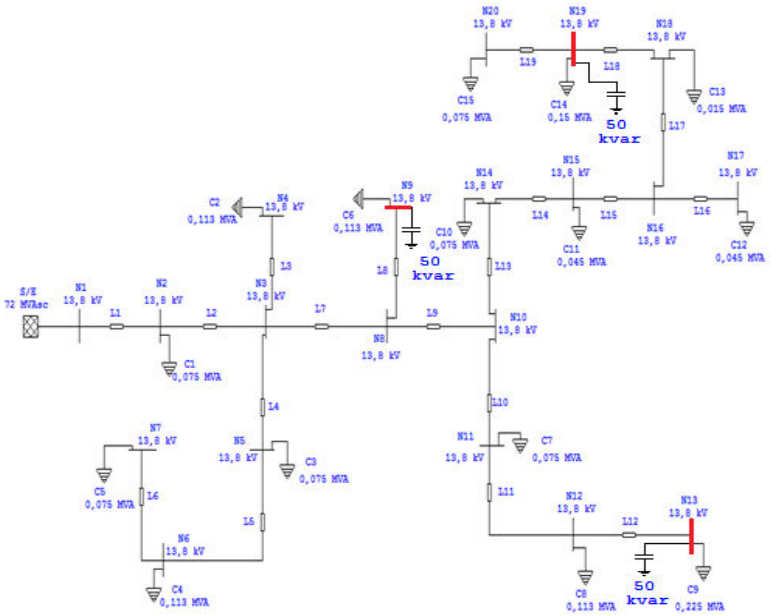


Figura N°4.40. Red optimizada por UOC.

Tabla N°4.28. Comparación de resultados para la validación de la red de veinte nodos.

Programa computacional	Pérdidas red sin optimizar		Pérdidas red optimizada VCC		Pérdidas red optimizada UOC	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
S.D. Imperial	1,83	0,69	1,14	0,65	1,62	0,66
ETAP	1,8	0,7	1,1	0,6	1,6	0,6

Análisis de resultados red real de 20 nodos

Como puede observarse en la Tabla N°4.28 los resultados del flujo de carga hechos a la red de veinte nodos, las pérdidas disminuyeron considerablemente una vez hecha la optimización, también puede apreciarse que existe poca diferencia entre los resultados obtenidos tanto con el software comercial ETAP como con el S.D. Imperial.

La configuración de la red optimizada por variación de calibres de conductor (VCC) obtenida fue de calibre 1/0 para todos los conductores que conforman esta red y la configuración obtenida por ubicación óptima de

capacitores (UOC) indico que se debía conectar capacitores de 50 kVAR en los nodos nueve, trece y diecinueve de dicho sistema.

Por otra parte queda claro que entre las dos alternativas de optimización de redes de distribución, la variación de calibres de conductor (VCC) es más eficiente que la ubicación óptima de capacitores (UOC), ya que, con la VCC la menor perdida fue de 1,14 kW mientras que con la UOC fue de 1,62 kW, también al igual que en el caso anterior (red 22 nodos).

Red real de trece nodos

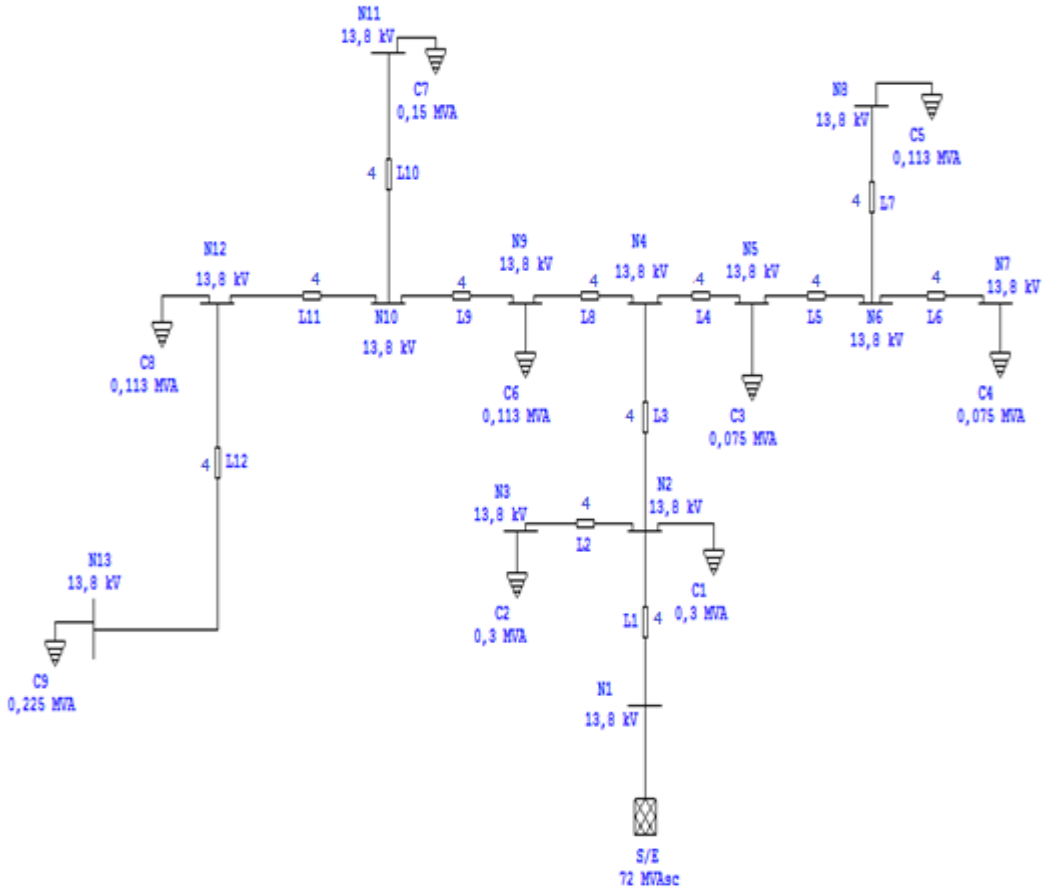


Figura N°4.41. Red real de trece nodos

Características de la red real de trece nodos.

Tabla N°4.29. Datos de nodos de la red real de trece nodos.

Código de Nodos	Tipo de Nodo	PL [KW]	PL [KVA]	Fp
N1	SL	0	0	0,9
N2	PQ	270	131	0,9
N3	PQ	270	131	0,9
N4	PQ	0	0	0,9
N5	PQ	68	33	0,9
N6	PQ	0	0	0,9
N7	PQ	68	33	0,9
N8	PQ	102	49	0,9
N9	PQ	102	49	0,9
N10	PQ	0	0	0,9
N11	PQ	135	65	0,9
N12	PQ	102	49	0,9
N13	PQ	203	98	0,9

Tabla N°4.30. Datos de las líneas de la red real de trece nodos.

Código de Línea	Desde	Hasta	Longitud [Km]	Calibre
L1	N1	N2	0,09	4
L2	N2	N3	0,05	4
L3	N2	N4	0,05	4
L4	N4	N5	0,08	4
L5	N5	N6	0,04	4
L6	N6	N7	0,05	4
L7	N6	N8	0,05	4
L8	N4	N9	0,085	4
L9	N9	N10	0,1	4
L10	N10	N11	0,1	4
L11	N10	N12	0,105	4
L12	N12	N13	0,085	4

En este ejemplo de aplicación del programa SD Imperial, se evaluará ambos métodos de optimización por separado como se viene realizando a las otras redes, pero luego se tomará la configuración dada por ambos métodos y se construirá una nueva configuración que resulta de la combinación de de ambos métodos, para de esta forma comparar la

efectividad de trabajar VCC, UOC o la mezcla de ambos. Las Tablas N°4.31 y 4.32 muestran los parámetros empleados al usar VCC y UOC; la Tabla N°4.33.presenta los resultados de las pérdidas en las líneas antes y después de la optimización.

Tabla N°4.31. Parámetros para configuración del ICA para optimización por VCC

Número inicial de países	150
Número de imperialistas	20
Número de décadas	100
Rata de revolución	0,3
Coeficiente de asimilación	50
Coeficiente de asimilación ángulo	0,5
Porcentaje de espacio de búsqueda	2

Tabla N°4.32. Parámetros para configuración del ICA para optimización por UOC.

Número inicial de países	200
Número de imperialistas	10
Número de décadas	50
Rata de revolución	0,3
Coeficiente de asimilación	20
Coeficiente de asimilación ángulo	0,5
Porcentaje de espacio de búsqueda	2

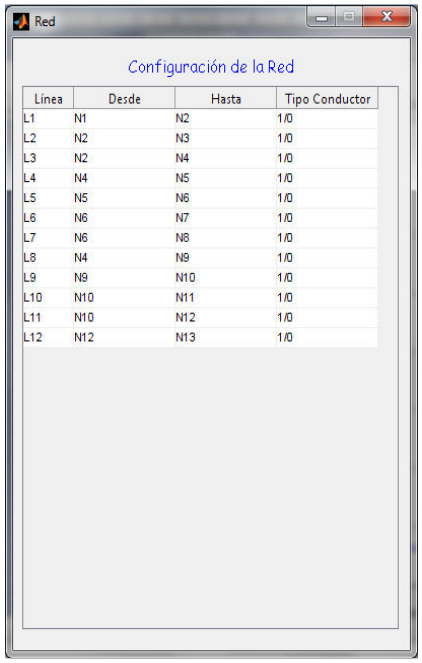


Figura N°4.42. Configuración de la red optimizada por VCC.

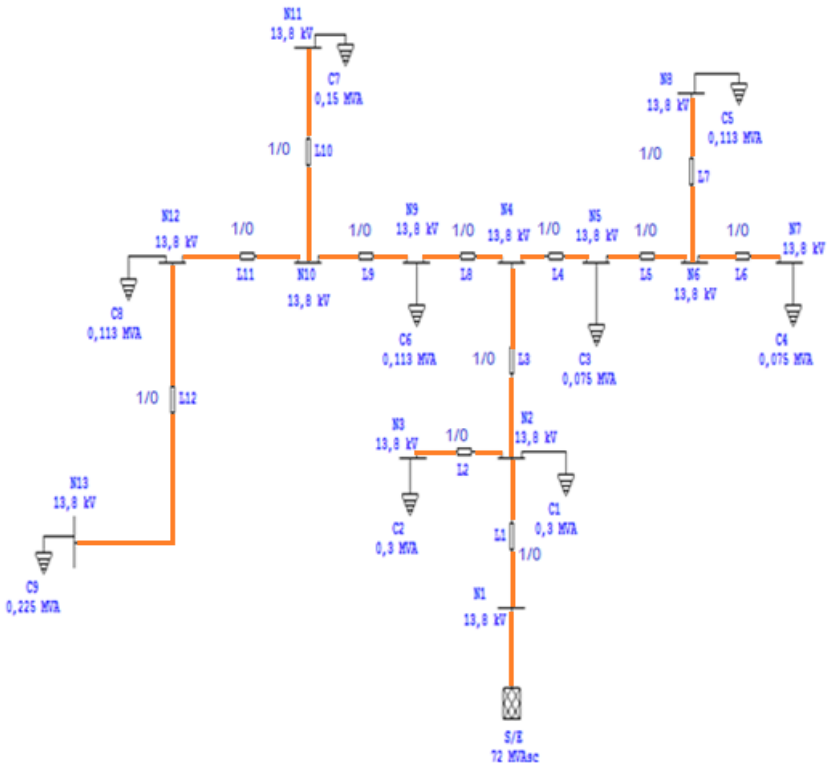
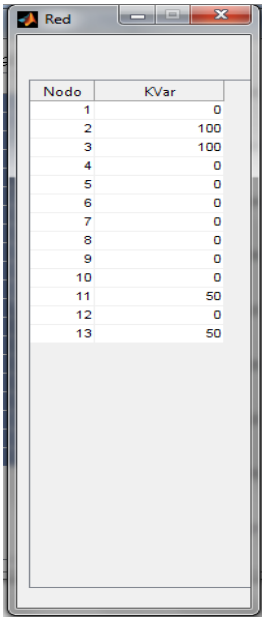


Figura N°4.43. Red optimizada por UOC.



Nodo	KVar
1	0
2	100
3	100
4	0
5	0
6	0
7	0
8	0
9	0
10	0
11	50
12	0
13	50

Figura N°4.44. Configuración de la red por UOC.

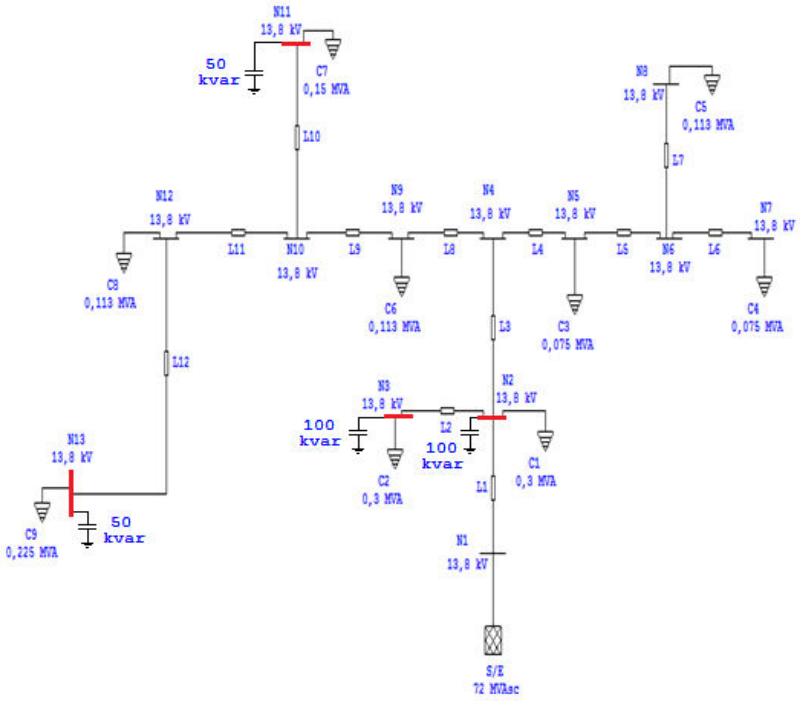


Figura N°4.45. Red optimizada por UOC.

Tabla N°4.33. Comparación de resultados para la validación de la red de trece nodos.

Programa computacional	Pérdidas red sin optimizar		Pérdidas red optimizada VCC		Pérdidas red optimizada UOC	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
S.D. Imperial	2,54	0,63	1,0	0,57	2,22	0,55
ETAP	2,5	0,6	1,0	0,6	2,2	0,6

Análisis de resultados red real de 13 nodos

La Tabla N°4.33 presenta los resultados obtenidos de los flujos de carga de la red sin optimizar y luego optimizada por medio de los dos programas, donde se nota cuanto bajan los niveles de pérdidas de la red una vez hecha la optimización, en especial al trabajar VVC.

La configuración de la red optimizada por variación de calibres de conductor (VCC) obtenida fue de calibre 1/0 para todos los conductores que conforman esta red y la configuración obtenida por ubicación óptima de

capacitores (UOC) indico que se debía conectar capacitores de 100 kVAR en los nodos dos y tres y capacitores de 50 kVAR en los nodos once y trece de dicho sistema.

Queda claro que entre las dos alternativas de optimización de redes de distribución con los que cuenta el programa computacional, la variación de calibres de conductor (VCC) es más eficiente que la ubicación óptima de capacitores (UOC), debido a que con la VCC se disminuyen las pérdidas en mayor proporción que con la UOC.

Optimización mediante variación de calibres de conductor y ubicación óptima de capacitores

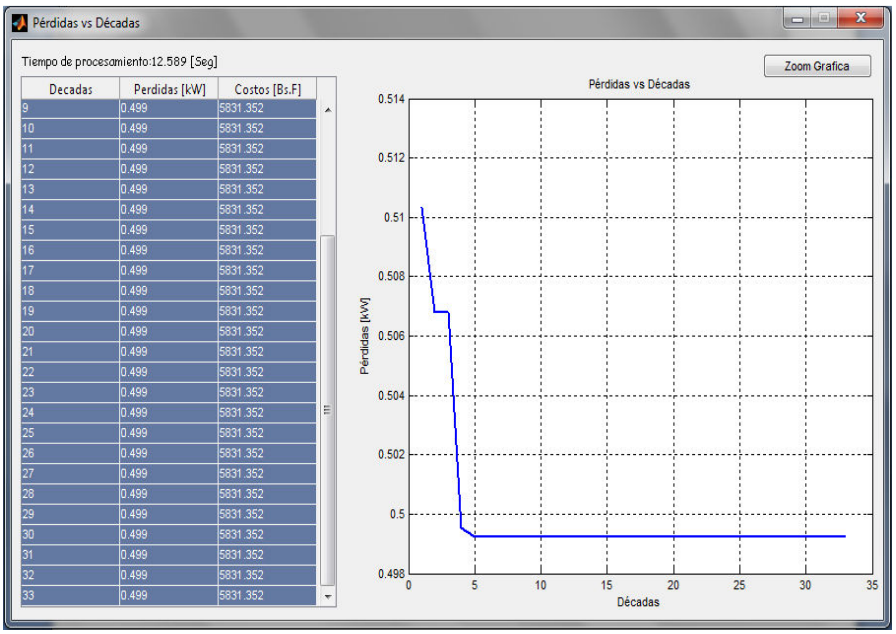
Ahora se tomara la red real de trece nodos optimizada mediante la variación de los calibres de los conductores y se le aplicará a su vez la ubicación óptima de capacitores.

Para el cual se introdujeron los siguientes parámetros:

Tabla N°4.34. Parámetros para configuración del ICA para optimización por UOC.

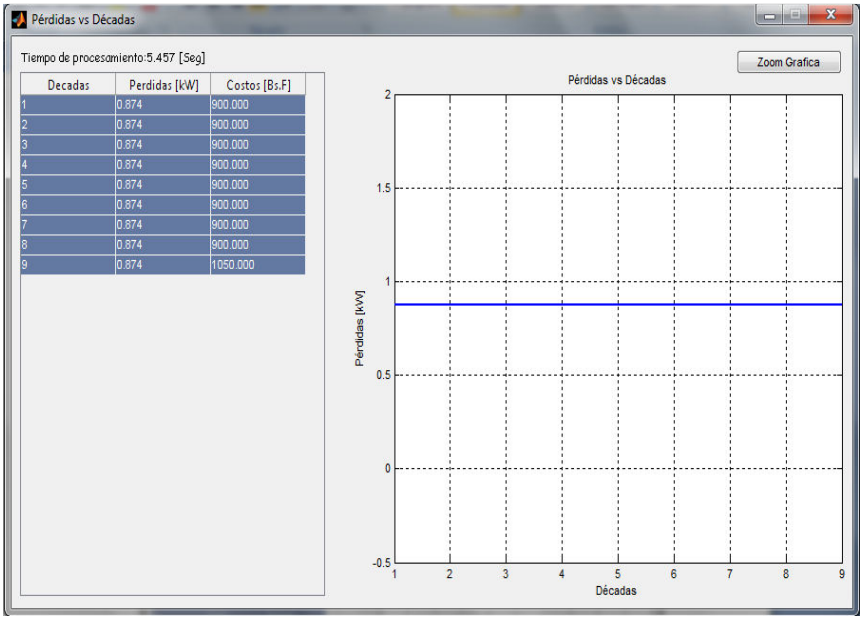
Número inicial de países	200
Número de imperialistas	10
Número de décadas	50
Rata de revolución	0,3
Coeficiente de asimilación	20
Coeficiente de asimilación ángulo	0,5
Porcentaje de espacio de búsqueda	2

La configuración de la red optimizada por variación de calibres de conductor (VCC) y variación de calibres de conductores obtenida fue de calibre 1/0 para todos los conductores y capacitores de 100 kVAR en los nodos dos y tres y capacitores de 50 kVAR en los nodos once y trece de dicho sistema.



Decadas	Perdidas [kW]	Costos [Bs.F]
9	0.499	5831.352
10	0.499	5831.352
11	0.499	5831.352
12	0.499	5831.352
13	0.499	5831.352
14	0.499	5831.352
15	0.499	5831.352
16	0.499	5831.352
17	0.499	5831.352
18	0.499	5831.352
19	0.499	5831.352
20	0.499	5831.352
21	0.499	5831.352
22	0.499	5831.352
23	0.499	5831.352
24	0.499	5831.352
25	0.499	5831.352
26	0.499	5831.352
27	0.499	5831.352
28	0.499	5831.352
29	0.499	5831.352
30	0.499	5831.352
31	0.499	5831.352
32	0.499	5831.352
33	0.499	5831.352

Figura N°4.46 Pérdidas Vs Décadas VCC.



Decadas	Perdidas [kW]	Costos [Bs.F]
1	0.874	900.000
2	0.874	900.000
3	0.874	900.000
4	0.874	900.000
5	0.874	900.000
6	0.874	900.000
7	0.874	900.000
8	0.874	900.000
9	0.874	1050.000

Figura N°4.47. Pérdidas Vs Décadas UOC.

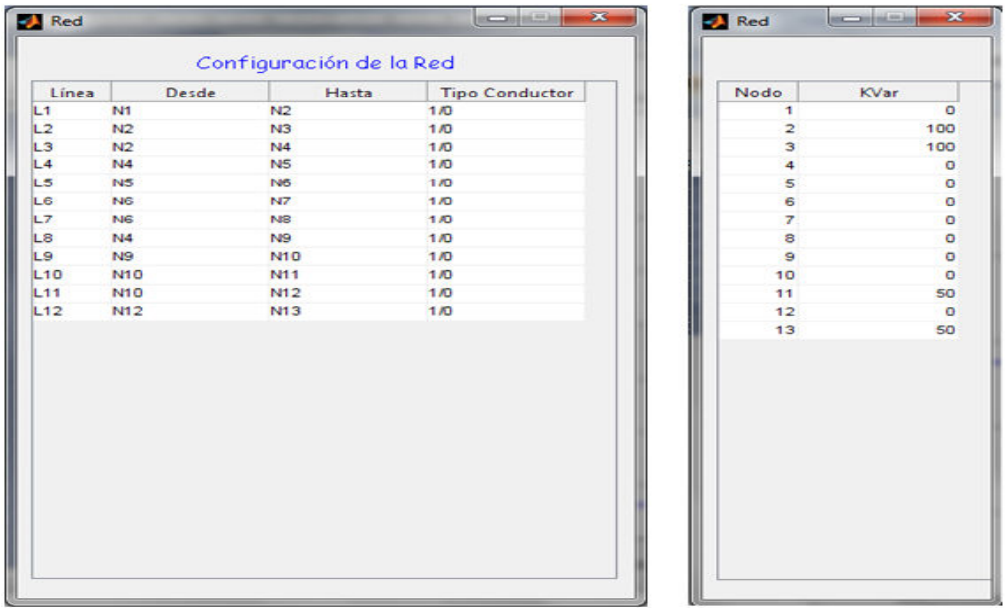


Figura N°4.48. Configuración de la red optimizada por VCC y UOC.

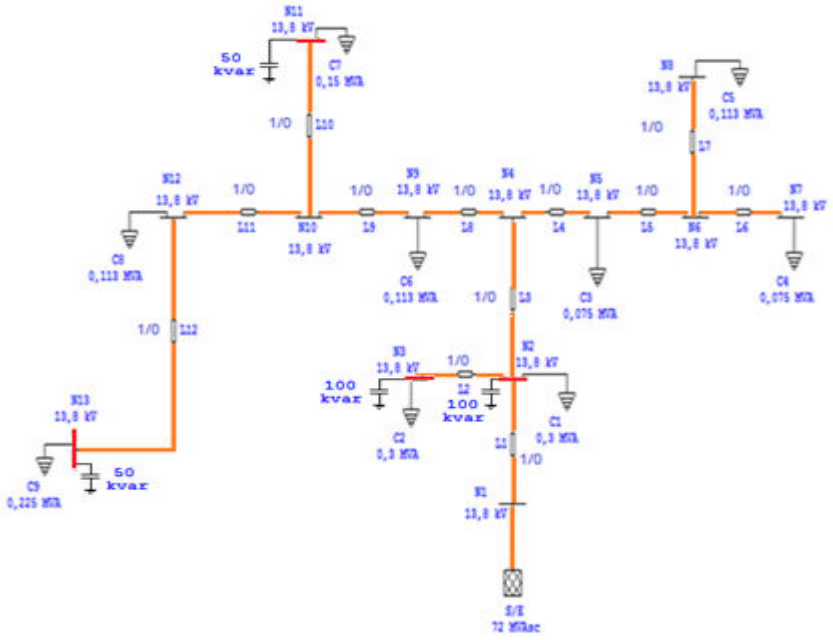


Figura N°4.49. Red optimizada por VCC y UOC.

Tabla N°4.35. Resultados obtenidos por VCC y UOC de la red de trece nodos.

Programa computacional	Pérdidas red optimizada VCC		Pérdidas red optimizada UOC		Pérdidas red optimizada VCC y UOC	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
S.D. Imperial	1,0	0,57	2,22	0,55	0,87	0,5

Como se puede observar en la Tabla N° 4.35 la minimización de pérdidas combinando ambos métodos de optimización se logra minimizar las pérdidas en un mayor índice que cuando sólo se hace con cualquiera de los métodos por separado; las pérdidas activas disminuyeron considerablemente y las pérdidas reactivas sólo disminuyeron en menor proporción con relación a las pérdidas activas.

Las Figuras N°4.46 y 4.47 muestran que el óptimo se alcanzo antes del tiempo programado, en estas también se puede observar el costo de cada una de las configuraciones, la mezcla de los dos métodos garantiza un óptimo en menor número de décadas y con un valor menor, como la solución obtenida con la unión de ambos métodos contempla cambio de todos los conductores de un menor calibre a otro mayor y además se ubica capacitores, se tiene que la configuración obtenida es la más costosa.

Análisis finales

En base a los resultados conseguidos en la presente investigación, se obtiene que el programa computacional S.D. Imperial alcanza mejores resultados que el SDRO, ya que los óptimos alcanzados con el S.D. Imperial son menores que los mostrados al aplicar SDRO a redes con iguales configuraciones, revelando así que el método de optimización de variación de calibre del conductor, único tópico trabajado con el SDRO ya que este sólo optimiza de esta manera, demuestra mejor comportamiento en el SD Imperial. También el tiempo de obtención del óptimo con el S.D. Imperial no

necesariamente debe esperar a que transcurran todas las décadas programadas en un principio, en cambio el SDRO debe completar las generaciones (para este caso década = generación, entendiendo este como tiempo computacional) programadas, sin dar evidencias claras si falta más tiempo de computo para obtener el óptimo, ni tampoco se detiene si logra el óptimo en una generación antes de la programada. Para todos los casos simulados con S.D. Imperial las soluciones óptimas fueron alcanzadas en un tiempo menor al programado.

La forma de trabajar el S.D. Imperial muestra su flexibilidad al ofrecer dos opciones para la optimización de redes, variación de los calibres de los conductores y ubicación óptima de capacitores.

La variación de los calibres de los conductores (VCC) ha demostrado ser la mejor de las alternativas de las evaluadas en cuanto a disminución de las pérdidas tanto activas como reactivas de los sistemas de distribución, en todas las redes simuladas en este trabajo de investigación, las pérdidas activas disminuyen en más de un 50%.

La ubicación óptima de capacitores (UOC), es también una alternativa usada para la disminución de pérdidas en los sistemas de distribución, sin embargo los resultados obtenidos con este método no fueron realmente impactantes al comparar los resultados con los obtenidos con la variación de calibres de conductores; se aclara que para la aplicación de este método se debe tener en cuenta la ubicación y dimensión adecuada de los bancos de capacitores, ya que, de ser ubicados en un lugar incorrecto o colocar un capacitor de mayor tamaño al requerido, se corre el riesgo de aumentar las pérdidas en el sistema en vez de disminuirlas, que es lo que principalmente se busca.

Al combinar los dos métodos de optimización (VCC y UOC) se logra disminuir en mayor proporción tanto las pérdidas activas como las reactivas, que cuando se usan estos métodos por separados, también se observo que los niveles de pérdidas activas disminuyeron más que las reactivas.

En cuanto a la validación del programa, se realizaron comparaciones de los resultados obtenidos con un software comercial, en este caso se trabajo con ETAP versión 6.00, para cada análisis de flujo de carga con los dos programas distintos se alcanzaron resultados con muy poca diferencia entre sí, estas desviaciones son atribuidas a los efectos de redondeo, aun así, con la existencia de estas diferencias el programa “S.D. Imperial” ha demostrado ser confiable, ya que estas desviaciones son muy pequeñas.

CONCLUSIONES

Una vez hecho el estudio de aplicación del algoritmo competitivo imperialista para la minimización de pérdidas eléctricas en sistemas de distribución aéreos y obtenidos los resultados, se llego a los resultados que permiten el siguiente conjunto de conclusiones:

- El Algoritmo Imperialista Competitivo (ICA), usado como técnica de optimización en el programa elaborado "S.D. Imperial" demostró ser eficiente para minimizar pérdidas en redes eléctricas.
- El programa "S.D. Imperial" permite minimizar pérdidas eléctricas usando dos métodos: variación de los calibres de los conductores, y ubicación de capacitores en la red.
- Ambos métodos de disminución de pérdidas al ser aplicados a la red, usando a su vez la técnica ICA, demuestran un buen funcionamiento y permiten alcanzar el óptimo esperado.
- El método de variación de calibre de conductores demostró disminuir las pérdidas en mayor porcentaje que al ubicar solamente capacitores en la red.
- La combinación de ambos métodos, variación de calibres de conductores y ubicación de capacitores demostró que permite lograr mejores óptimos, que cuando se aplican por separados.
- El tiempo de obtención del mínimo, al aplicar la técnica de optimización ICA, resulto menor al compararlo con el tiempo que tarda programas que usan la técnica de optimización de Algoritmo Genético.
- El programa computacional "S.D. Imperial" resultó válido, por lo tanto confiable.
- El programa "S.D. Imperial" demuestra que trabajar con funciones multiobjetivos se logran óptimos que permiten mejoras en la obtención del óptimo que al sólo trabajar con función monobjetivo.

RECOMENDACIONES

- Probar el programa SD Imperial en redes reales, con flujos de cargas variables y con configuraciones de mayor complejidad, para así probar su comportamiento y tiempo de cómputo.
- Trabajar en plantear funciones multiobjetivos que mezcle métodos de minimización de pérdidas en redes aéreas, no trabajadas en la presente investigación, como puede ser llevar sistemas monofásicos a trifásicos, reconfiguración de la red, etc.
- Desarrollar este programa para redes de distribución subterráneas.
- Debido a la realidad que se vive tanto en Venezuela como en el resto del mundo se recomienda, que se sigan desarrollando herramientas computacionales que permita realizar estudios de redes con el propósito de la minimización de pérdidas eléctricas en todo el sistema eléctrico, tanto en redes aéreas como en redes subterráneas, tomando en cuenta las diferentes maneras que se conocen para llevar a cabo este fin.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ARRETURETA, Ronald. Diseño y Cálculo de Sistema de Distribución de Energía Eléctrica UD-327 Villa Upata. Trabajo de pasantía. Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre, Vicerrectorado de Puerto Ordaz, Departamento Ingeniería Eléctrica, (2006).
2. ATASHPAZ GARGARI, Esmaeil. HASHEMZADEH, Farzad. CARO, Lucas. Designing an optimal PID controller using Colonial Competitive Algorithm. En: WCCI, Hong Kong, 2008, Control and Intelligent Processing Center of Excellence, University of Tehran.
3. ATASHPAZ GARGARI, Esmaeil. HASHEMZADEH, Farzad y CARO, Lucas. International journal of bio-inspired computation. Iran: Tehran. 2009. Version 2.
4. BERNAL, Cesar. Metodología de la investigación. Ed Mexico: Pearson educación, 2006. 304p. ISBN: 970-26-0645-4.
5. CHAVEZ F, Christian, ORDOÑEZ U, Milton y SERRANO, Henry. Sistema de planeación avanzado (APS) para determinar la ubicación óptima de capacitores en una red de distribución de energía eléctrica utilizando algoritmo genético. Tesis de grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral. (2007).
6. Catálogo Electrónico Electrical apparatus [En línea]: MacGraw-Edison, 2002. Disponible en: http//www.cooperpower.com/WI 53187.
7. CHING-TZONG, Su y CHU-SHENG, Lee. Feeder reconfiguration and capacitor setting for loss reduction of distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 2001, vol 58, n° 1, p. 97-102.
8. DIAZ, Alexis. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. Guía de estudio
9. ESPINOSA, Roberto. Sistema de distribución. Ed México: Noriega Limusa, 1990. 530p. ISBN: 968-18-3411-9.

10. GARDEL, Pedro. Compensación de Potencia Reactiva en un contexto multiobjetivo mediante algoritmo de colonia de hormiga. Trabajo de grado, Universidad Nacional de la Asunción, facultad de ingeniería, ingeniería electromecánica. (2006).
11. GRAINGER, John, STEVENSON, William. Análisis de Sistemas de Potencia. North Carolina: McGranw Hill, 2001,574p. ISBN: 970-10-0908-8.
12. GRANADA, Mauricio y ESCOBAR, Antonio. Reducción de pérdidas técnicas usando medidas correctivas por etapas. Revista Colombiana de tecnología de avanzada. Universidad de Pamplona, Vol. 1, (2006).
13. LEIVA, Miguel. Localización óptima de condensadores en un sistema de distribución eléctrico vía algoritmo genético. Tesis (Ingeniero Electricista). Santiago, Chile. Pontificia Universidad Católica de Chile, Facultad de Ingeniería, (2001).
14. MEFFE, Andre. Metodología para calculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribucao. Trabajo final de maestria, Escuela politécnica de la Universidad de Sao Paulo, (2001).
15. MOLINA, Víctor, ORTEGA, Raúl y ESPINOZA, Francisco. Plan estratégico para reducción de pérdidas comerciales en la empresa eléctrica Guayas-Los ríos. Tesis de grado, Escuela superior politécnica del litoral. (2004).
16. NATARAJAN, Ramasamy. Power System Capacitor, New York, Taylor & Francis group, 2005, 557p. ISBN: 1-57444-710-6.
17. PADRINO, Néstor. Determinación óptima de perdidas técnicas en redes eléctricas de distribución usando algoritmos genéticos. Tesis de grado Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre, Vicerrectorado de Puerto Ordaz, Departamento Ingeniería Eléctrica, (2009).
18. RAJABIOUM, Ramin, ATASHPAZ-GARGARI, Esmaeil y LUCAS, Caro.Colonial. Colonial Competitive Algorithm as a Tool for Nash

Equilibrium Point Achievement. En: Book Chapter Springer. Springer Lecture Notes in Computer Science. pp. 680-695. 2008.

19. RIVERA, Sergio. Estado del arte en la ubicación óptima de capacitores y estudio de optimización de la solución mediante la búsqueda exhaustiva. *Ingeniería e investigación*. 2004, vol. 24, p.67-72.
20. Westinghouse Electric Corporation. Distribution systems, Pittsburgh, Pennnsylvania, vol. 3, 1959. 557p. Electric utility engineering reference book.
21. ZBIGNIEW, Michalewicz y FOGEL, David. How to solve it modern heuristic. 2da ed. Germany: Springer-Verlag, 2004, 194 p. ISBN: 3-590-22494-7

ANEXOS

La programación de la herramienta computacional S.D. Imperial se hizo mediante el siguiente esquema.

Código:

- Declaración del problema.
  - Número de variables a optimizar.
  - Restricciones.
- Parámetros del algoritmo.
  - Número de países.
  - Número de imperialistas.
  - Número de décadas.
  - Rata de revolución.
  - Coeficiente de asimilación.
  - Coeficiente de ángulo de asimilación.
  - Damp Ratio
  - Porcentaje del espacio de búsqueda.
- Crear imperios iníciales.
  - Países iníciales → $[A * B]$ A=Número de países, B=Número de variables de optimización.
  - Calcular costo de cada país (el de menor costo es de mayor poder).

Función objetivo

  - Se ordena el costo de manera ascendente.
  - Se ordena la población basándose en su costo.
  - Crea imperios iníciales:
    - Posición de imperialista.
    - Imperialista costo → fitness + costo.
    - Posición de colonias → fitness + costo.
    - Costo total.
- Ciclo principal.

Para década =1 hasta numero de décadas.

  - Rata de revolución = Damp Ratio * Rata de revolución.

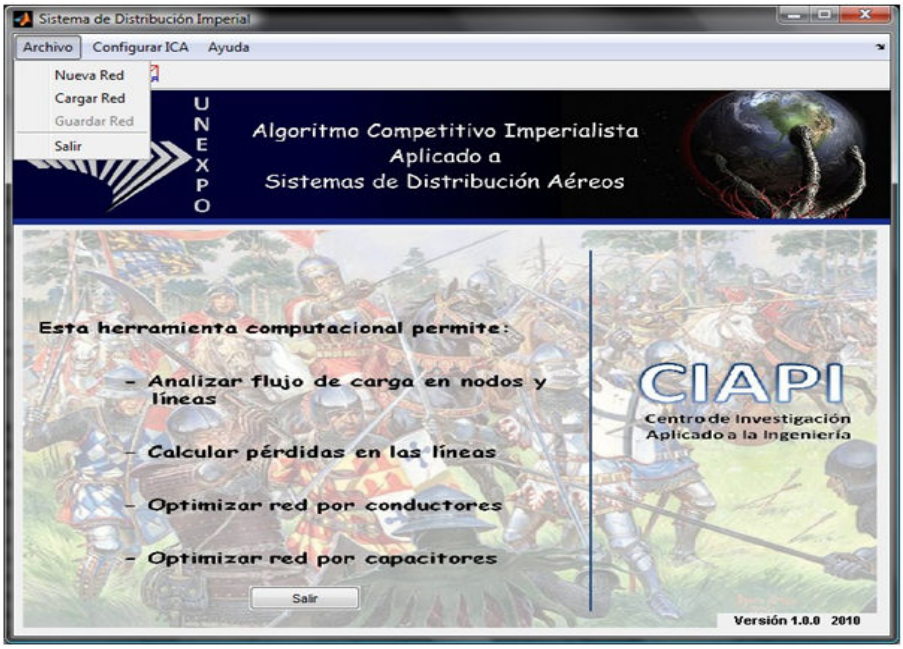
Para cada imperio.

  - Asimilación de colonias.
  - Revolución de colonias.
  - Nuevo costo.
  - Posesión de imperios.
  - Costo total.

Sobre el programa S.D. Imperial

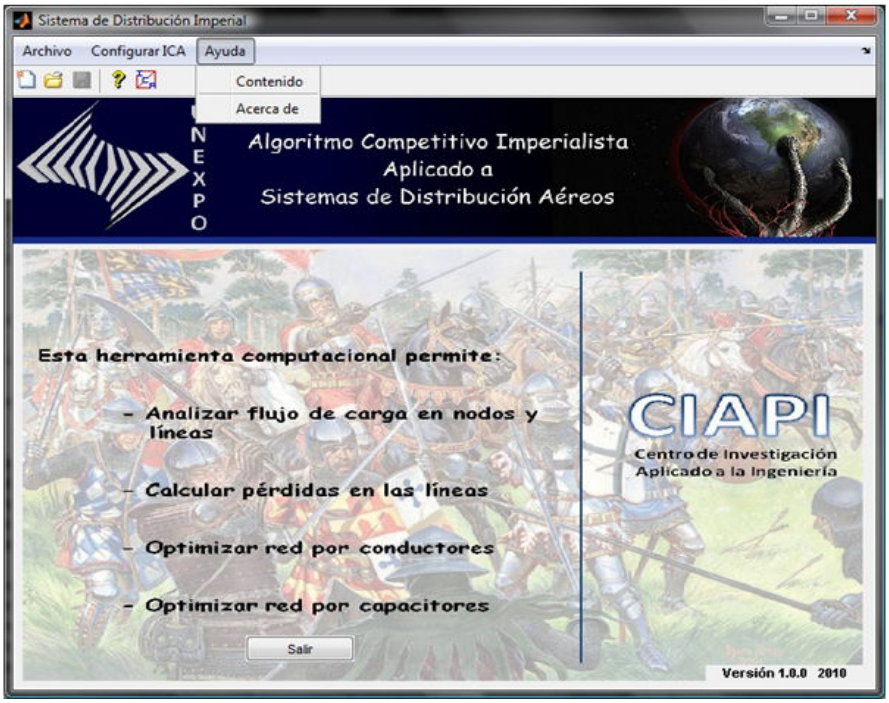
Ventana principal

Ventana principal archivo: Nueva red, cargar red y guardar red

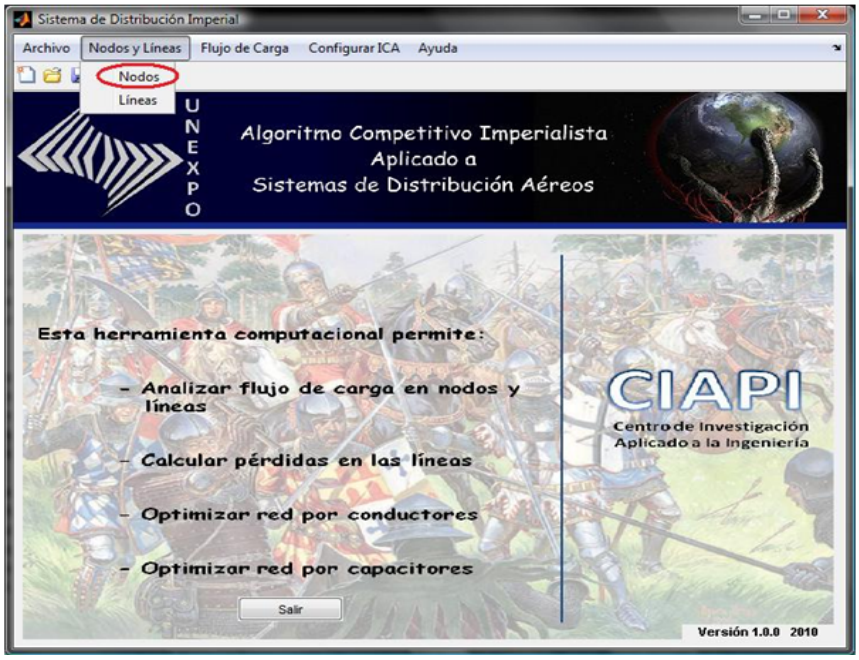


Ventana principal configurar ICA: Parámetros, valores por defecto y precios

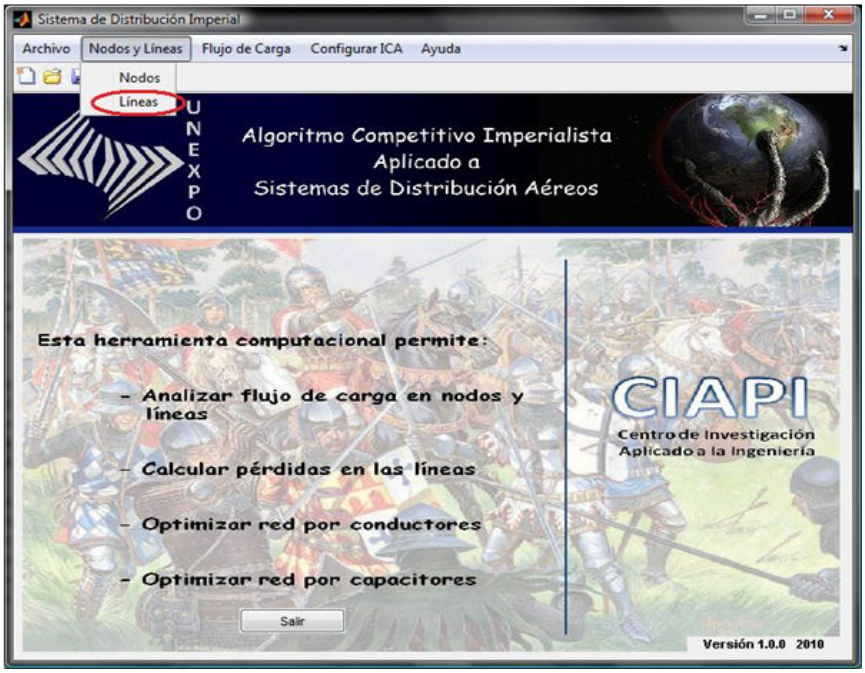
Ventana principal ayuda: Contenido y acerca de



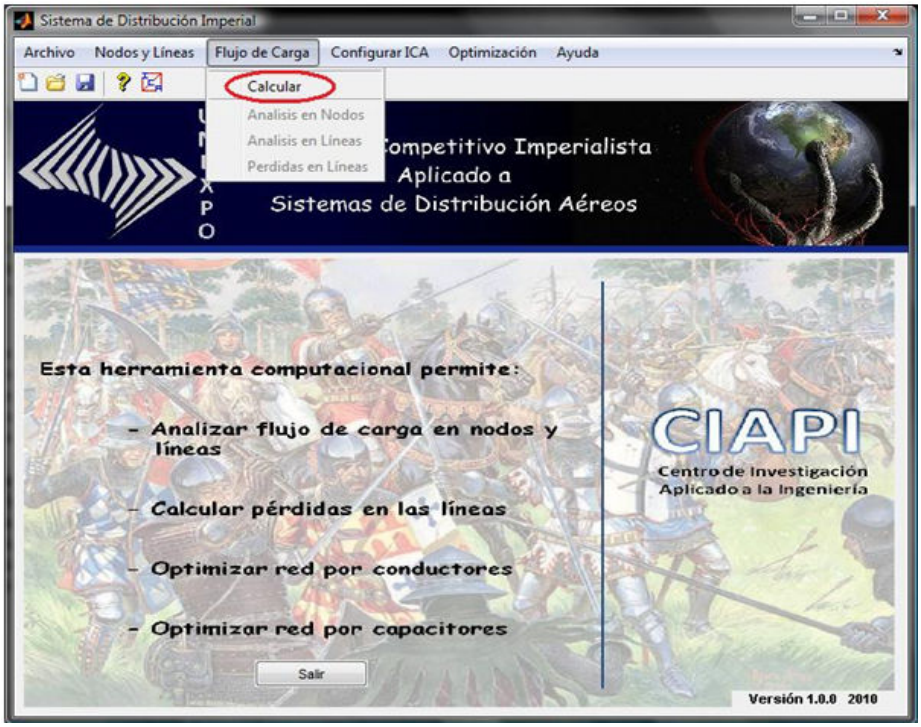
Ventana principal: Cargar Datos de nodos



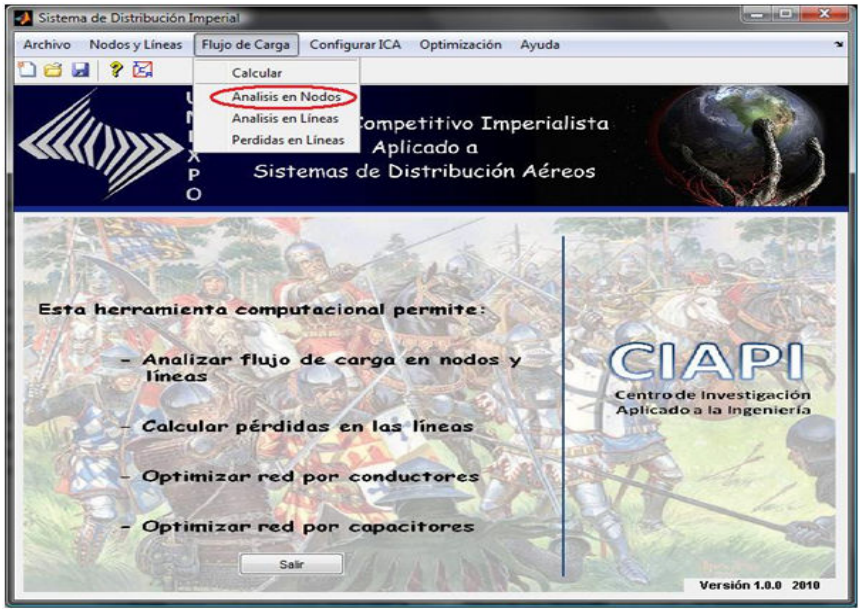
Ventana principal: Cargar Datos de líneas



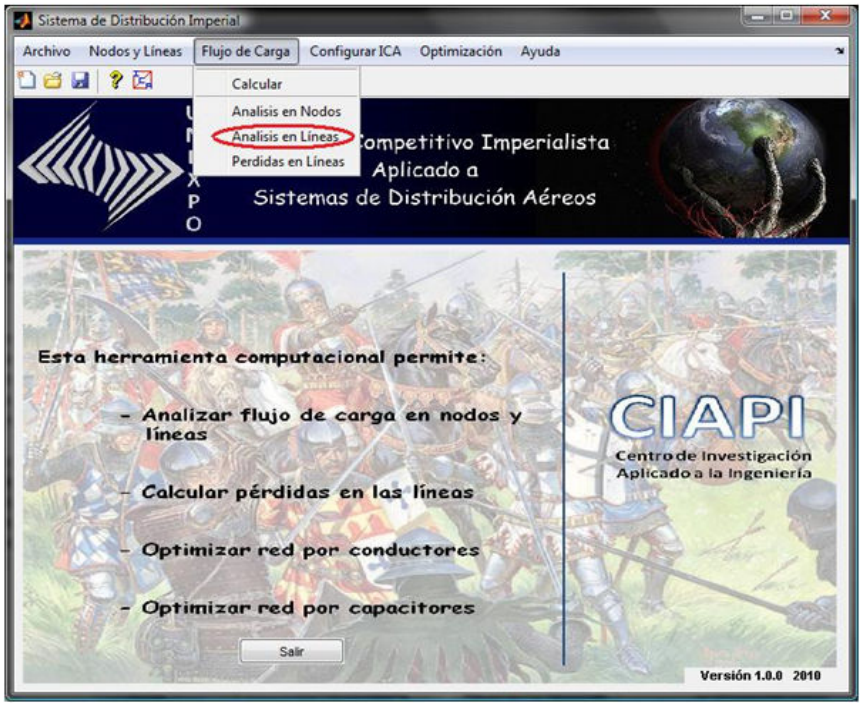
Ventana principal: Calcular flujo de carga



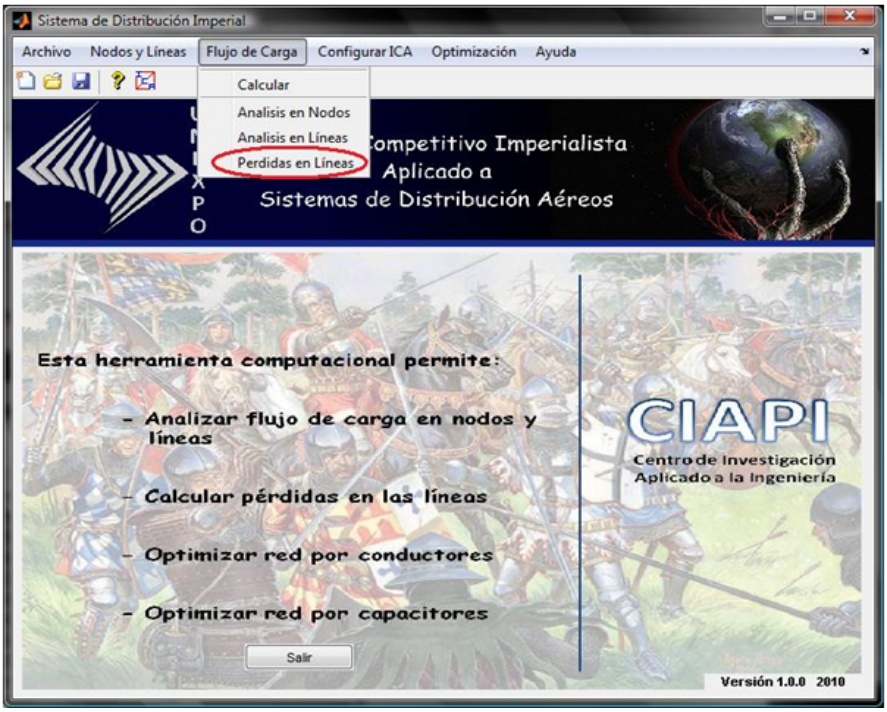
Ventana principal: Resultado en los nodos



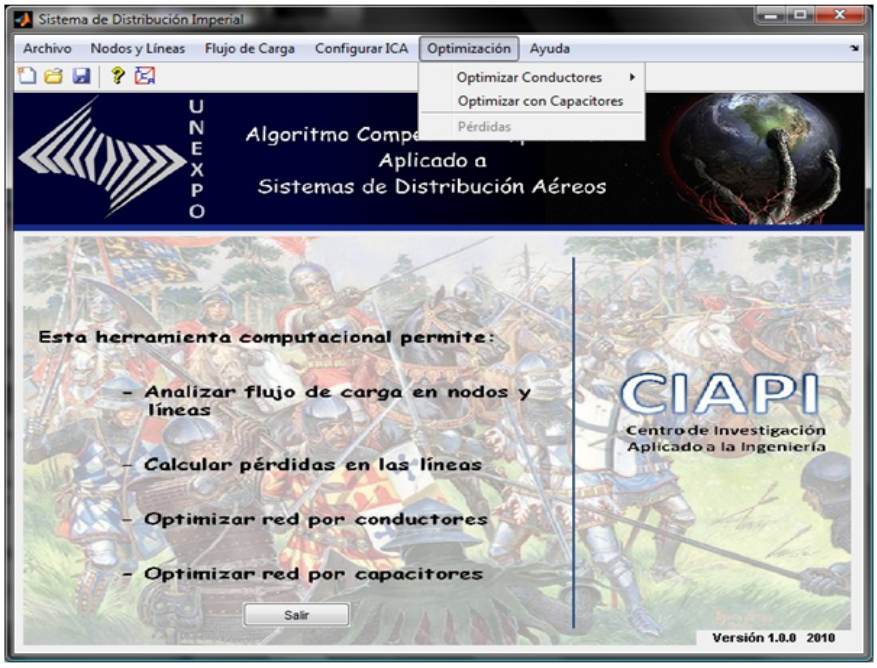
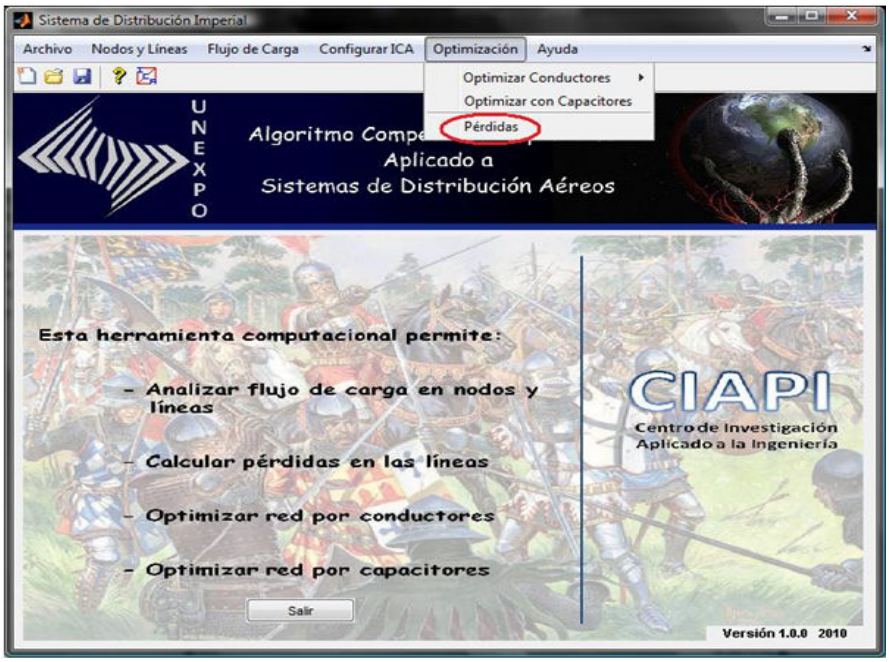
Ventana principal: Resultado en las líneas



Ventana principal: Perdidas en las líneas



Ventana principal: Optimización



Ventana principal: Resultado de las pérdidas una vez hecha la optimización