REPÚBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA
"Dr. Antonio Núñez Jiménez"
Las Coloradas. Moa. Holguín. Cuba. Tel.: 53 24 60

Trabajo de Diploma

EN OPCIÓN AL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO.

TEMA: PROPUESTA DE MEJORAS EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA TK-25, TK-26, TK-27 Y TK-29 CORRESPONDIENTES A LA SUBESTASIÓN 4 CAMINOS DEL MUNICIPIO LAS TUNAS.

Autor: *Seinel Téllez Rivero.*

Tutores: *MSc. Odalys Robles Laurencio.*

Ing. Erlan Batista Batista.

Ing. Rinelson Marrero Álvarez.

"Año 55 de la Revolución"
Curso 2012-2013
Moa, Holguín, Cuba

Declaración de Autoridad.

En decisión conjunta, el autor Seinel Téllez Rivero y los tutores MSc. Odalys Robles Laurencio, Ing. Erlan Batista Batista e Ing. Rinelson Marrero Álvarez, certificamos como nuestra propiedad intelectual este Trabajo de Diploma con título: Propuesta de mejoras en los circuitos de Distribución Primaria TK-25, TK-26, TK-27 y TK-29 correspondientes a la Subestación 4 Caminos del municipio Las Tunas. Hacemos notorio, que el Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa "Dr. Antonio Núñez Jiménez", podrá hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

Para que así conste firmo la presente a los _ días del mes de ____*Julio*____de 2013

Seinel Téllez Rivero.	MSc. Odalis Robles Laurencio.
(Diplomante)	(Tutor)
Ing. Erlán Batista Batista.	Ing. Rinelson Marero Álvarez.
(Tutor consultante)	(Tutor)

Hoja de firmas.

Este trabajo de diploma ha sido revisado y aprobado por las instancias correspondientes y para que así conste se firma la presente.

Tutor:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

Oponente:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

J Dpto:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

Pensamiento.

" … Si los jóvenes fallan, todo fallará. Es mi más profunda convicción que la juventud cubana luchará por impedirlo. Creo en ustedes."

Fidel Castro Ruz.

" … Nunca consideres el estudio como una obligación, sino como una oportunidad para penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber. "

Albert Einstein.

Dedicatoria.

Dedico este trabajo a todas aquellas personas que de una manera u otra ayudaron a que unos de mis sueños se hiciese realidad, a mis padres Maribel y Sergio, a mi hermano, a mi amada esposa por su confianza y apoyo durante todo este tiempo, en especial a mi pequeño bebé Seiniel, en fin a todos aquellos que se vean reflejados en el apoyo que me dieron para realizar este trabajo de diploma.

Agradecimientos.

Agradecer se queda pequeño, si se trata de personas que estuvieron a mi lado cuando más lo necesitaba brindándome su apoyo incondicional bajo cualquier índole. Agradezco aquellos que me dieron una nueva oportunidad, aquellos que confiaron en mí dándome la posibilidad de ser quien soy hoy. Agradezco a los tutores Odalys Robles Laurencio, Rinelson Marrero Álvarez y Erlán Batista Batista, al claustro de profesores que se esforzaron por hacerme un buen profesional, a Reinaldo y Yalina por la ayuda brindada y a la OBE provincial. En fin a todos aquellos que colaboraron en el desarrollo de este trabajo de diploma.

A Todos Muchas Gracias.

Resumen.

El estudio de los circuitos de distribución, reviste gran importancia, debido a que el resultado del comportamiento de las variables en las redes, marcará el camino para proponer mejoras, que buscan en si un desarrollo ascendente y equilibrado en toda la infraestructura eléctrica. Razón por la cual este trabajo, consiste en realizar un estudio minucioso en las variables eléctricas de los circuitos de distribución, que permitirá la mejora de las redes eléctricas. Se busca así, mejorar las condiciones generales de la instalación eléctrica primaria, para favorecer a los usuarios miembros del SEN correspondiente a la Subestación 4 Caminos, así como la reducción de las Pérdidas Técnicas del municipio Las Tunas. Se detallan características esenciales del actual Sistema de Distribución de la Energía Eléctrica, incluyéndose los servicios ofrecidos por la Organización Básica Eléctrica del municipio Las Tunas.

La información obtenida a partir de la utilización del programa Radial 7.7, así como la utilización de los dispositivos de protección y medición Nu-Lec, sirvieron de base para los resultados obtenidos en esta investigación, permitiéndonos así, tomar los datos que resultaron la base para analizar, proponer e implementar las mejoras en función de los circuitos de Distribución Primaria en la Subestación 4 Caminos, correspondiente al municipio Las Tunas. Se describen, las particularidades relacionadas a los circuitos objetos de estudio partiendo del levantamiento realizado. Se analizaron los parámetros eléctricos de los circuitos, determinándose las pérdidas de potencia activa, energía en las líneas eléctricas y en los transformadores.

Se proponen algunas mejoras, con el fin de reducir los niveles de Pérdidas Técnicas en los circuitos. Por último, se hizo un análisis técnico-económico para llevar a cabo la ejecución del actual Trabajo Investigativo.

Abstract.

The study of distribution circuits, is of great importance, because the result of the behavior of the variables in the network, will pave the way to propose improvements, looking at whether a rising and balanced development throughout the electrical infrastructure. Reason why this work is to conduct a detailed study on the electrical variables distribution circuits, which allow improvement of electrical networks. The aim is thus improve the general conditions of the primary electrical system to favor members of SEN users corresponding to 4 Caminos substation and reducing the municipality Technical Losses Las Tunas. It details the essential characteristics of the current System of Electric Power Distribution, including the services offered by the municipality Basic Electric Organization of Las Tunas.

The information obtained from the use of Radial 7.7 program, and the use of protective devices and measuring Nu-Lec, formed the basis for the results obtained in this research, allowing us to take the data that formed the basis for analyze, propose and implement funsion improve distribution circuits at the substation Primary 4 Way for the municipality of Las Tunas. We describe the specific circuits related to objects of study, based on the survey conducted. We analyzed the electrical parameters of the circuit, determining active power losses, energy on power lines and transformers.

Some improvements are proposed in order to reduce the level of technical losses in the circuits. Finally, there was a techno-economic analysis to carry out the execution of the current Investigative Work.

INDICE.

Carátula
Declaración de autoridad I
Hoja de Firma.....II
Pensamiento.....III
Dedicatoria..... IV
Agradecimientos V
Resumen VI
Abstract..... VII
INDICE..... VIII
Introducción General.....1

Capítulo I Marco Teórico de la Investigación 2
Índice del Capítulo 2
1.1 Introducción 2
Hipótesis. 3
Objetivos específicos: 4
1.2 Métodos a emplear en el desarrollo de la investigación 4
1.3 Análisis Bibliográfico. 5
1.4 Partes fundamentales de un sistema eléctrico. Las redes de distribución. 8
1.5 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).....9
1.6 Las Pérdidas de energía. 10
1.7 Caracterización de los servicios de la Unidad Empresarial de Base (UEB) del municipio Las Tunas 11
1.7.1 Circuitos de distribución del municipio de Las Tunas. Objetos de estudio 12
1.7.2 Caracterización de los Circuitos de la Subestación 4 Caminos.....13
1.8 Conclusiones. 15

Capítulo II Modelación de los circuitos de Ditribución de la Subestación 4 Caminos. 16
Índice del capítulo. 16
2.1 Introducción. 16
2.2 Dispositivos NU-Lec. Sus funciones incorporadas.....17
2.2.1 Mediciones históricas. 19
2.2.2 Interfaz con la computadora. 20
2.3 Comportamiento de las variables eléctricas de los circuitos. 20
2.4 Levantamiento de cargas. 25
2.5 Herramienta para la modelación de circuitos Radial 7.7. 26
2.5.1 Principales características de Radial 7.7 26
2.5.2 Edición de circuitos en Radial 7.7. 27
2.5.3 Otras facilidades de Radial 7.7. 29
2.6 Esquemas monolineales de los circuitos de distribución.....29
2.7 Flujo de potencia para diferentes regímenes de operación.....35
2.7.1 Flujo de potencia para demanda máxima. 35
2.7.2 Flujo de potencia para demanda mínima. 38

2.8 Teoría de evaluación de pérdidas. 40
2.8.1 Pérdidas técnicas en las líneas aéreas. 43
2.8.2 Clasificación de las pérdidas según su variación. 47
2.8.3 Pérdidas totales en los circuitos de distribución……47
2.9 Pérdidas en los conductores. 48
2.10 Pérdidas en los transformadores eléctricos……49
2.10.1 Pérdidas totales en los transformadores……51
2.10.2 Pérdidas en los transformadores del circuito.....54
2.11 Conclusiones..... 55

Capítulo III Propuestas deMejoras en los circuitos de distibución primaria..... 56
Índice del Capítulo 56
3.1 Introducción..... 56
3.2 Enfoque sobre el análisis de las pérdidas de potencia en las líneas.. 57
3.3 Posibles medidas a aplicar para el mejoramiento de los circuitos de Distribución Primaria……...58
3.4 Cambio en la sección transversal de los conductores. 59
3.4.1 Disminución de las pérdidas de potencia por cambios de la sección transversal de los conductores.. 62
3.5 Disminución de las pérdidas de potencia por reubicación de transformadores..... 63
3.6 Instalación de Bancos de Condensadores……64
3.6.1 Ubicación de los bancos de Condensadores.. 67
3.6.2 Disminución de las pérdidas por aumento del factor de potencia en el circuito…..68
3.7 Valoración económica. 68
3.7.1 Valoración económica de los conductores. 68
3.7.2 Valoración económica de los condensadores. 69
3.8 Tiempo de recuperación de la inversión..... 71
3.9 Valoración ecológica e impacto medio ambiental……72
3.10 Conclusiones..... 73
3.10.1 Conclusiones Generales……74
Recomendaciones 75
Bibliografía: 76
Anexos: I

Introducción general.

Las Pérdidas Técnicas en todos los países del mundo, son temas a tratar por las empresas eléctricas ya que las mismas generan altos niveles de pérdidas de energía proporcionando directamente un impacto negativo en el desarrollo económico de cada nación, razón por la cual se buscan métodos y vías para implementar un sistema energético más confiable y con menos Pérdidas Técnicas. Nuestro país se enfoca en esta área con el objetivo de disminuir estos altos valores, los cuales toman cifras millonarias en términos económicos. En cada una de las provincias, se realizan estudios minuciosos para cada circuito en lo cual responde positivamente el municipio de Las Tunas al llamado de las mejoras en los circuitos de Distribución Primaria, dígase reducción de Pérdidas Técnicas. En la actualidad se continúan realizando mejoras en las condiciones técnicas de los circuitos, pues se hace necesario seguir aplicando medidas que busquen en sí, un desarrollo ascendente en toda la infraestructura eléctrica, a la par de un desarrollo sostenido, ascendente y equilibrado. En los circuitos de distribución actuales del municipio de Las Tunas, siguen existiendo problemas, unos ocasionados por el añejamiento de los elementos que constituyen un proceso de distribución, la falta de recursos para la sustitución de los elementos dañados, así como un incremento en el mantenimiento a los elementos de un proceso de Distribución Primaria. Estos aspectos crean en si pérdidas de energía técnicas en el proceso de distribución de la energía eléctrica, cada año que pasa el comportamiento de las variables eléctricas correspondientes al sistema de distribución varían, las cargas siguen incrementándose producto a la demanda de nuevos usuarios, así como el desarrollo poblacional acelerado, motivo por el cual, al ocurrir un incremento de la demanda y junto a ello la existencia de pérdidas, se producen altos niveles de gastos económicos para nuestro país. Dado los problemas económicos que hoy enfrentamos en nuestra nación, se hace prioritario cada vez más, tomar medidas que hagan más eficientes las redes de distribución, disminuyendo las grandes Pérdidas Técnicas en los circuitos de Distribución Primaria, contribuyendo así al ahorro del capital financiero. Por tanto, se hace necesario, la aplicación de decisiones que proporcionen mejoras en las condiciones técnicas de los circuitos de Distribución Primaria y podamos contribuir en la reducción de las Pérdidas de energía, dígase Pérdidas Técnicas.

Capítulo 1

Marco Teórico de la Investigación.

Índice del Capítulo.

1.1 Introducción.

1.2 Métodos a emplear en el desarrollo de la investigación.

1.3 Análisis bibliográfico.

1.4 Partes fundamentales de un sistema eléctrico. Las redes de distribución.

1.5 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

1.6 Las pérdidas de energía.

1.7 Caracterización de los servicios de la Unidad Empresarial de Base (UEB) del municipio Las Tunas.

1.8 Conclusiones.

1.1 Introducción.

En el desarrollo de este capítulo, se abordarán y se tendrán en cuenta diferentes aspectos teóricos que servirán de base para aplicar un conjunto de ideas en función de resolver la problemática planteada en la investigación, en lo que respecta a las Pérdidas Técnicas de los circuitos. Para ello, se realizó una caracterización de los circuitos objetos de estudio, correspondientes a la Subestación 4 Caminos del municipio Las Tunas.

Problema.

Con las actuales condiciones, los circuitos de Distribución Primaria de la Subestación 4 Caminos, correspondiente al municipio de Las Tunas, poseen altos niveles de pérdidas técnicas en la energía de distribución.

Campo de Acción.

Mejoras en los circuitos de Distribución Primaria TK-25, TK-26, TK-27 Y TK-29 correspondientes a la Subestación 4 Caminos del municipio Las Tunas.

Objeto de estudio.

Líneas de distribución a 13,8 kV, de la Subestación 4 Caminos correspondientes al municipio Las Tunas.

Hipótesis.

De lograr, una correcta caracterización, modelación y evaluación de las cargas en los circuitos de Distribución Primaria de la Subestación 4 Caminos, entonces se podrían analizar, escoger y proponer variantes para mejorar las condiciones técnicas de los circuitos eléctricos y reducir así las Pérdidas Técnicas.

Objetivo.

Realizar una correcta modelación de las cargas en los circuitos a través del programa Radial 7.7, para determinar variantes que mejoren las condiciones técnicas de los circuitos eléctricos, reduciendo las Pérdidas Técnicas en los circuitos de Distribución Primaria correspondientes a la Subestación 4 Caminos del municipio Las Tunas.

Objetivos específicos.

1- Caracterizar los circuitos de Distribución Primaria de la Subestación 4 Caminos correspondiente al municipio Las Tunas, para el estudio del comportamiento de las variables eléctricas, en diferentes regímenes de operación, mediante el empleo de los dispositivos de protección y medición NU-Lec y herramientas computacionales (Excel, etc.)

2- Modelar los circuitos con el software Radial 7.7, para determinar los flujos de potencia en diferentes regímenes de trabajo (máxima y mínima demanda).

3- Evaluar, escoger y proponer procedimientos para mejorar las condiciones técnicas de los circuitos eléctricos y reducir las Pérdidas Técnicas en distribución.

4- Valorar económicamente la implementación del Trabajo Investigativo.

1.2 Métodos a emplear en el desarrollo de la investigación.

Para el buen desarrollo del Trabajo Investigativo, fue necesario profundizar en la metodología de la investigación para mantener una coherencia correlativa entre la parte técnica y la contextual por el cual han transitado los circuitos de Distribución Primaria, correspondientes a la Subestación 4 Caminos. A continuación reflejamos los siguientes métodos que se tuvieron en cuenta en el desarrollo y diseño de la investigación:

Análisis y Síntesis: Para el estudio y análisis del comportamiento de los circuitos de Distribución Primaria correspondientes a la Subestación 4 Caminos del municipio Las Tunas, se tomaron en cuenta los antecedentes y trabajos precedentes realizados anteriormente en función del mejoramiento de los circuitos para la reducción de las Pérdidas Técnicas.

Histórico-Lógico: Para el análisis y la comprensión de las etapas por las cuales han transitado los circuitos de Distribución Primaria a través de las mediciones registradas en los dispositivos de protección y medición Nu-Lec, de la Subestación 4 Caminos correspondientes al municipio de Las Tunas.

Hipotético-Deductivo: Para la elaboración de la hipótesis, cuya veracidad se intentará materializar en el desarrollo de la investigación.

La observación científica: Para estar al tanto del desarrollo y el comportamiento del objeto de estudio de la investigación, para la validación de los resultados esperados en la investigación.

La entrevista: Para recopilar informaciones referentes al comportamiento actual de nuestro objeto de estudio, con el fin de diagnosticar su estado, teniendo en cuenta las necesidades que proporcionaran un camino correcto en la elaboración de un plan de acciones en función de la selección de un método eficaz para lograr los objetivos trazados.

Criterio de expertos: En la proposición de los métodos a implementar como resultado de la investigación, de acuerdo a los resultados esperados en el proceso investigativo, y de implementación.

1.3-Análisis Bibliográfico.

Para la realización de este Trabajo investigativo, se analizaron diversos materiales relacionados con las mejoras en los circuitos de distribución, ya sean trabajo de diploma, libros de nuestra carrera, materiales facilitados por la Organización Básica Eléctrica del municipio Las Tunas, así como artículos de Internet. Los mismos hicieron gran aporte en el desarrollo de nuestra investigación, con la intención de enriquecer los conocimientos sobre el tema al respecto y de apropiarnos así de los métodos más utilizados que dan solución a este caso investigativo.

En general toda esta información da una perspectiva de lo que se debe hacer en la actualidad para mejorar las condiciones técnicas de los circuitos de Distribución Primaria y lograr así la reducción de las Pérdidas Técnicas:

- En el trabajo de Duran Salgado C., Moa 2010 [1]. a partir de la implementación de los dispositivos de protección y medición Nu-Lec y la utilización del programa Edis2, se describen las particularidades del circuito Nº9 del municipio de Moa, partiendo del levantamiento realizado. Se analizaron las variables eléctricas del circuito y se establecieron las curvas características de demanda. Se determinaron las pérdidas de energía en los transformadores y las pérdidas totales de energía en el circuito Nº9. Finalmente se proponen algunas mejoras técnicas organizativas para reducir los niveles de pérdidas del circuito. Y se hace una valoración económica de las mejoras propuestas.

- En el Trabajo de Leyva Elías R., Moa 2009 [2] se realiza un estudio minucioso de la red con respecto al circuito 2 de la ciudad de Mayarí, con el objetivo de evaluar el impacto de las mejoras eléctricas, auxiliado por el software Radial 7.7 confeccionado con el propósito de establecer una comparación entre las diferentes variantes propuestas. Por último se hizo el análisis técnico-económico de las variantes escogidas.

- En el trabajo de Lobaina Espinosa D., Moa 2010 [3]. Se realizó un estudio de las condiciones de explotación del circuito N°6 de la OBE de Moa. En este trabajo se caracteriza la carga instalada y se proponen variantes para mejorar las condiciones técnicas del circuito N°6. Se emplean herramientas informáticas para así definir los parámetros generales que caracterizan a las redes de distribución. Se proponen variantes técnico organizativas para reducir los niveles de pérdidas de la red. Y se hace una valoración económica de las variantes propuestas.

- En el trabajo de Marrero Álvarez R., Moa 2012 [4]. Se realizó un estudio minucioso en el comportamiento de las variables eléctricas para los circuitos de Distribución Primaria correspondientes al municipio de Las Tunas zona Este, con el objetivo de reducir las Pérdidas Técnicas en dichos circuitos, para ello se caracterizaron, y se evaluaron los circuitos para diferentes regímenes de operación, máxima y mínima demanda. Todo esto fue posible mediante el uso de los Nu-Lec, El software Radial 7.7 y la herramienta computacional Excel, luego se realiza una valoración técnica económica para implementar el desarrollo de la Investigación.

- En el trabajo de Rodríguez Fortunas J., Moa 2009 [5]. Se detallan las características esenciales del actual Sistema Electroenergético Nacional, incluyéndose los servicios ofrecidos por la Organización Básica Eléctrica del municipio de Moa. Se describe las particularidades del circuito # 21 del municipio de Moa, partiendo de las características de cargas eléctricas, y el comportamiento del consumo en edificios multifamiliares. Se establecieron las curvas características de la demanda por cada uno de los días de la semana, teniendo en cuenta el horario de verano e invierno. Se determinan las pérdidas por desequilibrio hasta los primeros transformadores de cada una de las fases.

- En la Revista de la Facultad de Ingeniería, enero-diciembre, vol. 9. Universidad de Tarapacá. Arica. Chile. En este trabajo se propone un modelo matemático para estimar las pérdidas en sistemas eléctricos secundarios de distribución, el cual es concebido gracias a la teoría de programación genética y algoritmos genéticos, considera factores de la red como: la carga transmitida, factor de potencia, longitud total de los conductores, desequilibrio de carga, voltaje en la barra de entrada y grado de enmallamiento de la red. Los resultados obtenidos empleando este modelo, resultan bastante satisfactorios al compararlos con los obtenidos de un flujo de carga trifásico.

1.4 Partes Fundamentales de un Sistema Eléctrico. Las Redes de Distribución.

Las líneas de distribución son las encargadas de conectar las cargas individuales de un área dada (pueblo, industria, etc.) con las líneas de transmisión y subtransmisión.

En Cuba en líneas primarias se encuentra un voltaje de 2,4 kV, 4,16 kV, 6,7 kV, 13,8 kV y, en los secundarios de 230 V, 460 V, 230/115, 400/230, 200/115, 120/208. Por su ubicación pueden ser aéreas, soterradas o mixtas.

Este tipo de conexión entre los sistemas eléctricos reporta beneficios como la reducción de los costos de operación al reducir el número de generadores necesarios, mejora el factor de carga del sistema y aumenta las facilidades de mantenimientos.
Clasificación de las redes según su configuración.

1. Radiales.
2. Con lazo.
3. Con mallas o red

Estas redes de distribución aumentan su costo en confiabilidad del servicio en el mismo orden en que aparecen enumeradas.

Distribución radial: Es aquella red, en la que la corriente tiene una sola trayectoria desde la subestación de transmisión o subtransmisión hasta los primarios de los transformadores de distribución o hasta la carga dada. El mismo posee ventajas como bajo costo inicial de inversión relativamente y simplicidad. A su vez, tiene desventajas como falta de continuidad del servicio ante perturbaciones y fallas, debe saberse que más del 80% de estas fallas en las líneas son temporales y pueden desaparecer solas.
Las redes de distribución con lazo en el primario se utilizan donde la zona de densidad de la carga (kW/m2) es media o algo grande. De las redes con mallas (network) existen dos versiones uno con malla en el secundario y el otro con malla en primario, este sistema de distribución es el más confiable y de mejores características de regulación de voltaje, pero es más costoso, se usa exclusivamente en zonas de gran densidad de carga y es generalmente soterrado.

1.5 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

El Sistema Electroenergético Nacional (SEN) le brinda servicio a un total de 11.5 millones de habitantes. La electrificación abarca el 96% del país. Para esto, la Unión Eléctrica dispone de 14 Centrales Eléctricas principales, casi 7 mil kilómetros de Líneas de Transmisión de Alto Voltaje, más de 75 mil kilómetros de Líneas de distribución, 131 Subestaciones de Alto Voltaje, 2 096 subestaciones de distribución y más de 120 000 transformadores de distribución.

En el año 2009, en el país se estaban consumiendo aproximadamente 6.5 kWh por vivienda en el mes de julio, el cual fue el de mayor demanda en ese año. Se contaba con una potencia disponible de 3263 MW, y hubo un consumo promedio en los días laborables de 2617 MW. Actualmente, la generación base es la generación térmica, ocupando el 55.5%, con 2273 MW en generación. La generación de electricidad a partir de las nuevas plantas de Fuel Oil y Diesel está cada una con un 80.05% de generación, aportando 715 y 1220 MW, respectivamente. La generación con gas GLP tiene el 77.8% de generación de electricidad, aportando 375 MW. La generación a base de Diesel y Fuel Oil o generación distribuida, se está empleando mayoritariamente en el horario pico para aportar energía a la red.

Estos equipamientos tienen bajos índice de consumo de combustible, así como bajos valores de insumos, están disponibles hasta un 90%, tienen valores de potencia unitaria, cuya capacidad, en caso de avería, no tienen impacto en el SEN, unas de las más importantes es su rápida entrada de capacidad de generación que se efectúa en cortos períodos de tiempo, reducción de pérdidas de transmisión y subtransmisión, generación en subestaciones rurales y en los sistemas aislados, disminuye vulnerabilidad ante contingencias, reducción de emisiones contaminantes, etc. Construir una central eléctrica puede tener un costo de hasta un millón de dólares por cada MW instalado. Una línea eléctrica de alto voltaje puede costar hasta 100 000 dólares por cada kilómetro de extensión, por estas razones se dice que las inversiones eléctricas son intensivas en capital y los plazos de construcción son por lo general largos. Construir una nueva unidad de generación eléctrica puede tomar entre 18 y 48 meses, dependiendo del lugar y la tecnología seleccionada.

Con el programa de rehabilitación de redes eléctricas, el país eliminó el 81 % de las zonas con bajo voltaje, siendo beneficiados 716 072 clientes. Con este programa fueron ejecutadas 406 561 acciones para apoyar el 61 % del programa de mejoras, sustituidos 129 574 postes, 3 047 km de conductores primarios, 1 225 754 acometidas, 21 344 circuitos secundarios, 705 151 metrocontadores, convertidos 193 MVA de 4,16 kV a 13,2 kV. [3]

1.6 Las Pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía se entiende como: La diferencia entre la energía que se compra y la energía que se vende, teniendo en cuenta la deducción de insumos, se hace una estimación de las Pérdidas Comerciales y el resto se considera como Pérdidas Técnicas.

Pérdidas técnicas: Es la pérdida de energía que ocurre al paso de la corriente por un conductor con sección transversal definida y resistencia no nula, debido al tipo de conductor, transformador subutilizado, distancias en las líneas, sobrecalentamiento, mayormente dados por el *Efecto Joule*.

Pérdidas comerciales: Incluye todo lo que influye en la facturación de la energía consumida; mediciones, tenderas, mal promedio de facturación, mal estimado de consumo de tarifas fijas, error de lecturas, robos de energía, etc.

1.7 Caracterización de los servicios de la Unidad Empresarial de Base (UEB) del municipio Las Tunas.

La Unidad Empresarial de Base (UEB) está situada en el municipio Tunas, limita al Este con el municipio Calixto, al Oeste con el municipio de Guáimaro la provincia de Camagüey, al norte con el municipio Puerto Padre y Manatí, al Sur con la provincia de Granma. Esta UEB atiende a la Subestación de 4 Caminos con 4 circuitos de distribución para una red de 173.84 Km de líneas de distribución, los cuales son a voltaje de 13,2 kV, con un total de 387 transformadores. Se brinda servicio a una población aproximada de 52 533 habitantes, donde 23 339 son clientes, de los cuales 364 son estatales y 22 975 son residenciales, para una demanda cercana a los 4.07 MW. Existen instalado 10 Grupos Electrógenos para casos de emergencias o situaciones excepcionales, de ellos: 7 del programa y 3 de otras empresas. El departamento Comercial de la UEB lleva un estricto control de las detecciones por parte de los inspectores eléctricos, de los fraudes que en ocasiones son cometidos por los clientes. Podemos decir que las pérdidas por fraude pueden llegar a ser significativas, es por ello que se realizan inspecciones y revisiones, pues un fraude no detectado puede ocasionar grandes pérdidas monetarias a la empresa distribuidora y al país. La UEB tiene como misión la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica con calidad y eficiencia, de forma tal que satisfaga las exigencias de los clientes. La misma está encaminada a ofrecer un servicio con calidad certificada por las normas internacionales y basada en el proceso de mejoras continuas. Esta empresa posee una plantilla con un personal calificado y especializado para solucionar deficiencias e interrupciones y prestar servicios de postventa. La UEB del Municipio de Las Tunas, cuenta con la siguiente plantilla de trabajadores, como se muestra en la tabla **1.1**.

Categoría	Plan	Real
Obreros	55	55
Técnicos	64	64
Dirigentes	5	5
Administrativos	16	16
Servicio	80	80
Total	**220**	**220**

Tabla 1.1 Plantilla de trabajadores de la OBE municipio Las Tunas.

La Unidad Empresarial de Base, cuenta con 4 carros (2 para las brigadas, 1 de servicio y 1 para la guardia). Sus Principales servicios a la población e industrias son:

1-Contratación y conexión de nuevos servicios o ampliación a 220 Volt.

2- Solicitud de variado de lugar.

3- Estudio del mejoramiento del factor de potencia (Fp).

4- Solicitud de electrificación de inversiones de otros organismos.

5- Mejoramiento y mantenimiento del alumbrado público.

6- Rehabilitación y mantenimiento de las Redes Eléctricas.

1.7.1 Circuitos de distribución en el Municipio de Las Tunas. Objetos de estudio.

El municipio de Las Tunas, se alimenta de la parte Noroeste de la ciudad. La Subestación 4 Caminos es alimentada a 34.5/13,8 kV, con dos transformadores de 4,0 MVA, que alimenta a los circuitos TK-25, TK-26, TK-27 Y TK-29 con una longitud total de 173.84 Km de distribución. Estos circuitos son radiales con longitudes largas, construidos fundamentalmente con conductor ACSR 35 mm^2 en su mayoría. En la tabla 1.2 y 1.3, se muestra, el voltaje primario en kV de cada circuito y su longitud en kilómetros por fases.

CIRCUITOS	VOLTAJE PRIMARIO (kV)	LONGITUD DEL CIRCUITO (km)
TK-25	13,2	64,01
TK-26	13,2	79,15
TK-27	13,2	21,75
TK-29	13,2	8,93
TOTAL	-	**173,84**

Tabla 1.2 Voltaje primario y longitud de los circuitos correspondientes a la Subestación 4 Caminos.

KILÓMETROS POR CIRCUITOS				
Circuitos	**Monofásico**	**Bifásico**	**Trifásico**	**Total (km)**
TK-25	9,69	40,49	13,83	64,01
TK-26	26,4	24,47	28,28	79,15
TK-27	7,09	6,34	8,32	21,75
TK-29	1,36	0,46	7,11	8,93
Total (km)	**44,54**	**71,76**	**57,54**	**173,84**

Tabla 1.3 Distribución de los circuitos Subestación 4 Camino, Las Tunas, por fase

1.7.2 Caracterización de los Circuitos de la Subestación 4 Caminos.

Este estudio se centrará en los circuitos de distribución *TK-25, TK-26, TK-27, y TK-29,* del municipio Las Tunas. En estos circuitos las líneas de distribución, se identifican con el código H985, los mismos tienen como tensión nominal 13.2 kV y una extensión para las líneas de distribución de 173.84 km, como antes mencionábamos, poseen una capacidad total instalada de 15,3 MVA, lo cual representa un 14,41% de total instalado en el municipio de Las Tunas. Posee un total de transformadores de 387 de 2520, lo que corresponde al 15,36% del total. Estos circuitos cuentan con modernos recerradores de reciente instalación de Marca Nu-Lec, fabricación Australiana. Estos equipos además de cumplir su función como protección, traen unido al interruptor, un módulo electrónico que es un analizador de redes, el cual hace un grupo de mediciones automáticas: corrientes, tensiones, potencia, factor de potencia, entre otras; las cuales guarda en memoria, permitiendo el acceso al dispositivo mediante comunicación serie con una computadora. Cualquier interrupción en estos circuitos, deja sin servicio a una gran cantidad de consumidores, debido a que no cuentan con una doble alimentación que garantice la transferencia de cargas al circuito interrumpido.

De la tabla 1.4 a la 1.8, se muestra la composición de los circuitos de distribución correspondientes a la Subestación 4 Caminos del municipio Las Tunas como: la cantidad de transformadores instalados, sus fabricantes, servicios que brindan, capacidad instalada, tipo de conexión y nivel de voltaje para cada uno de los circuitos.

CIRCUITOS	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)
TK-25	139	4465
TK-26	119	5472,5
TK-27	86	3779,5
TK-29	43	1583
TOTAL	**387**	**15300**

Tabla 1.4 Cantidad de transformadores y capacidad instalada por circuitos.

No	FABRICANTES POR TRASNFORMADORES																
CIRCUITOS	GUAMA	SHANGAI	ABB	AICHI	HITACHI	TOSHIBA	TPL	COOPER	MAGNETRON	LATINO	PROLC	DESC	OSAKA	RYMEL	YICHANG CHANGYAO	URSS	TOTAL
TK25	4	10	1	13	3	1	1	3	7	70	6	12	1	1	6	0	**139**
TK26	3	8	9	10	2	6	3	0	7	47	8	5	1	3	4	3	**119**
TK27	3	20	0	6	2	1	7	0	1	29	8	7	0	0	0	2	**86**
TK29	3	2	0	6	0	2		1	0	25	1	0	0	2	0	1	**43**
TOTAL	**13**	**40**	**10**	**35**	**7**	**10**	**11**	**4**	**15**	**171**	**23**	**24**	**2**	**6**	**10**	**6**	**387**

Tabla 1.5 Cantidad de transformadores por fabricantes.

TIPO DE SERVICIO					
CIRCUITOS	**ALUMBRADO PUBLICO**	**EXCLUSIVO**	**RESIDENCIAL**	**MIXTO**	**TOTAL**
TK-25	2	22	92	23	139
TK-26	2	33	66	18	119
TK-27	1	4	69	12	86
TK-29	1	9	23	10	43
TOTAL	6	318	250	450	387

Tabla 1.6 Existencia de transformadores por servicio.

CIRCUITOS	CANTIDAD DE TRASFORMADORES VOLTAJE PRIMARIO(V)	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES VOLTAJE SECUNDARIO(V)				TOTAL
	7620	120/208	120/216	120/240	240/480	
TK 25	139	0	0	119	20	**139**
TK 26	119	0	1	96	22	**119**
TK 27	86	0	0	80	6	**86**
TK 29	43	0	1	38	4	**43**
TOTAL	**387**	**0**	**2**	**333**	52	**387**

Tabla 1.7 Cantidad de transformadores por voltaje primario y secundario.

TRANSFORMADORES POR CONEXION						
Circuitos	**Monofásico**	**Y-Ab/D-Ab**	**Y-D Ate**	**D-Ab/D-Ab**	**Y-Ate /Y-Ate**	**TOTAL**
TK-25	119	18	2	0	0	139
TK-26	96	17	4	1	1	119
TK-27	80	4	1	1	0	86
TK-29	38	4	1	0	0	43
TOTAL	333	43	8	2	1	387

Tabla 1.8 Existencia de transformadores por conexión.

1.8 Conclusiones.

En el desarrollo del presente capítulo, se establecieron las bases teóricas y metodológicas de la investigación, seleccionando como objeto de estudio los circuitos de Distribución Primaria de la Subestación de 4 Caminos, correspondientes al municipio de Las Tunas, a voltaje de 13.2 kV.

Se realizó una caracterización del circuito, donde se puede apreciar que posee un total 387 transformadores, la gran mayoría de servicio monofásico, representando el 15,36 % del total de transformadores en Las Tunas (2 520), y una capacidad total instalada de 15 300 kVA, lo cual representa el 14,41% de la capacidad total instalada (106 144.50 kVA). El voltaje (primario) que llega a los transformadores es principalmente de 7.62 kV y estos los transforman (voltaje secundario) en su mayoría a 120/240 V y 240/480 V.

Capítulo 2

Modelación de los circuitos de distribución de la Subestación 4 Caminos.

Índice del capítulo.

2.1 Introducción.
2.2 Dispositivos Nu-Lec. Sus funciones incorporadas.
2.3 Comportamiento de las variables eléctricas.
2.4 Levantamiento de las cargas.
2.5 Herramientas para la modelación de circuitos en Radial 7.7.
2.6 Esquemas monolineales de los circuitos de distribución.
2.7 Flujo de potencia para diferentes regímenes de operación.
2.8 Teoría de evaluación de pérdidas.
2.9 Pérdidas en los conductores.
2.10 Pérdidas en los transformadores eléctricos.
2.11 Conclusiones.

2.1 Introducción.

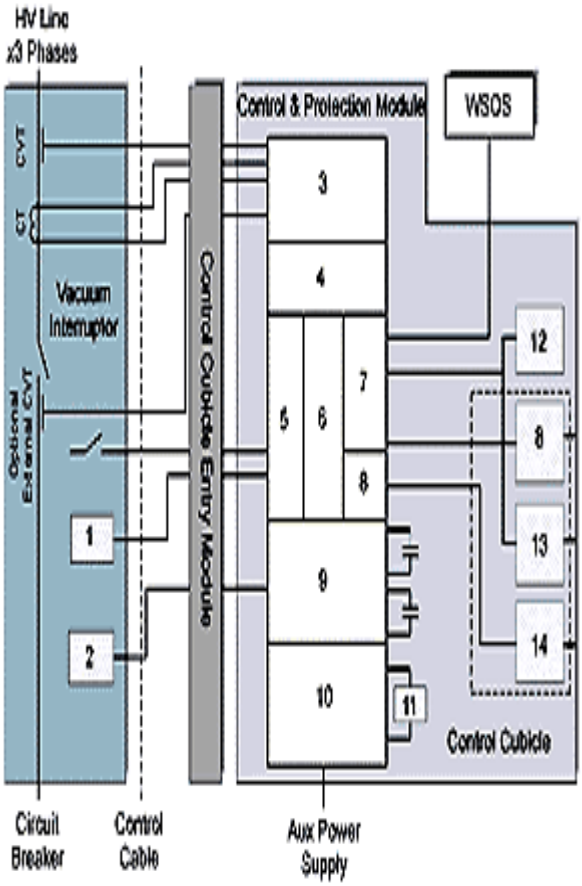
El objetivo principal de este capítulo consiste en realizar un análisis de las variables eléctricas así como la modelación de los circuitos objetos de estudio, correspondientes a la Subestación 4 Caminos del municipio Las Tunas. Esto pudo ser posible partiendo de las mediciones tomadas en los circuitos de Distribución Primaria, a través de los dispositivos de protección y medición Nu-Lec. La modelación se realizará con la ayuda del Software Radial 7.7 y la herramienta computacional Excel.

2.2 Dispositivos Nu-Lec. Sus funciones incorporadas.

Con la llegada de los dispositivos de protección y medición *(NU-Lec)* a la Empresa Eléctrica, fue posible la instalación de los mismos en las subestaciones principales del municipio, en este caso en la Subestación 4 Caminos, lo cual facilitó el análisis y estudio de las principales variables eléctricas para el desarrollo de este trabajo investigativo.

Todo este sistema de implementación a través de los dispositivos de protección y medición Nu-Lec, contribuye al ahorro energético que se está llevando a cabo en todo el país, dado que facilita la operación y contribuye al ahorro de tiempo y combustible, al permitir actuar sobre las redes sin necesidad de trasladarse físicamente al lugar y ayudar a un rápido aislamiento de las fallas, reduciendo así los daños técnicos ocasionados por averías o anomalías existentes en los circuitos de distribución. A continuación se muestra en la figura 2.1 uno de estos dispositivos y diagrama en bloque del interruptor NU-Lec en la figura 2.2.

Fig. 2.1 Dispositivo de protección y Medición (NU-Lec).



1. Memoria.
2. Actuador de Cierre/Apertura.
3. Entrada Analógica.
4. Conversión Analógica/Digital.
5. Interfaz Digital.
6. Microprocesador.
7. Interfaz Serie.
8. Módem.
9. Solenoide de la Fuente de Alimentación.
10. Fuente de Alimentación Ininterrumpible.
11. Baterías del Panel del operador.
12. Subsistema.
13. Tarjeta de E/S Remota.
14. Radio.

Fig. 2.2 Diagrama en bloques del control y protección del NU-Lec

Los Recerradores y Seccionalizadores automáticos de industrias NU-Lec, son interruptores trifásicos para montar en postes y uso a la intemperie, están equipados con un gabinete de control que garantiza una protección avanzada, registro de eventos y comunicación local y remota. Las señales de la línea de Alta Tensión (AT) están conectadas dentro del módulo de la electrónica, por conexión directa a la entrada analógica. Los transformadores de corriente poseen un rango especial extendido desde 10 a 12.500 A para medición y protección. Las pantallas de tensión incorporadas, reflejan en forma exacta el valor de la tensión primaria y la relación de las fases, permitiendo la medición de la tensión, la corriente y el ángulo de fase en el módulo electrónico.

Cada reconectador es provisto con un panel de control del operador. Este dispositivo, posee una pantalla de cristal líquido de cuatro líneas con iluminación fluorescente para la operación nocturna. Desde aquí, el usuario puede acceder y programar las características de medición y protección disponibles. A continuación se muestra en la figura 2.3 el panel de control, donde el operador tiene acceso, para ver el comportamiento de las variables eléctricas medidas.

Fig. 2.3 Panel de control para el operador.

2.2.1 Mediciones históricas.

El flujo de la energía es integrado en intervalos de 5, 10, 15, 30 o 60 minutos (kWh) y los valores son registrados por un tiempo alrededor de dos meses. Esto se puede ver en el panel de control del operador en la computadora o en el sistema SCADA compatible. Adicionalmente los datos pueden ser cargados en una computadora portátil o en un sistema SCADA compatible.

2.2.2 Interfaz con la computadora.

El Sistema Operativo para Windows (WSOS), es un software avanzado para computadoras personales que permite la programación, el monitoreo y el control "en línea" y "fuera de línea" de un reconectador o un seccionalizador a través del puerto RS232. Esto está disponible como una opción al reconectador o al seccionalizador de Industrias NU-Lec. A continuación se muestra gráficamente la conexión a través del puerto RS232 para el interfaz con computadoras u ordenadores portátiles, mostrándose en la figura 2.4

Fig. 2.4 Interfaz con Computadora.

2.3 Comportamiento de las variables eléctricas.

Como se observa en la figura 2.5, se muestran las curvas que pertenecen a la demanda diaria en una semana de los circuitos objetos de estudio correspondiente la Subestación 4 Caminos. Estas mediciones fueron obtenidas con las lecturas tomadas por los NU-Lec instalados en la subestación, para cada uno de los circuitos de la Subestación 4 Caminos, con la aclaración que el comportamiento de las variables eléctricas para los demás circuitos es similar, coincidiendo en el mayor de los casos, la demanda de potencia activa máxima ocurre en el horario pico, debido al elevado uso de equipos grandes consumidores en este horario, en cada uno de los circuitos, pues todos los circuitos que se analizan en este trabajo investigativo son residenciales.

De entre estos se escogió el circuito TK-27 que es él se muestra a continuación en la figura 2.5, se aclara que el análisis se realizó a cada uno de los circuitos correspondientes a la Subestación 4 Caminos, pues el comportamiento de las variables eléctricas que en él se muestran, son muy similares al resto de los circuitos.

Analizando el comportamiento de estas curvas, mostrada en la figura 2.5, se puede apreciar que el día de menor consumo eléctrico para TK-27 fue el sábado, con un valor de 475 kW alrededor de las 3:00 horas de la madrugada. Esto se debe al reducido número de equipos electrodomésticos conectados a la red en este horario. Por otra parte, la demanda eléctrica máxima durante la semana para el circuito de distribución TK-27, fue el domingo con un valor de 1 754 kW a las 17:00 horas, que corresponde al horario de la tarde, coincidiendo con el horario pico de la demanda en todo el país. A esta hora se produce la mayor demanda debido al elevado uso de equipos altos consumidores, utilizados principalmente en la cocción de alimentos por parte de la población Tunera.

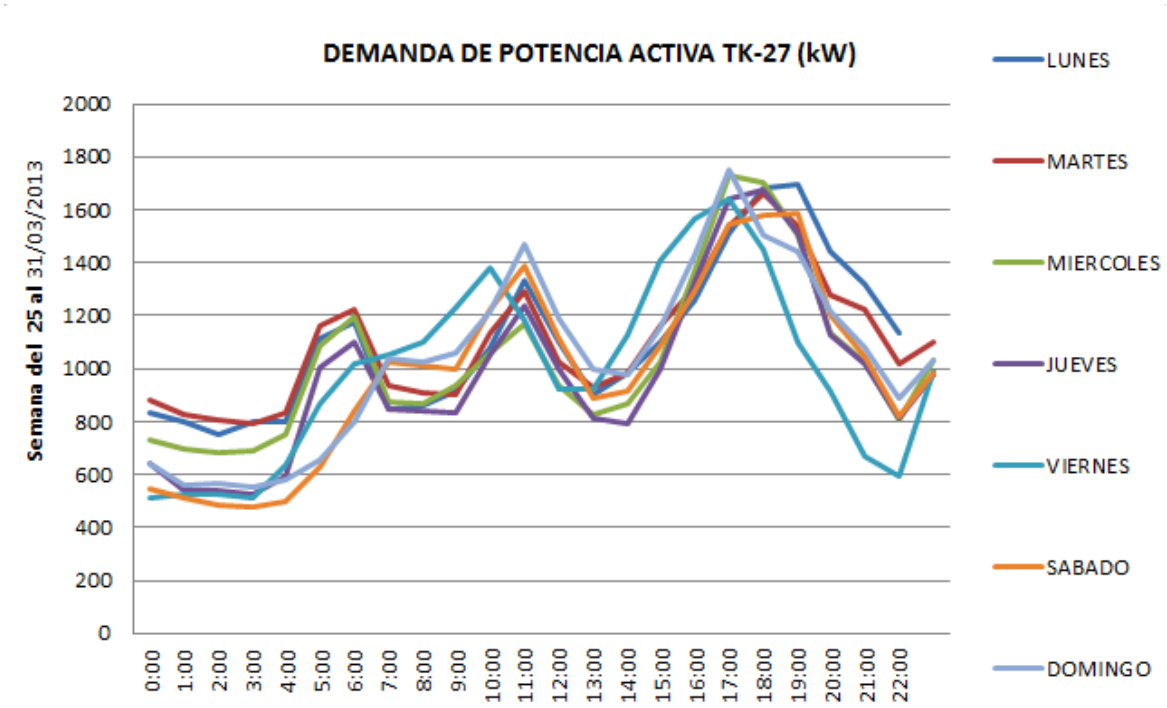


Fig. 2.5 Curvas de demanda durante una semana TK-27.

Para el caso de la demanda en los días de fin de semana, el mínimo valor de consumo energético ocurre el sábado, disminuyendo hasta alcanzar un valor de 475 kW en el horario de las 3:00 horas de la madrugada. El mayor valor de demanda energética en el fin de semana se produjo el sábado, con un valor de 1 585 kW en el horario de las 19:00 horas. Se puede apreciar una diferencia en la curva de demanda del domingo, en el horario comprendido entre las 8:00 y 12:00 horas donde la demanda es mayor que en los demás días de la semana a ese mismo horario. Esto es dado porque en la mayoría de las viviendas de nuestro país, se aprovecha el fin de semana para lavar la ropa, entre otras tareas y actividades que se realizan en las familias cubanas. En el horario después del mediodía, se observa como las dos curvas de demanda correspondientes a los días sábado y domingo se mantienen por encima de las restantes. Esto es debido a que en el horario de la tarde se realizan tareas en la casa que de lunes a viernes, no se hacen o se realizan con menor frecuencia, como planchar y ver televisión, además de cocinar más temprano. Los datos del consumo de cada uno de los días de la semana, están reflejados y expuestos en el ***Anexo 1***.

El comportamiento promedio de la tensión, se muestra en la figura 2.6, donde se puede observar que los valores máximos de tensión corresponden a las 16 horas, obteniéndose valores de Uab=14.14 kV, Ubc=14.23 kV y Uca= 14.06 kV.

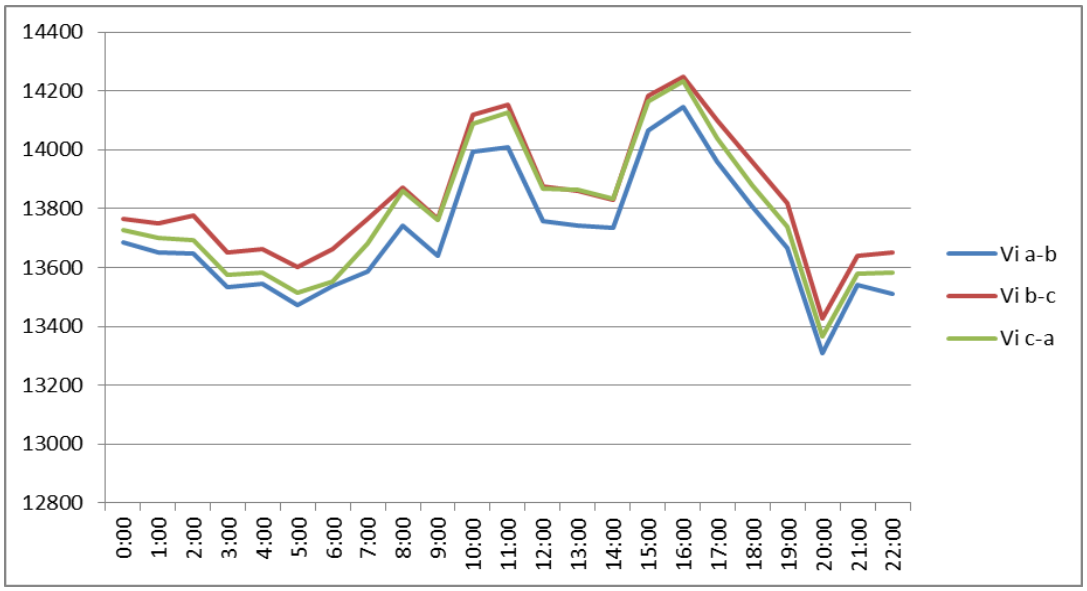


Fig. 2.6 Variación de la tensión promedio entre fases en el circuito TK-27.

Los valores mínimos de tensión fueron Uab con un valor de 13.31 kV, la Ubc fue de 13.42 kV y el valor mínimo de tensión Uca es de 12.57 kV, correspondiente al horario de la madrugada a las 6:10 horas. Entre estos existe una diferencia de tensión permisible dentro de las normas de media tensión, que no superan el 5% de diferencia entre fases. Los datos para la realización de este gráfico, se muestran en el ***Anexo 2***.

En las corrientes promedio para el circuito TK-27, según la figura 2.7 se puede observar que las cargas están desbalanceadas, estando la fase A más cargada que las fases B y C, y se comportan de forma similar durante todo el día.

El máximo valor de corriente fue registrado a las 17:00 horas para las 3 fases, tomando valores de I_A= 78,57 A, I_B= 49,29 A, y I_C= 74,57 A. Con respecto a los valores reales y promedios no se cumplen las normas para los sistemas de distribución, la cual expresa que el desbalance no debe ser superior a un 5%, pues la fase A, tiene un desbalance de un 37,27% con respecto a la fase B y de un 5,1% con respecto a la fase C. A continuación se muestra el gráfico de corrientes promedio para el circuito TK-27.

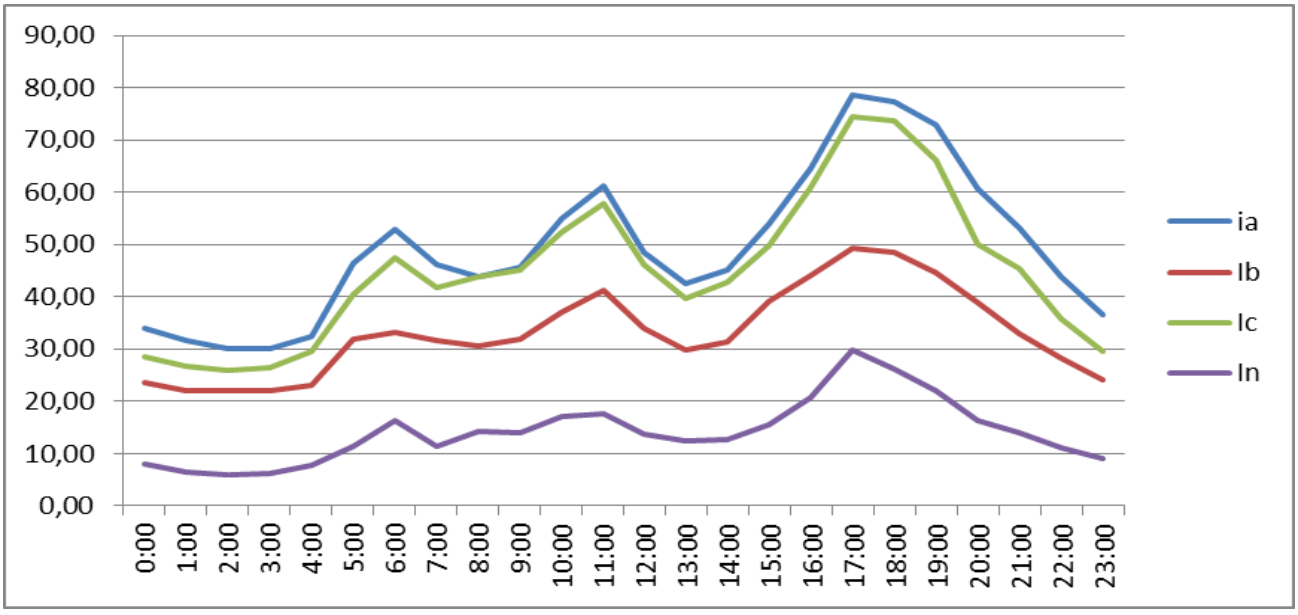


Fig. 2.7 Corrientes promedio en el circuito TK-27.

En la figura 2.7 podemos apreciar que la curva de corriente está muy relacionada con la curva de demanda de potencia activa, en cuanto al crecimiento y decrecimiento de la misma, la misma fue construida según los datos del **anexo 2.**

En la figura 2.8 se muestran los valores promedios del factor de potencia del circuito TK-27, donde los valores mínimos se alcanzan en las primeras horas de la madrugada, entre las 1:00 y las 2:00 horas de la madrugada, tomando un valor promedio de 0.78.

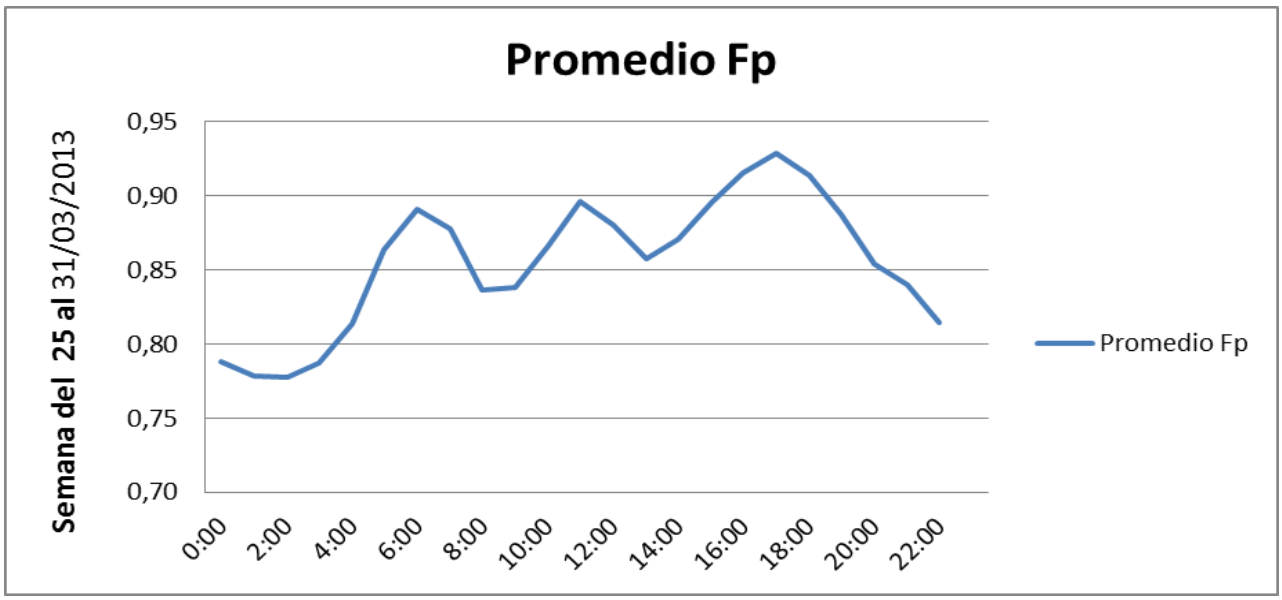


Fig. 2.8 Comportamiento del factor de potencia promedio del circuito.

El valor máximo se alcanza en el horario pico, aproximadamente a las 17:00 h, con un valor de 0.93, coincidiendo con el pico de demanda eléctrica. El valor promedio del factor de potencia del día es de 0.86, no siendo significativo este valor según las exigencias establecidas por la OBE, los valores utilizados para esta curva de detallan en el **anexo 2.**

2.4 Levantamiento de cargas.

Para realizar el levantamiento de las cargas de los circuitos de Distribución Primaria, Subestación 4 Caminos correspondientes al municipio de Las Tunas, fue necesario recorrer todos los circuitos, para así poder actualizarlo, debido a que en los últimos días se le han hecho algunas transformaciones a la red de distribución tanto primaria como secundaria. Para esto se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- Distancias entre los elementos del circuito.
- Transformadores (Se tuvieron en cuenta todos los transformadores ubicados en el circuito).
- Cantidad de transformadores por banco (Puede ser desde 1 hasta 3 transformadores).

    1. Código o ID del Banco de Transformadores (En el caso del municipio el identificador es: TB # del banco).

    2. Dos transformadores monofásicos (El banco ofrece servicios trifásicos en conexión incompleta, ya sea delta incompleta o estrella incompleta por el primario).

    3. Un solo transformador trifásico (El banco ofrece servicios trifásicos).

- Número de Hilos (Se tiene en cuenta el calibre de los conductores por fases y del neutro).

2.5 Herramienta para la modelación de circuitos (Radial 7.7).

Para la modelación del circuito, se utilizó la herramienta computacional Radial 7.7, este es un sistema concebido para realizar prácticamente todos los estudios relacionados con las redes radiales de distribución, forma parte del proyecto SIGEDI de la Unión Eléctrica de Cuba. Es un software desarrollado por el Centro de Estudios Electroenergéticos (CEE) de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Cuba, concebido para realizar, de forma amistosa, prácticamente todos los estudios relacionados con las redes eléctricas radiales de distribución. Está programado sobre Delphi 5, usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere para su ejecución configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC.

2.5.1 Principales características de Radial 7.7.

La información requerida para el uso del Radial 7.7 se divide en dos grandes grupos:

- La general, ofrecida por Radial 7.7 “por defecto”, y que puede modificarse de acuerdo a los datos más convenientes que disponga el usuario.
- La particular, que se vincula con los circuitos que se analizan. Esta última se introduce a través de cajas de diálogo abiertas sobre el diagrama monolineal del circuito, el que se edita de una forma simple, ágil y de fácil manipulación.

Este software brinda múltiples facilidades y realiza los cálculos siguientes:

1. Flujo de carga monofásico (*considera las cargas balanceadas y las líneas simétricas*)
2. Flujo de carga trifásico (considera las corrientes reales por fase y las líneas asimétricas)
3. Capacitores:
    - Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de potencia.
    - Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de energía.

- Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de potencia
- Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de energía.

4. Selección y coordinación de protecciones en circuitos radiales
5. Análisis de cogeneración
6. Corridas de flujo monofásico simultánea de varios circuitos
7. Traspaso de cargas de un circuito a otro
8. Reubicación de la subestación

2.5.2 Edición de circuitos en Radial 7.7.

Para la edición de circuitos, Radial 7.7 cuenta con cinco barras con sus correspondientes botones para su manejo como se muestra en la figura 2.9.

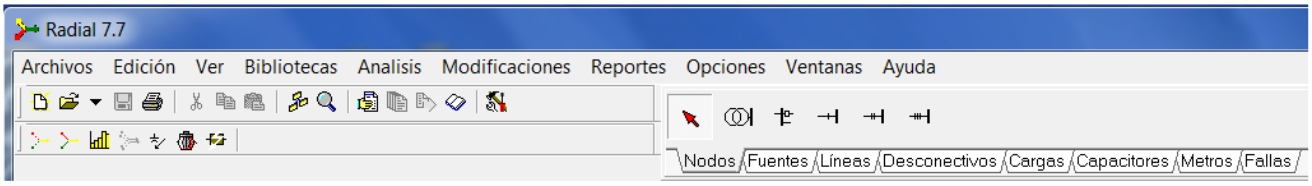


Fig. 2.9 Barras de trabajo del RADIAL.

Barra Estándar, cuyos botones para la edición son:

1. Crear un archivo nuevo: Para la edición de un circuito nuevo
2. Abrir un archivo: Para abrir un circuito previamente editado
3. Guardar: Salva el monolineal en pantalla
4. Imprimir: Imprime el monolineal en pantalla
5. Explorar: Muestra un inventario completo de todos los elementos del circuito: Nodos, líneas, cargas, capacitores, enlaces y dispositivos.

Barra de elementos:

1. Cursor: Simbolizado por una flecha roja inclinada. Permite activar las ventanas a través de las cuales se introducen los datos de los elementos del circuito.
2. Nodos: Para editar los nodos del circuito, los que se pueden incorporar al monolineal de forma aislada o con sus líneas.
3. Fuentes: Para situar la subestación (por ahora sólo en el nodo 1).
4. Líneas: Para editar las líneas. Pueden ser de una, dos o tres fases.
5. Dispositivos: Para incorporar desconectivos, fusibles, etc.
6. Cargas: Para editar las cargas del circuito. Se puede escoger entre ocho tipos diferentes de transformadores.
7. Capacitores: Para situar capacitares.

Al hacer click con el botón izquierdo del Mouse sobre Crear un archivo nuevo, aparece una pantalla con una barra que será la referencia a partir de la cual se edita el circuito.

El proceso de edición se va desarrollando haciendo click en cada uno de los botones de la Barra de elementos y a continuación haciendo nuevamente click sobre el lugar del monolineal en que se quiere insertar el elemento seleccionado (nodo, línea, etc.). La edición debe comenzar por los nodos, los que se pueden incorporar al naciente circuito solo o con sus líneas. Antes de incorporar las líneas, debe situarse la Fuente en el Nodo 1. Para eliminar algún elemento ya incluido, se da click con el botón derecho del Mouse sobre el elemento deseado y aparecerán varias opciones entre las que están COPY, PASTE... que operan de la forma tradicional.

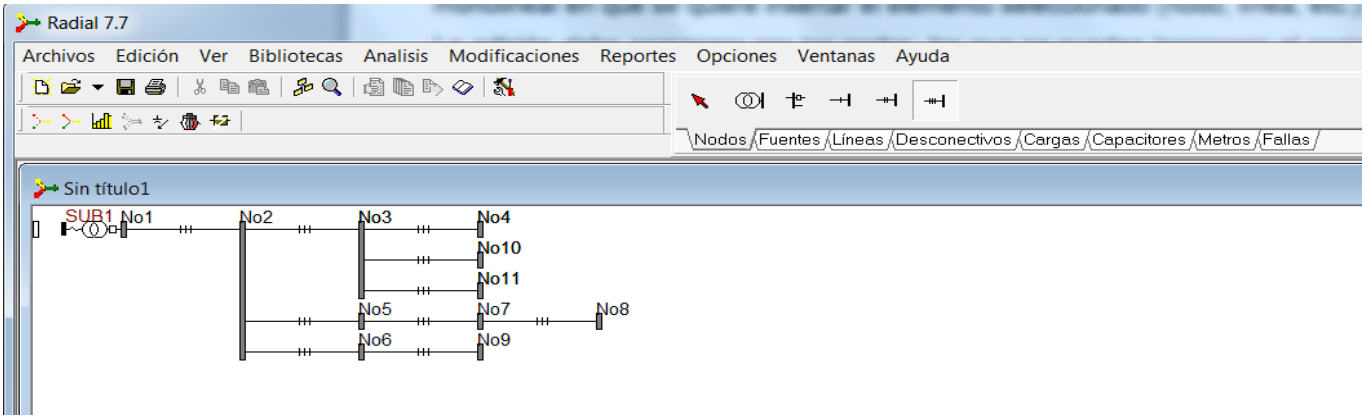


Fig. 2.10 Ventana de Edición de Radial 7.7.

2.5.3 Otras facilidades de Radial 7.7.

1) En Edición Explorar se muestra in inventario completo de todos los elementos del circuito: Nodos, líneas, cargas, capacitores, enlaces y dispositivos. Esta opción también está presente en forma de un botón en la barra de Estándar. En nodos se muestra la dirección del nodo que se editó a través de la ventana del nodo.
2) Antes de las corridas se pueden Modificar los elementos del monolineal colocando el cursor del Mouse sobre éstos y haciendo click con el botón derecho del Mouse.
3) Con Buscar se localiza, sobre el monolineal, cualquier elemento del circuito.

2.6 Esquemas monolineales de los circuitos de distribución.

Para el diseño del esquema monolineal de los circuitos correspondientes a la Subestación 4 Caminos del municipio Las Tunas, obsérvese en las figuras del 2.10 al 2.13 fue posible gracias al recorrido en el terreno donde están ubicados los mismos, con el fin de obtener un esquema lo más actualizado y real posible. En estos se destacan los transformadores en forma de circunferencia y los conductores en forma de líneas.

En cada banco existen 1, 2 o 3 circunferencias en dependencia del número de transformadores que existan en el mismo. Para todos los casos se especificó la capacidad correspondiente en kVA y la fase o fases a la que están conectados, además se ilustra el código con el que se identifica el banco o transformador y la ubicación exacta de los mismos. También se tuvo en cuenta la distancia de la línea entre los nodos. Se incluyó también el tipo de calibre utilizado en las líneas, tomando los datos facilitados por la OBE municipal, que principalmente son empleados los calibres AC70, ACSR35 y AC150, en entre los cuales predominas más los del tipo ACS35, como antes mencionábamos. En los monolineales aparecen bien especificados estos datos.

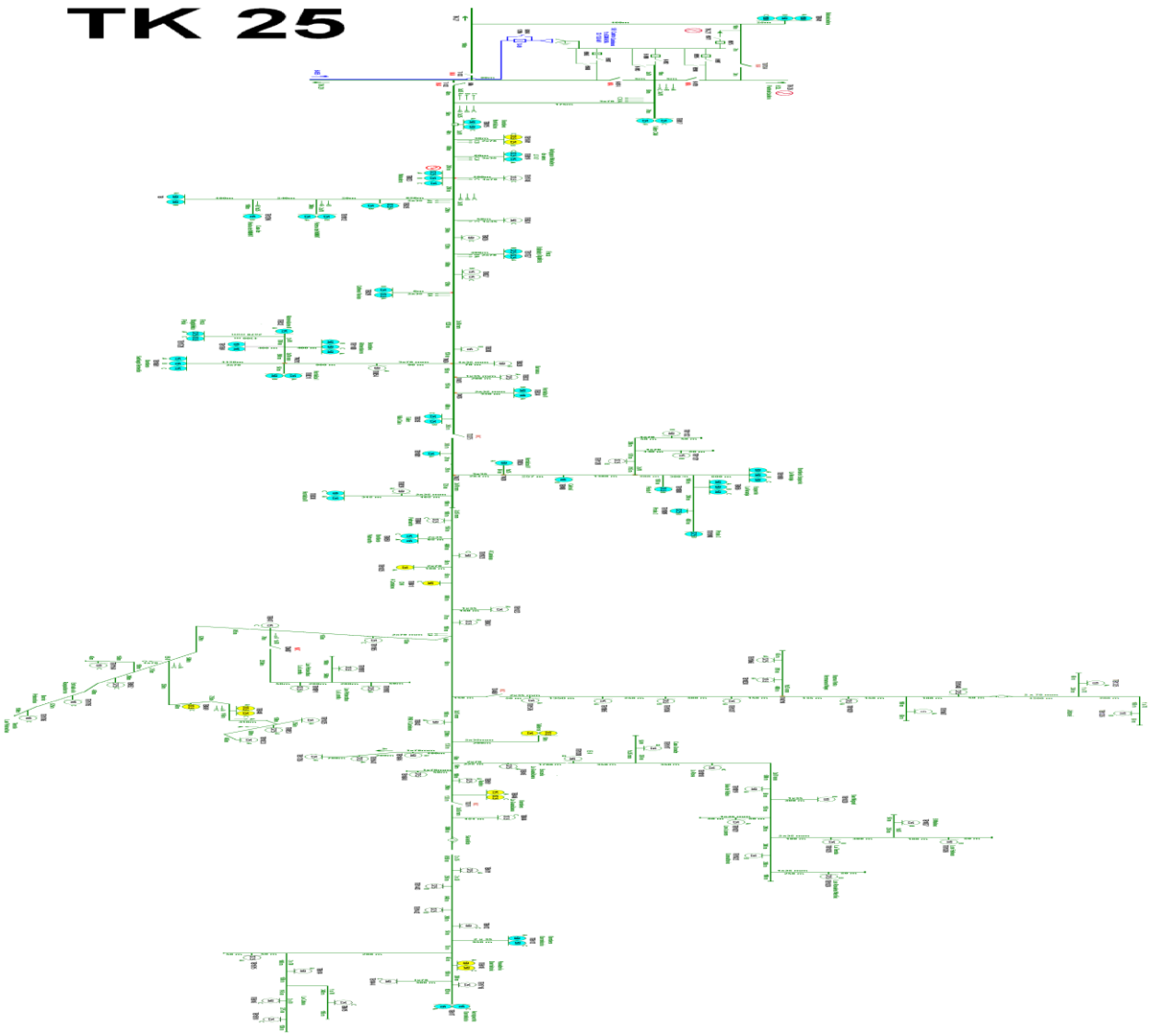


Fig. 2.11 Monolineal del circuito de distribución TK-25.

TK-26

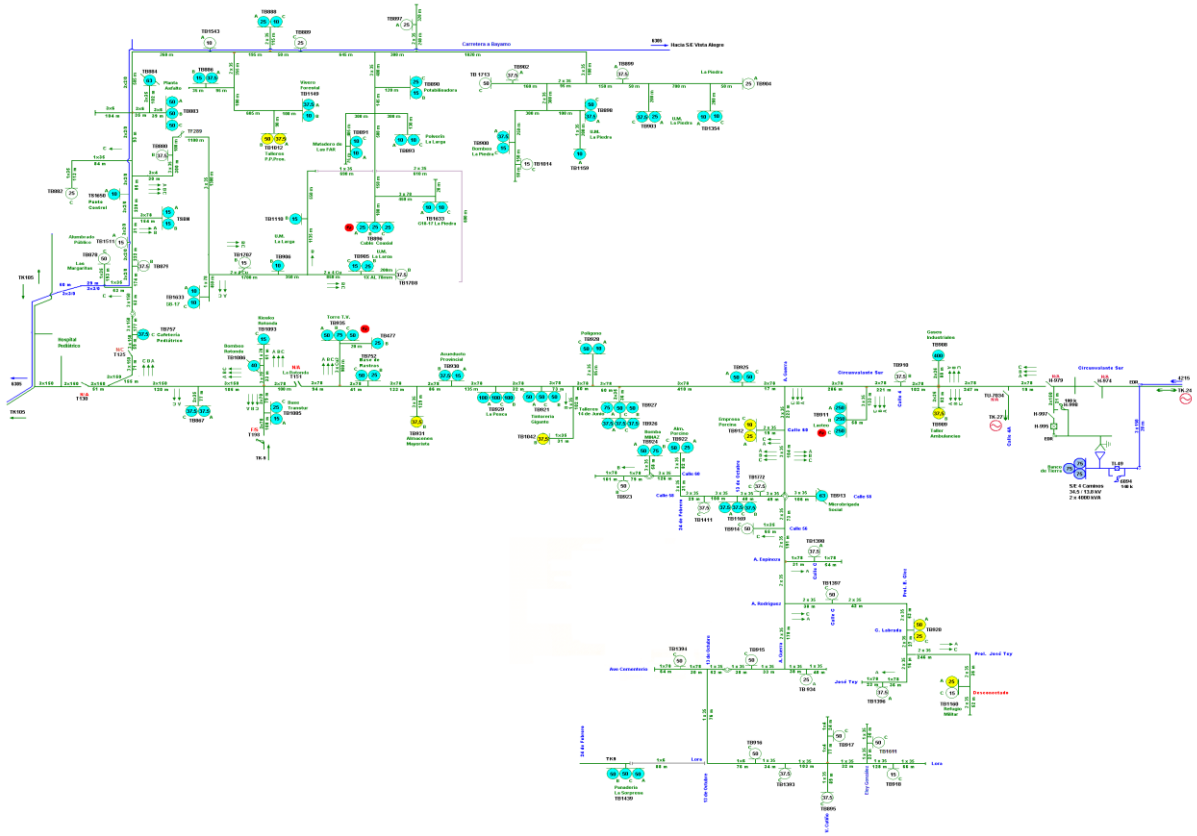


Fig. 2.12 Monolineal del circuito de distribución TK-26.

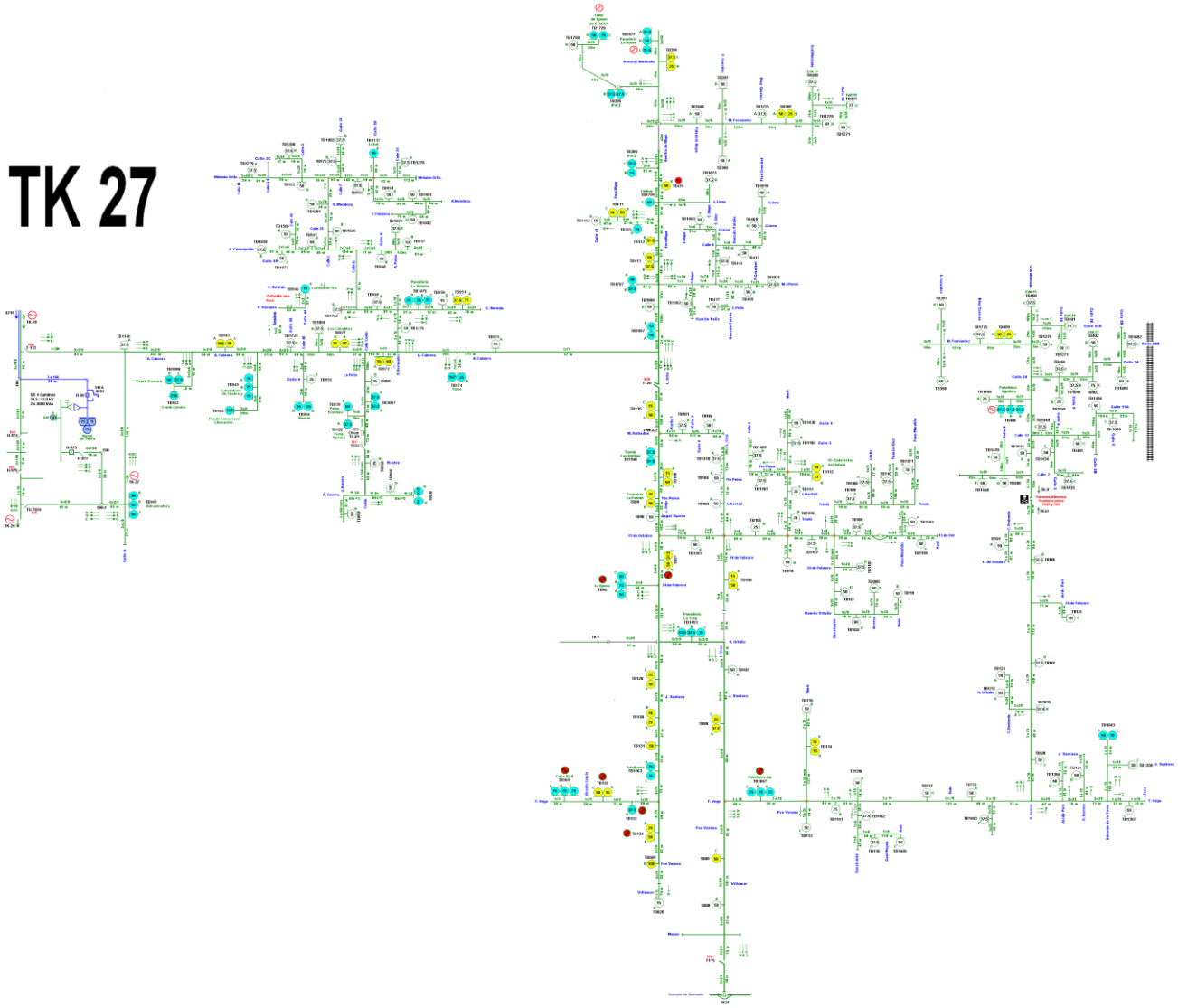


Fig. 2.13 Monolineal del circuito de distribución TK-27.

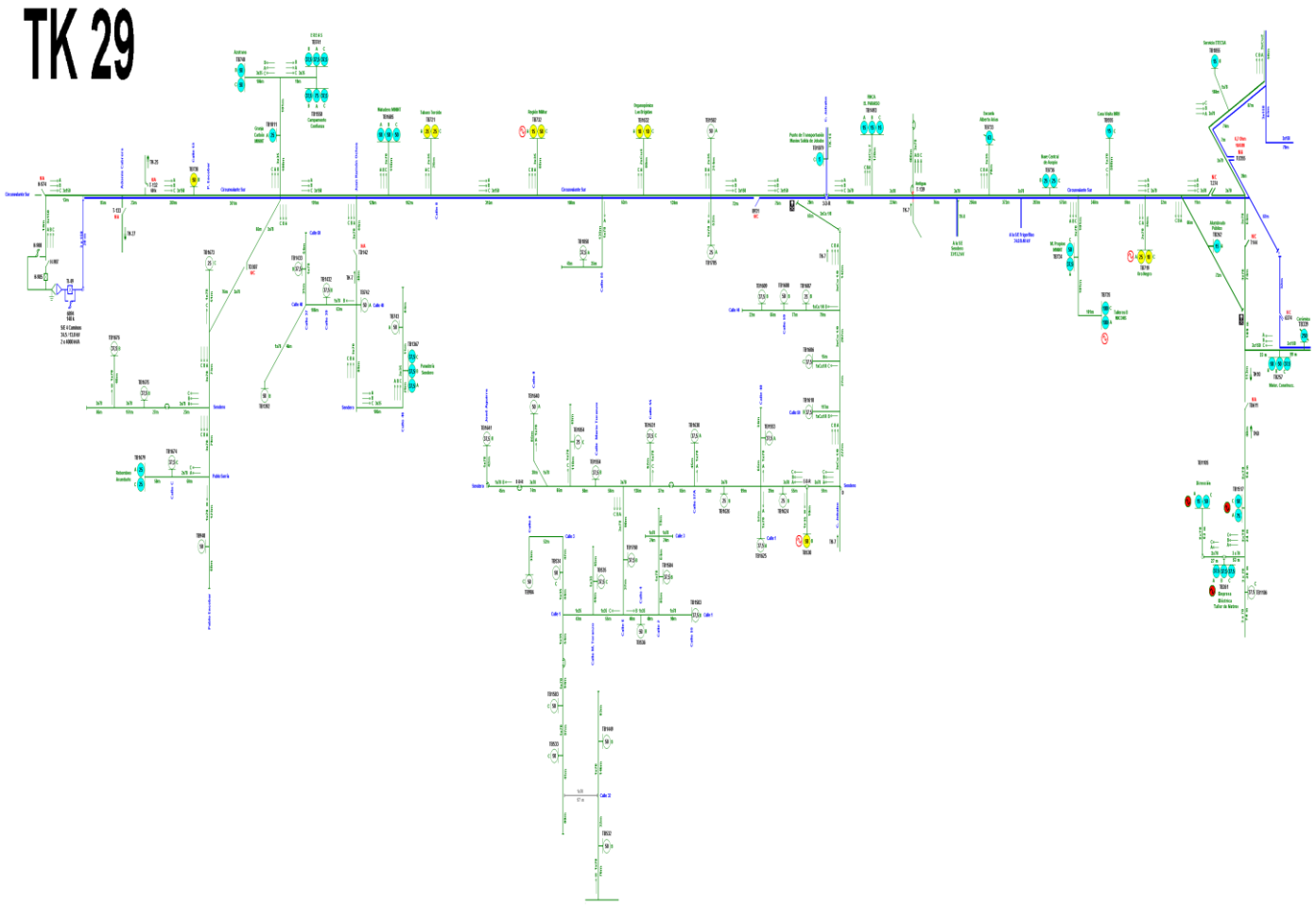


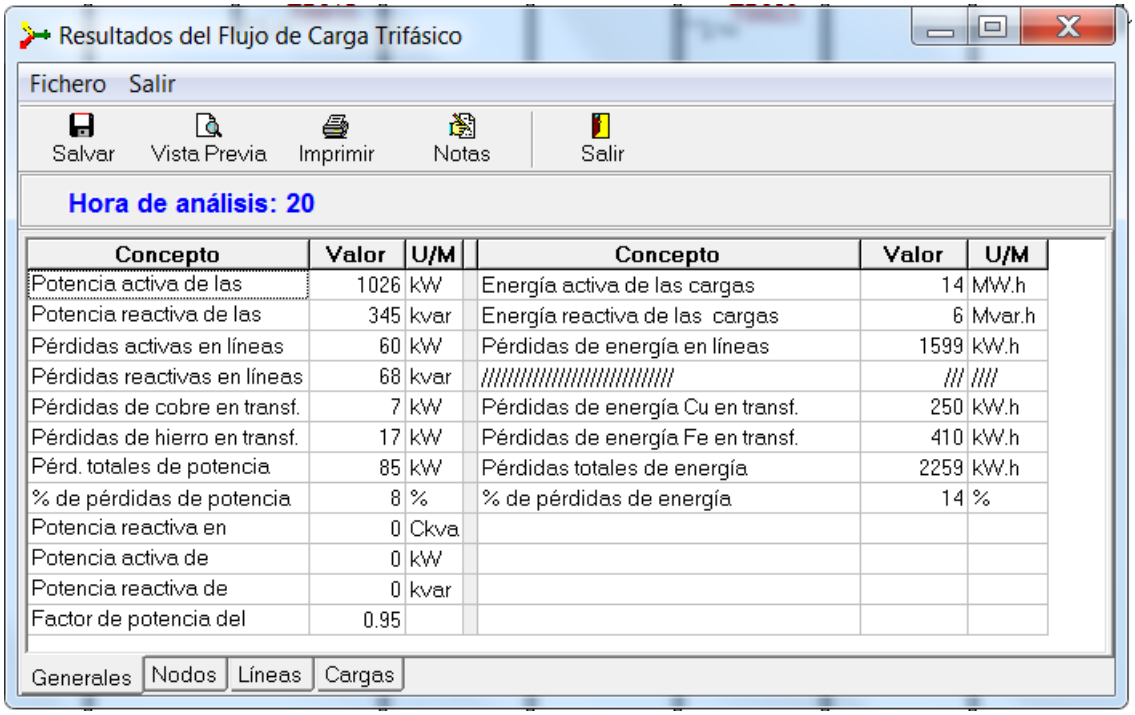
Fig. 2.14 Monolineal del circuito de distribución TK-29.

2.7 Flujo de potencia para diferentes regímenes de operación.

Se realiza el flujo de potencia para diferentes regímenes de operación, con el objetivo de ver el comportamiento de las variables eléctricas (tensión en los nodos y pérdidas de potencia) en su máxima y mínima demanda. A continuación se muestra el comportamiento del flujo de carga para cada uno de los circuitos objetos de estudio.

2.7.1 Flujo de potencia para demanda máxima.

En la figura 2.15 se presenta el reporte obtenido por Radial 7.7, sobre la situación actual del circuito *TK-25,* obteniéndose en horario de máxima demanda una potencia total activa de 1 026 kW, una potencia reactiva de 345 kVAr, un factor de potencia promedio de 0.95, un voltaje nominal de 13.8 kV y un voltaje real de 13.2 kV.



Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las	1026	kW	Energía activa de las cargas	14	MW.h
Potencia reactiva de las	345	kvar	Energía reactiva de las cargas	6	Mvar.h
Pérdidas activas en líneas	60	kW	Pérdidas de energía en líneas	1599	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	68	kvar	////////////////////////	/// ////	
Pérdidas de cobre en transf.	7	kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	250	kW.h
Pérdidas de hierro en transf.	17	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	410	kW.h
Pérd. totales de potencia	85	kW	Pérdidas totales de energía	2259	kW.h
% de pérdidas de potencia	8	%	% de pérdidas de energía	14	%
Potencia reactiva en	0	Ckva			
Potencia activa de	0	kW			
Potencia reactiva de	0	kvar			
Factor de potencia del	0.95				

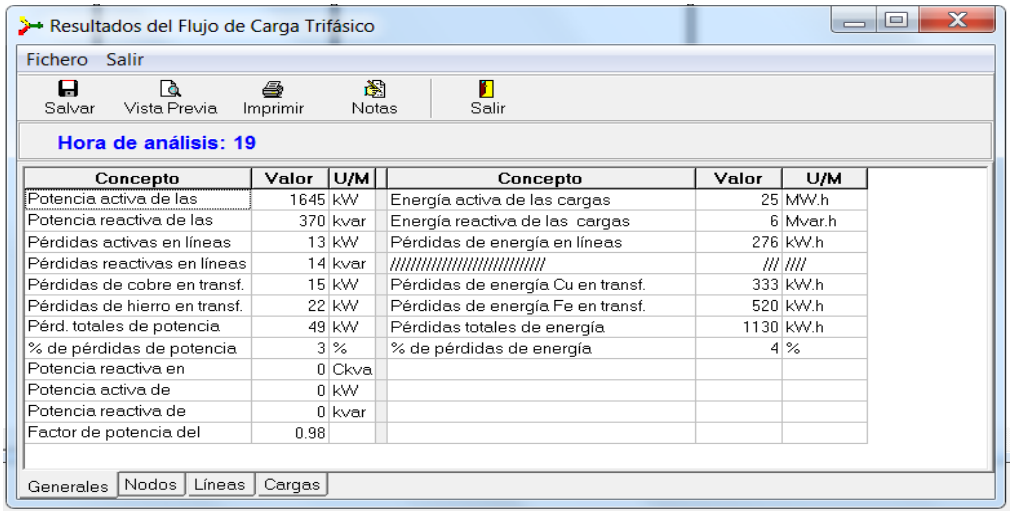
Fig. 2.15 Resultado del flujo de potencia para demanda máxima TK-25.

En la figura 2.16, se presenta de igual manera el reporte para el circuito *TK-26*, correspondiente a la Subestación 4 Caminos. Se obtuvo en el horario de máxima demanda una potencia total activa de 1 275 kW, una potencia reactiva de 922 kVAc y un factor de potencia promedio de 0.82. La longitud total del circuito es de 79,15 Km, con un voltaje nominal de 13.8 kV y un voltaje real de 13.2 kV.

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las	1275	kW	Energía activa de las cargas	24	MW.h
Potencia reactiva de las	922	kvar	Energía reactiva de las cargas	17	Mvar.h
Pérdidas activas en líneas	5	kW	Pérdidas de energía en líneas	119	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	8	kvar	////////////////////////	///	////
Pérdidas de cobre en transf.	10	kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	232	kW.h
Pérdidas de hierro en transf.	25	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	606	kW.h
Pérd. totales de potencia	40	kW	Pérdidas totales de energía	956	kW.h
% de pérdidas de potencia	3	%	% de pérdidas de energía	4	%
Potencia reactiva en	0	Ckva			
Potencia activa de	0	kW			
Potencia reactiva de	0	kvar			
Factor de potencia del	0.82				

Fig. 2.16 Resultado del flujo de potencia para demanda máxima TK-26.

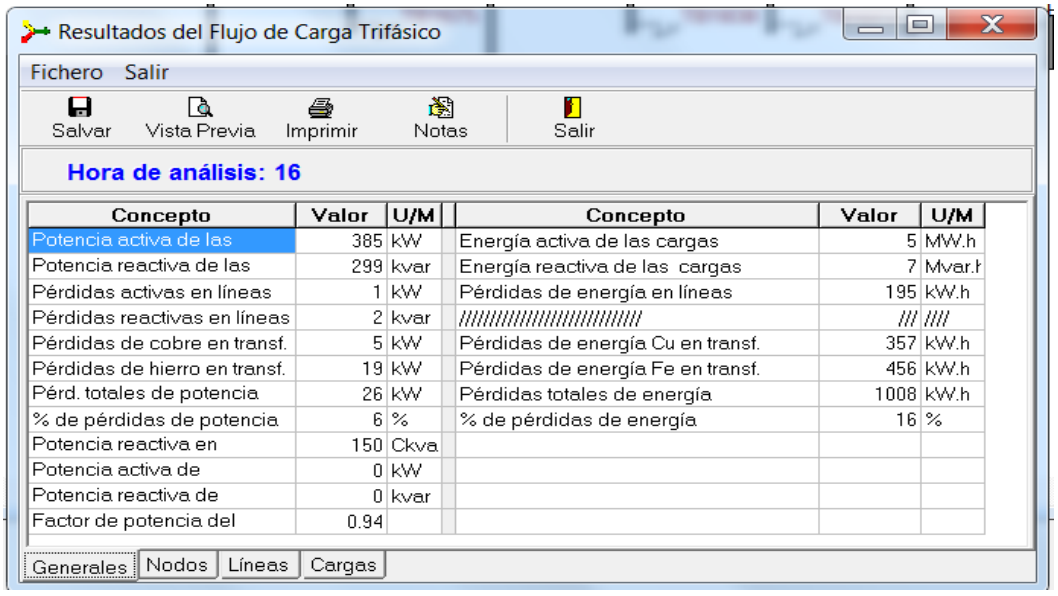
En la siguiente figura 2.17, se representa el reporte para el circuito *TK-27*, correspondiente a la Subestación 4 Caminos. Se obtuvo en el horario de máxima demanda una potencia total activa de 1 645 kW, una potencia reactiva de 370 kVAc y un factor de potencia promedio de 0.98. La longitud total de los circuitos es de 21,75 Km, para un voltaje nominal de 13.8 kV y un voltaje real de 13.2 kV.



Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las	1645	kW	Energía activa de las cargas	25	MW.h
Potencia reactiva de las	370	kvar	Energía reactiva de las cargas	6	Mvar.h
Pérdidas activas en líneas	13	kW	Pérdidas de energía en líneas	276	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	14	kvar	////////////////////////	///	////
Pérdidas de cobre en transf.	15	kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	333	kW.h
Pérdidas de hierro en transf.	22	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	520	kW.h
Pérd. totales de potencia	49	kW	Pérdidas totales de energía	1130	kW.h
% de pérdidas de potencia	3	%	% de pérdidas de energía	4	%
Potencia reactiva en	0	Ckva			
Potencia activa de	0	kW			
Potencia reactiva de	0	kvar			
Factor de potencia del	0.98				

Fig. 2.17 Resultado del flujo de potencia para demanda máxima TK-27.

En la figura 2.18, se representa el reporte para el circuito *TK-29*, correspondiente a la Subestación 4 Caminos. Se obtuvo en el horario de máxima demanda una potencia total activa de 385 kW, una potencia reactiva de 299 kVAc y un factor de potencia promedio de 0.94. La longitud total de los circuitos es de 8,93 Km, para un voltaje nominal de 13.8 kV y un voltaje real de 13.2 kV.

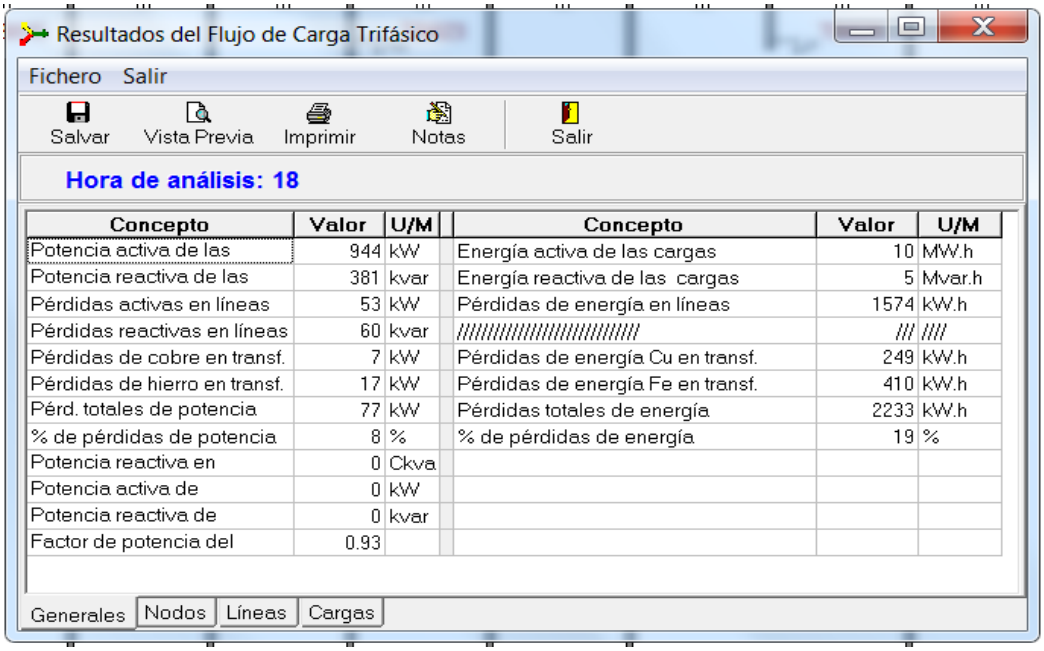


Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las	385	kW	Energía activa de las cargas	5	MW.h
Potencia reactiva de las	299	kvar	Energía reactiva de las cargas	7	Mvar.h
Pérdidas activas en líneas	1	kW	Pérdidas de energía en líneas	195	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	2	kvar	////////////////////////	///	////
Pérdidas de cobre en transf.	5	kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	357	kW.h
Pérdidas de hierro en transf.	19	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	456	kW.h
Pérd. totales de potencia	26	kW	Pérdidas totales de energía	1008	kW.h
% de pérdidas de potencia	6	%	% de pérdidas de energía	16	%
Potencia reactiva en	150	Ckva			
Potencia activa de	0	kW			
Potencia reactiva de	0	kvar			
Factor de potencia del	0.94				

Fig. 2.18 Resultado del flujo de potencia para demanda máxima, TK-29.

2.7.2 Flujo de potencia para demanda mínima.

Para el caso de mínima demanda en lo que corresponde la Subestación 4 Caminos se muestran los resultados en las figuras 2.19, 2.20, 2.21, 2.22, los resultados del flujo trifásico para los circuitos *TK-25*, *TK-26*, *TK-27* y *TK-29,* los cuales mostramos a continuación.

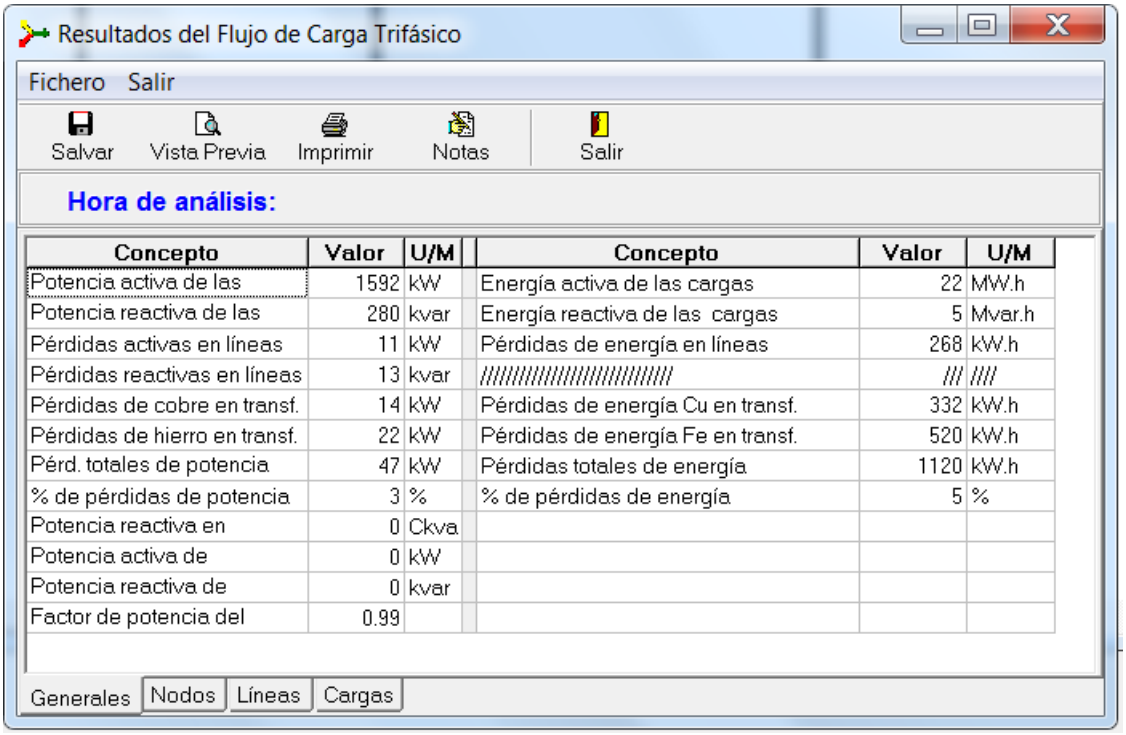


Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las	944	kW	Energía activa de las cargas	10	MW.h
Potencia reactiva de las	381	kvar	Energía reactiva de las cargas	5	Mvar.h
Pérdidas activas en líneas	53	kW	Pérdidas de energía en líneas	1574	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	60	kvar	////////////////////////	///	////
Pérdidas de cobre en transf.	7	kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	249	kW.h
Pérdidas de hierro en transf.	17	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	410	kW.h
Pérd. totales de potencia	77	kW	Pérdidas totales de energía	2233	kW.h
% de pérdidas de potencia	8	%	% de pérdidas de energía	19	%
Potencia reactiva en	0	Ckva			
Potencia activa de	0	kW			
Potencia reactiva de	0	kvar			
Factor de potencia del	0.93				

Fig. 2.19 Resultado del flujo de potencia para demanda mínima *TK-25.*

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las	1202	kW	Energía activa de las cargas	21	MW.h
Potencia reactiva de las	766	kvar	Energía reactiva de las cargas	14	Mvar.h
Pérdidas activas en líneas	4	kW	Pérdidas de energía en líneas	119	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	7	kvar	////////////////////////	///	////
Pérdidas de cobre en transf.	8	kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	233	kW.h
Pérdidas de hierro en transf.	25	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	606	kW.h
Pérd. totales de potencia	38	kW	Pérdidas totales de energía	958	kW.h
% de pérdidas de potencia	3	%	% de pérdidas de energía	4	%
Potencia reactiva en	0	Ckva			
Potencia activa de	0	kW			
Potencia reactiva de	0	kvar			
Factor de potencia del	0.85				

Fig. 2.20 Resultado del flujo de potencia para demanda mínima TK-26.



Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las	1592	kW	Energía activa de las cargas	22	MW.h
Potencia reactiva de las	280	kvar	Energía reactiva de las cargas	5	Mvar.h
Pérdidas activas en líneas	11	kW	Pérdidas de energía en líneas	268	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	13	kvar	////////////////////////	/// ////	
Pérdidas de cobre en transf.	14	kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	332	kW.h
Pérdidas de hierro en transf.	22	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	520	kW.h
Pérd. totales de potencia	47	kW	Pérdidas totales de energía	1120	kW.h
% de pérdidas de potencia	3	%	% de pérdidas de energía	5	%
Potencia reactiva en	0	Ckva			
Potencia activa de	0	kW			
Potencia reactiva de	0	kvar			
Factor de potencia del	0.99				

Fig. 2.21 Resultado del flujo de potencia para demanda mínima TK-27.

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las	338	kW	Energía activa de las cargas	5	MW.h
Potencia reactiva de las	322	kvar	Energía reactiva de las cargas	6	Mvar.h
Pérdidas activas en líneas	1	kW	Pérdidas de energía en líneas	197	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	2	kvar	////////////////////////	/// ////	
Pérdidas de cobre en transf.	5	kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	359	kW.h
Pérdidas de hierro en transf.	19	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	456	kW.h
Pérd. totales de potencia	26	kW	Pérdidas totales de energía	1011	kW.h
% de pérdidas de potencia	7	%	% de pérdidas de energía	17	%
Potencia reactiva en	150	Ckva			
Potencia activa de	0	kW			
Potencia reactiva de	0	kvar			
Factor de potencia del	0.90				

Fig. 2.22 Resultado del flujo de potencia para demanda mínima TK-29.

2.8 Teoría de evaluación de pérdidas.

Pérdidas No-Técnicas: En las grandes etapas de gestión de clientes que son: suministrar, identificar, medir, facturar y cobrar; se producen anomalías de diversos tipos y por causas diferentes, las que dan origen a pérdidas comerciales y pérdidas financieras, se agrupan bajo la denominación de pérdidas no técnicas.

Debido a que su existencia no obedece al normal proceso físico de transporte y suministro de energía, más bien debido a los errores y deficiencias que se producen durante el registro, facturación y recaudo de la energía consumida. Son las pérdidas calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Considerando el origen de las pérdidas, como criterio de clasificación, tenemos:

a) Por robo o hurto: realizado por personas que no tienen ningún trato ni contrato con la empresa concesionaria.

b) Por fraude: realizado por clientes de la empresa concesionaria con la finalidad de reducir su consumo real.

c) Por mala administración: corresponde a la energía no cobrada por problemas en la gestión administrativa.

- ✓ Causas que dan origen a las pérdidas No –Técnicas.

Cada una de las etapas de gestión de clientes encierra en sí defectos que son en su mayoría las causas de las PNT (pérdidas no técnicas). Estas causas en términos generales son las siguientes:

- Facilidad – fraude.
- Desorganización.
- Metrocontador defectuoso.

- Metrocontador inadecuado.
- Metrocontador traficado.
- Error de lectura.
- Error en la toma de datos.
- Determinación del monto facturado.
- Determinación de los consumos estimados.
- Problema de puesta al día del fichero de clientes.
- Problema de puesta al día de las tablas de fijación de tarifas.
- Falta de un calendario de facturación.
- Tratamiento de la facturación (retraso, regularidad).
- Circuitos de distribución defectuosos.
- Cliente desaparecido.
- Cliente insolvente.
- Pérdidas del pago.
- Pago mal orientado.
- Medios de pago inadaptados.
- Notificación de impagado.
- Asistencia inadaptada.

Pérdidas técnicas: Obedecen a las condiciones propias de las instalaciones, del manejo y transporte de la energía.

El concepto de "Pérdidas Técnicas", es inherente al proceso que se sigue para suministrar energía a un usuario punto de venta de energía. Como bien se sabe, en la naturaleza y en el campo tecnológico, no existe una máquina perfecta, ni un elemento capaz de funcionar u operar con una eficiencia de 100 %, lo que nos indica que las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución siempre existirán, pero que no deben sobrepasar los rangos aceptables de un óptimo funcionamiento.

Las pérdidas de energía, obedecen a la ocurrencia de una serie de fenómenos, provocados por los parámetros que caracterizan a las redes y subestaciones, por las características de los materiales y equipos empleados y por las condiciones de operación existentes en el entorno (medio ambiente: contaminación, lluvia, etc.). Dentro de éstos fenómenos podemos citar: el efecto Corona, efecto Joule, efecto de proximidad y las corrientes de circulación. Así, también la circulación de potencia reactiva por las redes, las reactancias de línea y susceptancias a tierra; que si bien es cierto son pequeñas, pero juntas incrementan los niveles de pérdidas.

Las redes subterráneas, a pesar de cumplir con la misma finalidad que las líneas aéreas, tienen un comportamiento diferente a éstas.

Esta diferencia está basada fundamentalmente en las condiciones de operación de las mismas y de las características de los materiales requeridos para tales condiciones; aspectos que influyen sobre las pérdidas técnicas, y por lo cual merecen un tratamiento y una metodología particulares.

La magnitud de las pérdidas estará en función de la carga a la que suministren como se conoce, la carga es de magnitud variable, y como las pérdidas están en función de la intensidad de corriente suministrada, entonces los valores de las pérdidas también variarán; siendo mayores en las horas de máxima demanda. También debemos considerar la naturaleza de la carga, que en la mayoría de los casos, es de carácter inductivo, lo que provoca un desfasaje del vector corriente, respecto al vector tensión. Debido al consumo de potencia reactiva, requerida por los aparatos que contienen elementos inductivos, necesarios para establecer corrientes de magnetización.

Los parámetros eléctricos: resistencia, inductancia y capacitancia; son los que nos permitirán cuantificar las pérdidas de potencia y energía; puesto que la resistencia oposición al paso de la corriente y la inductancia y capacitancia nos producen efectos reactivos conocidos como la reactancia inductiva y capacitiva respectivamente; y que juntos producen las pérdidas técnicas de energía.

Las pérdidas técnicas a su vez se pueden clasificar:

Por el tipo de pérdidas: Obedece a la parte y proceso del sistema donde se producen las pérdidas, así tenemos:

a) Pérdidas por transporte: producidas por la circulación de la corriente en las redes y conductores de las líneas de transmisión, subtransmisión y redes de s y secundarias.
b) Pérdidas por transformación: se producen en los transformadores de A y MT/BT y dependen de su eficiencia y del factor de potencia de la carga que alimentan.
c) Pérdidas en las mediciones: producidas en los equipos y aparatos utilizados para realizar las mediciones.

Por la causa de las pérdidas: se agrupan de acuerdo a tres causas, que son bien conocidas:

a) pérdidas por efecto Corona
b) pérdidas por efecto Joule
c) pérdidas por corrientes parásitas e histéresis.

2.8.1 Pérdidas técnicas en las líneas aéreas.

Las pérdidas en las líneas aéreas, se producen básicamente debido al efecto Joule, a la reactancia inductiva y al factor de potencia de carácter inductivo de la carga, que hace que circule potencia reactiva por las redes, incrementando de esta manera las pérdidas técnicas. La reactancia capacitiva es prácticamente nula debido a las longitudes pequeñas del recorrido de las líneas, como bien se conoce a menor longitud menor reactancia capacitiva. En el análisis consideramos la resistencia y la reactancia inductiva, como los parámetros que ayudaron a cuantificar las pérdidas. A continuación detallamos el método directo de evaluación de pérdidas, que está en funsión de los parámetros ya mencionados y de la corriente máxima, la caída de tensión y la longitud de los tramos.

Método directo:

Consideremos la expresión de la caída de tensión:

$$\Delta V = I * L(R\cos\varphi + Xsen\varphi) \qquad (2.1)$$

Dónde:

K → $R\cos\varphi + Xsen\varphi$ (2.2)

ΔV → Caída de tensión en voltios.

I → Intensidad de corriente en amperios.

L → Longitud en metros.

R → Resistencia de la línea Ohms /Km.

X → Reactancia de la línea en Ohms /Km.

cos φ → Factor de potencia activa.

sen φ → Factor de potencia reactiva.

El valor de la reactancia inductiva lo calculamos mediante la siguiente expresión:

$$Xl = 2\pi f\,(0.50 + 4.605 * Log_{10} DMG / RMG)10^{-4}\Omega / Km \qquad (2.3)$$

Dónde:

Xl → Reactancia Inductiva.

DMG→ Distancia media geométrica entre conductores m.

RMG → Radio medio geométrico.

El valor de la resistencia:

$$R_f = R_i(1 + \partial\Delta T) \qquad \Omega / Km \qquad (2.4)$$

Dónde:

Rcc → Resistencia en cortocircuito. A la temperatura de operación Ω/Km

R_{30^0C} → Resistencia en cortocircuito. A la temperatura de fabricación Ω/Km.

∂ → Coeficiente térmico, para el cobre duro = 0,00378/ ^0C para aleación de aluminio= 0,00360/ ^0C .

Sea la caída porcentual de un tramo:

$$\%\Delta V = \left[(V_1 - V_2)/V_1\right] * 100 \qquad (2.5)$$

Dónde:

$\%\Delta V \rightarrow$ Caída porcentual del tramo.

$V_1 \rightarrow$ Tensión al inicio del tramo en voltios.

$V_2 \rightarrow$ Tensión al final del tramo en voltios.

La pérdida de potencia está dado por:

$$P = R * I^2 * L \qquad (2.6)$$

De la siguiente ecuación tenemos la corriente:

$$I = \frac{\Delta V}{\left[L\left(R\cos\varphi + Xsen\varphi\right)\right]} \qquad (2.7)$$

Sustituyendo en la ecuación:

$$P = \frac{\left[R * \Delta V * I * L\right]}{\left[L\left(R\cos\varphi + Xsen\varphi\right)\right]} \qquad (2.8)$$

$$P = \frac{\left[100 * R * \Delta V * L * V_1 * I\right]}{\left[100 * V_1 * L\left(R\cos\varphi + Xsen\varphi\right)\right]}$$

$$P = \frac{\left[R * \Delta V * K_w * I\right]}{\left[100\left(R\cos\varphi + Xsen\varphi\right)\right]}$$

P → Pérdida de potencia en horas pico kW.

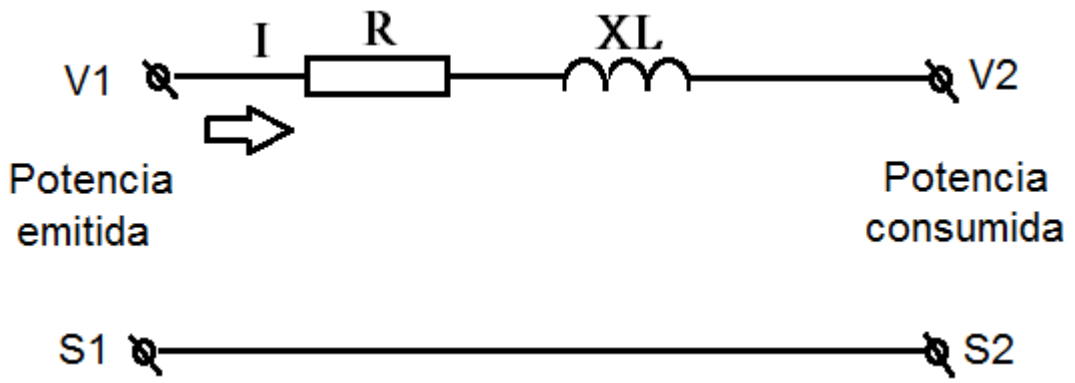
R → Resistencia eléctrica del conductor Ohms/km.

X → Reactancia eléctrica del conductor, Ohms/km.

ΔV → Caída de tensión porcentual del tramo.

kW → Carga consumida del alimentador.

V → Tensión en el punto inicial de entrega.



De donde:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{(R_l + R_c)}; P_2 = \frac{V_2^2}{R_c}; R_c = \frac{V_2^2}{P_2} \quad (2.9)$$

$$P_1 = \frac{V_1^2}{\left(R_l + \frac{V_2^2}{P_2}\right)}$$

Debido a la demanda resistiva (consumidores residenciales y comerciales),

Podemos afirmar que:

$$R_c >> R_l; R_l = 0 \quad (2.10)$$

Con esta condición tenemos:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{V_2^2} * P_2 \quad (2.11)$$

Finalmente obtenemos:

$$\%P' = \frac{P_1 - P_2}{P_1} * 100 \quad (2.12)$$

Dónde:

$\%P' \rightarrow$ Pérdida de potencia porcentual.

$P_1 \rightarrow$ Potencia emitida al alimentador en kW.

$P_2 \rightarrow$ Potencia consumida por el alimentador en kW.

2.8.2 Clasificación de las pérdidas según su variación.

Pérdidas fijas: son aquellas cuyas variaciones dependen en un segundo orden de la demanda, a tal punto de considerarles fijas, así tenemos:

a) Pérdidas por efecto Corona.

b) Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

Pérdidas variables: son aquellas que dependen de la variación de la demanda, así tenemos:

a) Pérdidas por efecto Joule.

2.8.3 Pérdidas totales en los Circuitos de distribución.

En las figuras 2.15 al 2.18 se muestran las pérdidas totales de potencia activa en una hora, siendo el total de las pérdidas de potencia activa y reactiva como se muestra en la siguiente tabla.

PERDIDAS TOTALES DE POTENCIA		
CIRCUITOS	**ΔP(kW)**	**ΔQ(kVAr)**
TK-25	85	68
TK-26	40	8
TK-27	49	14
TK-29	26	2
TOTAL	200	92

Tabla 2.1 Pérdidas totales de potencia activa y reactiva.

De forma general el total de pérdidas de energía para todos los circuitos es de 5 353 kWh, siendo al año una pérdida de energía 1 953,84 MWh. Estas pérdidas de energía son altas, lo que significa en cuestiones de generación un gasto de petróleo de 193 430.16 litros, esto significa un gasto en USD, teniendo en cuenta que el barril está a $110.57 USD, de $134 513,03 USD y en CUP $ 3 362 825.75 al año.

2.9 Pérdidas en los conductores.

Como sabemos, "Las pérdidas de potencia por el calor generado en los conductores, están en función del cuadrado de la corriente y de la resistencia efectiva que el conductor ofrece al paso de la corriente por efecto Joule". Esta resistencia efectiva deberá ser calculada a la temperatura de operación del conductor y tomar en cuenta los efectos de skin y de proximidad, según las condiciones de operación o instalación.

$$Pp = I^2 * R \qquad (2.13)$$

Dónde:

Pp → Pérdidas de potencia (W).

I → Corriente que circula en el conductor (A).

R → Resistencia efectiva.

Cálculo del efecto superficial:

$$Ys = \frac{X^4}{192 + 0.8 * X^4 s}; \qquad (2.14)$$

$$X^2 s = \frac{8\pi f}{R'} * 10^4 * Ks;$$

Donde:

f → Frecuencia del sistema en Hz.

R´→ Resistencia del conductor a la corriente directa corregida a la temperatura de operación en ohm/Km.

En la figura 2.15, 2.16, 2.17 y 2.18, se puede ver que existen grandes pérdidas de energía en las líneas cuando los circuitos se simulan para máxima demanda, para un total de 2 189 kWh al día, lo que vendría siendo una pérdida de energía al año de 798.98 MWh/año.

2.10 Pérdidas en los transformadores eléctricos.

Las pérdidas en los transformadores se pueden dividir en dos: las pérdidas en vacío (pérdidas en el hierro) y las pérdidas en carga (pérdidas en el cobre).

Las pérdidas en vacío se generan en el núcleo del transformador durante su funcionamiento e independientemente de la carga a que está sometido (es decir 24 h durante 365 días al año). Estas pérdidas son constantes y ocurren aun cuando el secundario del transformador esté a circuito abierto, es decir, sin carga.

Estas pérdidas pueden descomponerse en las siguientes componentes:

a) pérdidas por histéresis, b) pérdidas por corrientes turbillonarias, c) pérdidas Joule por corrientes de vacío, y d) pérdidas dieléctricas. De todas estas, las de mayor relevancia son las pérdidas por histéresis, las cuales tienen una participación del 50 al 80% en el total de pérdidas de vacío. Las mismas son causadas por la resistencia de las moléculas que conforman el núcleo magnético al ser magnetizadas y desmagnetizadas por acción de un campo magnético variable. Esta resistencia genera fricción entre las moléculas, resultando en pérdidas por disipación de energía calórico. En segundo orden de importancia y con una participación del 20 al 50 % se ubican las *pérdidas por corrientes turbillonarias*. Las mismas son causadas por corrientes inducidas en el núcleo creadas por el campo magnético variable, más precisamente en las láminas de material magnético que lo conforman.

$$WP_{Fe} = P_{Fe}(kW) * 8760(h) \qquad (2.15)$$

P_{Fe} : Pérdidas nominales del transformador en el hierro.

Las pérdidas en carga varían en función del cuadrado de la corriente (o sea que dependen del estado de carga y son variables). Pueden descomponerse en:

- Pérdidas en el cobre, también denominadas $I^2 * R$.
- Pérdidas por corrientes turbillonarias.

Ambas ocurren tanto en el bobinado primario como en el secundario del transformador, siendo las pérdidas en el cobre las de mayor incidencia en las pérdidas de carga, las cuales son causadas por la resistencia del conductor de cobre, que conforma los bobinados, al flujo de la corriente eléctrica.

La energía de pérdidas en carga de un transformador puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$WP_{CU} = P_{CU}(kW) * \left(\frac{S_{\max}}{S_n} \right)^2 * T_{eq}(h) \qquad [kWh] \tag{2.16}$$

P_{CU}: Pérdidas nominales del transformador en el cobre.

S_n: Potencia nominal del transformador en kVA.

$S_{\max}$: Potencia máxima a la que se carga el transformador en kVA.

$$T_{eq} = 8760 * Fperd \qquad [h] \tag{2.17}$$

T_{eq}: tiempo equivalente de pérdidas en horas (tiempo en el cual el transformador funcionando a plena carga produce las mismas pérdidas de energía en carga, que en condiciones normales, durante todo el año, T=365).

$$Fperd = 0.3 * F_C + 0.7 * F_C^2 \tag{2.18}$$

$$F_C = \frac{P}{P_{\max}} \tag{2.19}$$

Dónde:

Fc: factor de carga.

P: potencia media, (kW).

Es importante destacar que el tiempo equivalente de pérdidas presenta una estrecha vinculación con la forma de la curva de carga a la cual el transformador se encuentra sometido, es de vital importancia su conocimiento, a la hora de evaluar el rendimiento energético del mismo.

2.10.1 Pérdidas totales en los transformadores.

$$\Delta E_a = \Delta P'_{SC} T_0 + \Delta P'_{CC} K_C^2 T_t \qquad (2.20)$$

Dónde:

$\Delta P'_{SC} = \Delta P_{SC} + Kip * \Delta Q_{SC}$: Pérdidas referidas de potencia de los transformadores sin carga (kW). (2.21)

$\Delta P'_{CC} = \Delta P_{CC} + Kip * \Delta Q_{CC}$: Pérdidas referidas de potencia de los transformadores en cortocircuito. (2.22)

$Kc = \frac{\mathrm{Im}}{Inom}$: Coeficiente de carga del transformador. (2.23)

ΔP_{SC}: Pérdidas de potencia en vacío (pérdidas del núcleo ó pérdidas en el hierro del transformador).

ΔP_{CC} : Pérdidas de potencia de cortocircuito (pérdidas de potencia en el cobre de los devanados del transformador).

Kip : Coeficiente incremental de pérdidas de potencia activa.

T_0 : Número total de horas de conexión del transformador al sistema.

T_t : Número de horas de trabajo del transformador bajo carga. O tiempo de pérdida máxima.

$T_t = (0.124 + T_{\max} * 10^{-4})^2 * T_0$ (2.24)

Si el transformador durante el año (T = 8760 h) exige una cantidad de energía, igual a E, entonces trabajando solamente en régimen de consumo de potencia máxima Pmax el utiliza toda esta cantidad de energía en un tiempo:

$$T_{\max} = \frac{E}{P_{\max}} \quad (2.25)$$

$\Delta Q_{SC} = S_{nt} * \frac{I_{SC}\%}{100}$: Componente constante de la potencia reactiva del transformador en vacío (kVAR). (2.26)

$\Delta Q_{CC} = S_{nt} * \frac{U_{CC}\%}{100}$: Potencia reactiva demandada por el transformador a plena carga (kVAR). (2.27)

$I_{SC}\%$: Corriente de vacío, en por ciento.

$U_{CC}\%$: Tensión de cortocircuito, en por ciento.

S_{nt}: Potencia nominal del transformador (kVA).

Im: Corriente media (A).

I_{nt}: Corriente nominal del transformador (A).

Las pérdidas de energía reactiva se calculan de la siguiente forma:

$$\Delta E_r = S_{nt} \frac{I_{SC}\%}{100} T_0 + S_{nt} \frac{U_{CC}\%}{100} Kc^2 T_t \quad (2.28)$$

Para el cálculo de las pérdidas de potencia en transformadores de tres devanados se utiliza la siguiente expresión:

$$\Delta P_{tt} = \Delta P'_{SC} + \Delta P'_{CC1} K_{C1}{}^2 + \Delta P'_{CC2} K_{C2}{}^2 + \Delta P'_{CC3} K_{C3}{}^2 \quad (2.29)$$

Dónde:

$\Delta P'_{CC1}$: Pérdidas referidas de potencia en el devanado de alta tensión o primario.

$\Delta P'_{CC2}$: Pérdidas referidas de potencia en el devanado de media tensión o secundario.

$\Delta P'_{CC3}$: Pérdidas referidas de potencia en el devanado de baja tensión o terciario.

$K_{C1}{}^2, K_{C2}{}^2, K_{C3}{}^2$: Coeficiente de carga de estos devanados.

De acuerdo con el manual de operaciones de circuitos de la Unión Nacional Eléctrica se tienen las pérdidas promedio de los transformadores según su capacidad, estos valores fueron los mismos que se utilizaron en la programación de la herramienta computacional utilizada, el Radial 7.7. A continuación presentamos la tabla de pérdidas promedio de los transformadores.

Pérdidas promedio de los transformadores según su capacidad.					
Monofásico			Trifásico		
Potencia (KVA)	Pérdidas en el Hierro %	Pérdidas en el cobre %	Potencia (KVA)	Pérdidas en el Hierro %	Pérdidas en el cobre %
5	0,046	0,107	25	0,23	0,553
10	0,065	0,18	37,5	0,259	0,718
15	0,084	0,251	40	0,263	0,86
25	0,115	0,389	50	0,268	1,125
37,5	0,162	0,487	63	0,285	1,17
50	0,199	0,626	75	0,443	1,306
75	0,269	0,882	100	0,468	1,771
100	0,332	1,185	150	0,813	2,218
167	0,482	1,893	200	1,143	2,738
250	0,66	2,802	300	1,349	4,206
333	0,83	3,587	400	1,457	5,803
			500	1,484	6,883
			630	1,531	7,736
			750	2,237	9,925
			800	2,3	10,34
			1000	2,594	11,115
			1250	2,705	15,52
			1600	3,174	16,587
			2000	3,649	23,95
			2500	5,175	23,1
			3200	11,5	77
			10000	14,5	65
			25000	27	20

Tabla 2.3 Pérdidas en los transformadores según su capacidad.

Queda claro que las pérdidas en el hierro de los transformadores se mantienen constantes para diferentes regímenes de carga y son una función lineal del tiempo de conexión del transformador, mientras que las pérdidas en el cobre son una función cuadrática de la carga, o sea dependen del cuadrado del coeficiente de carga del transformador.

2.10.2 Pérdidas en los transformadores de los circuitos.

En las figuras 2.15, 2.16, 2.17 y 2.18, se muestran de igual forma las pérdidas en el hierro con un valor total de 1 992 kWh, las pérdidas en el cobre de 1 172 kWh, resultando estas en un año para las pérdidas en el hierro de 727 080 kWh/año y las pérdidas en el cobre de 427 780 kWh/año, lo que sería un total para las pérdidas en los transformadores de 1 154 860 kWh/ año. A continuación en la siguiente tabla, mostramos estos valores a los que hacemos referencia por circuitos.

PERDIDAS DE ENERGÍA EN kWh				
Circuito	**Fe(kWh)**	**Cu(kWh)**	**Li(kWh)**	**Total(kWh)**
TK-25	410	250	1599	**2259**
TK-26	606	232	119	**957**
TK-27	520	333	276	**1129**
TK-29	456	357	195	**1008**
Total(kWh)	**1992**	**1172**	**2189**	**5353**

Tabla 2.4 Pérdidas totales de energía en el hierro y cobre de los transformadores así como en las líneas.

2.11 Conclusiones.

Durante el desarrollo del presente capítulo, se modelan los circuitos, con la herramienta computacional Radial 7.7, donde se determinaron los flujos de potencia en diferentes regímenes de trabajo, para su máxima y mínima demanda, destacándose el cálculo de las pérdidas en los circuitos objetos de estudio, obteniendo las siguientes conclusiones.

- Las pérdidas totales de potencia en los transformadores son de 131,83 kW, siendo la pérdida de energía en un día de 3 164 kWh, al año significa una pérdida de energía de 1 154 860 kWh/año.

- Las pérdidas en las líneas son de 91,20 kW, provocando una pérdida de energía en un día de 2 189 kWh, siendo al año una pérdida de energía en las líneas de 798 985 kWh/año.

- Las pérdidas totales de potencia activa para las líneas y los transformadores son de 223,04 kW, lo que significa una pérdida de energía diaria de 5 353 kWh, siendo esta al año una pérdida de energía de: 1 953 845 kWh/año.

- Las pérdidas en los transformadores, representan el 59,1% de las pérdidas totales mientras que las pérdidas en las líneas representan un 40,9%.

- El circuito que tiene más pérdidas de energía en las líneas es el TK-25 con 19% de pérdidas.

- Las pérdidas en los circuitos de distribución, se clasifican en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Capítulo 3

Propuestas de Mejoras en los circuitos

Índice del Capítulo.

3.1 Introducción.
3.2 Enfoque sobre el análisis de las pérdidas de potencia en las líneas.
3.3 Posibles medidas aplicar para el mejoramiento de los circuitos de distribución.
3.4 Cambio en la sección transversal de los conductores.
3.5 Disminución de las pérdidas de potencia por reubicación de transformadores.
3.6 Instalación de Bancos de Condensadores.
3.7 Valoración económica.
3.8 Tiempo de recuperación de la inversión.
3.9 Valoración ecológica e impacto medio ambiental.
3.10 Conclusiones.

3.1 Introducción.

El objetivo de este capítulo consiste en evaluar las propuestas de mejoras, con el fin de disminuir los niveles de pérdidas técnicas en los circuitos de distribución correspondiente a la Subestación 4 Caminos del municipio Las Tunas. Se busca así ubicar a la Empresa Eléctrica por debajo del nivel exigido para el cual se proyecta la UNE en el año 2015 que son de un 8,2 % del total de Pérdidas Técnicas. Al final se hará la valoración económica para la implementación del trabajo de Investigativo.

3.2 Enfoque sobre el análisis de las pérdidas de potencia en las líneas.

Se muestra de forma sencilla, los parámetros en que se debe actuar para la disminución de las pérdidas de potencia y las caídas de tensión.

Analizando las fórmulas de las pérdidas de potencia activa y reactiva,

$$\Delta P = \mathrm{I}^2 R \qquad (3.1)$$

$$\Delta Q = \mathrm{I}^2 X \qquad (3.2)$$

Se observa que para disminuir las pérdidas, se puede lograr disminuyendo la resistencia, la reactancia y la corriente de la línea. Para la disminución a los dos primeros, basta con cambiar el calibre a los conductores donde la sección transversal de los mismos aumente y para disminuir la corriente, puede lograrse disminuyendo la potencia reactiva inductiva a través de la instalación de condensadores, aumentando la tensión de alimentación que puede ser a través del uso de una tensión mayor y actuando sobre el cambia taps de los transformadores, además de que algunas de las medidas mencionadas anteriormente para la reducción de la resistencia y la reactancia, pueden tener un efecto positivo en cuanto a esta última.

De forma similar observando la fórmula de la caída de tensión.

$$\Delta V = \frac{PR + QX}{V} \qquad (3.3)$$

Para disminuir la caída (ΔV) se logra disminuyendo la resistencia y reactancia de la línea, la potencia reactiva y aumentando la tensión de alimentación. A continuación en la

figura 3.1, se representa esquemáticamente el enfoque descrito anteriormente referente a la caída de tensión y la pérdida de potencia en un sistema eléctrico.

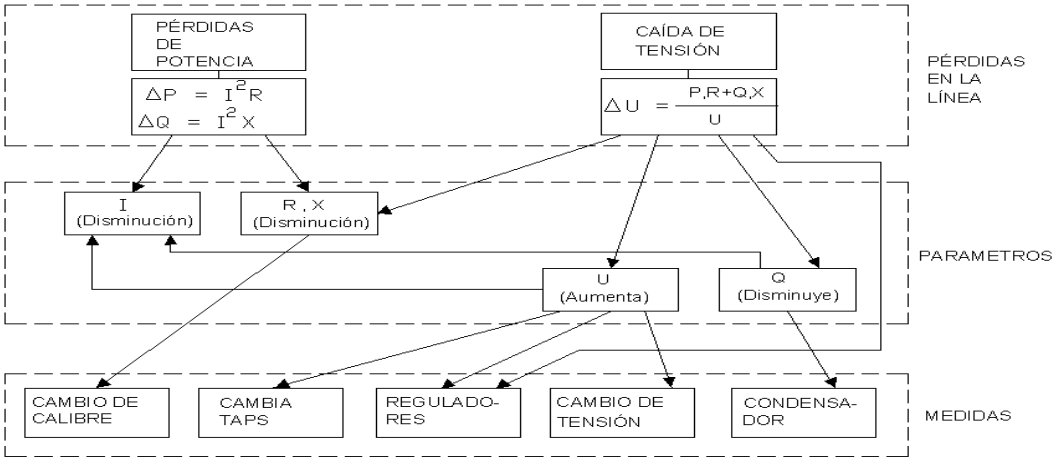


Fig. 3.1 Parámetros a regular en las pérdidas de potencia y caídas de tensión en las líneas.

3.3 Posibles medidas a aplicar para el mejoramiento de los circuitos de Distribución Primaria.

El análisis del estado de operación, en estado estable de un sistema eléctrico o del estudio del flujo de carga, se obtiene como resultado; la distribución de potencia activa y reactiva, las pérdidas de potencia en las líneas, transformadores y las tensiones en los nodos o barras del sistema. Producto a la variación constante de la carga puede ocurrir que determinados parámetros del sistema no estén dentro de los límites permisibles, fundamentalmente la tensión, de ahí que se deba controlar y regular adecuadamente. Se tienen conocimientos de que entre la tensión y la potencia reactiva existe una relación muy estrecha, por lo que se puede aprovechar ésta, en este proceso de control y regulación de la tensión y en la disminución de las pérdidas de potencia en la línea.

A continuación se muestran un grupo de medidas para el mejoramiento del estado de operación en los circuitos de Distribución Primaria.

- Cambio del calibre de los conductores.
- Uso de condensadores como medio, para aumentar factor de potencia.
- Uso de reguladores como medio de regulación de tensión.
- Ajuste del cambia taps de los transformadores.
- División de circuitos (nuevas subestaciones).
- Balance de fases.
- Empleo de mayores voltajes.
- Selección correcta para el cambio de transformadores subcargados y sobrecargados.

3.4 Cambio en la sección transversal de los conductores.

En este trabajo, por los resultados obtenidos se procederá al cambio de la selección de los conductores del alimentador para todos los circuitos, para contribuir así a la disminución de las pérdidas de potencia y por consiguiente a las pérdidas técnicas. Para la Distribución Primaria y Secundaria debe hacerse sobre la base de una consideración cuidadosa, por lo que hay que tener en cuenta varios factores:

La selección de los conductores se determina de acuerdo a.

- La corriente de carga aplicada.

- Caída de tensión.

- Elevación de temperatura dentro de los límites del aislamiento.

- Pérdidas de energía razonables permitida a lo largo de todo el conductor.

- Capacidad para soportar el calentamiento de los cortocircuitos.

- Capacidad de reserva para el crecimiento de carga.

- La resistencia mecánica del conductor.

- La facilidad de instalación y manejo.

Un conductor eléctrico, sea cable o alambre, de una sección transversal dada, puede soportar cierto valor de corriente máxima para una temperatura ambiental dada.

Las magnitudes de las corrientes por encima del valor especificado, pueden producir calentamientos tales que el conductor sufrirá serios daños en su envoltura aislante.
Por esta razón, es necesario seleccionar un conductor con determinada sección transversal mínima, de modo que pueda soportar, sin perjuicio, la magnitud de corriente deseada. Por otro lado, atendiendo a razones de carácter económico y práctico, no es aconsejable seleccionar conductores con un área extremadamente holgada.

Para la selección de los conductores se utiliza las siguientes ecuaciones:

$$Sc = \frac{1.73 * L * Inom * Cos(\varphi)}{\mathrm{Re} * Vp * V_L}; \qquad (3.4)$$

Dónde:

Sc: área seccional del conductor, en mm^2.

L: longitud del conductor en *m*.

Inom: corriente nominal en *A*.

Re: resistencia específica del conductor en Ω mm^2/m.

V_L: tensión nominal de línea, en *V.*

V*p*: caída de potencia máxima permisible, tomado normalmente como un 5% del valor nominal de la tensión de trabajo.

$Cos(\varphi)$ *:* Factor de potencia.

Hay que tener en cuenta, que los componentes principales del sistema de distribución primario, aéreo, es el conductor utilizado para el tronco y ramales primarios; los conductores aéreos utilizados están hechos de cobre o de aluminio. Un conductor de cobre, tiene menos resistencia que un conductor de aluminio del mismo tamaño. Los conductores de cobre y de aluminio son los más usados en la electricidad, el aluminio también es un buen conductor y además, tiene la ventaja de pesar menos y ser más barato; en la mayoría de las aplicaciones, no se utilizan conductores que sean sólo de aluminio, porque el aluminio tiene menos resistencia mecánica que el cobre. Por lo tanto, los conductores de aluminio suelen ser reforzados con cables de acero en su centro (ACSR) y (AC), estando los cables de aluminio enrollados a su alrededor, por lo que la intensidad es transportada por los cables de aluminio, mientras que los cables de acero facilitan el soporte mecánico.

La circulación de intensidad en cualquier conductor originará un calentamiento en el conductor. Este calentamiento se conoce generalmente como pérdidas por calentamiento o por efecto joule "I^2R", puesto que ésta es la fórmula de la pérdida de potencia (disipada en forma de calor), cuando la intensidad de corriente (I) circula a través de una resistencia (R). Con niveles altos de intensidad, la cantidad de calor generada en un conductor puede ser lo suficientemente alta como para recocerlo (reblandecerlo) y reducir su resistencia a la tracción. Como resultado aumentará la flecha en el conductor, quizás más allá de los límites aceptables para garantizar una distancia al suelo suficiente. Por consecuencia, se fijarán límites a la intensidad máxima que puede ser soportada por un conductor de un tamaño y un material determinado. Esta capacidad de transporte de intensidad se denomina "ampacidad".

De la expresión de las pérdidas por calentamiento "I^2R" se puede ver que, para una cantidad determinada de intensidad, estas son directamente proporcionales a la resistencia del conductor. Los conductores con resistencias inferiores generarán menos calor; por lo tanto serán capaces de soportar una mayor intensidad. A su vez, es inversamente proporcional al área de la sección del conductor. Al aumentar la sección del conductor, la resistencia disminuye y por consiguiente sus pérdidas también. La temperatura ambiente del aire, junto con la velocidad del viento, afectan también a la ampacidad de los conductores de cable desnudos aéreos. Temperaturas más bajas y velocidades más elevadas del viento tienden a enfriar el conductor y permitirán que circulen intensidades mayores. Es así, muchos diseñadores de sistemas eléctricos, elegirán un conductor más grande para reducir las pérdidas de potencia activa y las caídas de tensión, aunque el costo inicial de la instalación sea más elevado. El cambio de calibre queda económicamente justificado, si el ahorro que el cambio produce, compensa los cambios de la instalación; no resulta económico un cambio de calibre hasta que este no este sobrecargado de un 70 – 80% de su capacidad económica.

En el anexo 3 se indica una tabla para la correcta selección de conductores de cobre y de aluminio. En general los circuitos de distribución correspondiente al municipio de Las Tunas, poseen principalmente conductores del tipo ACSR 35, en su mayoría, por lo que se originan pérdidas técnicas en la energía de distribución debido a su sección transversal. En la actualidad se están realizando cambios de calibre en los circuitos del municipio, sustituyendo estos viejos conductores por conductores AAAC 78 y AAAC 150 los cuales son los nuevos conductores que ahora están entrando a la empresa.

Dado que en los circuitos, existen pérdidas de potencia, se procederá al remplazo del calibre ACSR 35, por el nuevo conductor entrante AAAC150, para así disminuir las pérdidas de potencia, teniendo en cuenta los aspectos antes mencionados. Al sustituir como se aprecia en las figuras 3.1 y 3.2 esos calibres, se disminuirán las pérdidas considerablemente. En las siguientes tablas se muestra el cambio de conductores por nodos y circuitos.

Cambio de conductores por circuitos					Cantidad de (Km)			Total
Circuitos	Nodo inicial	Nodo final	Conductor existente	Conductor cambiado	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
TK-25	No1	No159	ACSR35	AAAC150	1,3	3	10,5	14,8
TK-26	h995	lacteo	ACSR35	AAAC150	0,6	1,2	6,8	8,6
TK-27	h975	Cárnico	ACSR35	AAAC150	2,1	1,3	4,3	7,7
TK-29	No1	Tabaco	ACSR35	AAAC150	1,2	0,4	3,7	5,3
Total					5,2	5,9	25,3	36,4

Tabla 3.1: Cambio de conductores por nodos y circuitos.

3.4.1 Disminución de las pérdidas de potencia por cambio de la sección transversal de los conductores.

Luego de realizar los cambios de calibre propuestos, se procedió a la simulación del circuito en el Software profesional Radial 7.7 obteniéndose una reducción en las pérdidas de potencia de 85,29 kW que equivale al año, a una reducción de energía de 747 155 kWh ahorrando así por cuestiones de generación un total de $ 51 438,23 USD, y un ahorro de petróleo de 73 968.34 litros, en la tabla 3.2 se muestra la disminución de las pérdidas de energía por nodos y circuitos.

A continuación se muestra como varía significativamente las pérdidas de energía en los conductores, al realizar la simulación respectiva para los circuitos correspondientes a la Subestación 4 Caminos del municipio Las Tunas.

Disminución de las pérdidas totales de Energía					
Circuitos	**Dt-E (kWh) Antes**	**Dt-E (kWh) Después**	**Nodo inicial**	**Nodo Final**	**Ahorro al Año (kWh)**
TK-25	2259	1500	No1	No159	277035
TK-26	957	652	h995	lacteo	111325
TK-27	1129	678	h975	Cárnico	164615
TK-29	1008	476	No1	Tabaco	194180
Total	**5353**	**3306**			**747155**

Tabla 3.2 Disminución de las pérdidas totales de energía por nodos y circuitos.

Dónde: (*Dt-E)*- pérdidas totales de energía.

3.5 Disminución de las pérdidas de potencia por reubicación de transformadores.

Luego de realizar las simulaciones en el software Radia 7.7, y analizar la reelección de los transformadores, las pérdidas de energía disminuyen considerablemente producto a la potencia de fabricación, se aclara que esta mejora fue simulada solo para el 20% de los transformadores subutilizado, obteniéndose una reducción de 223 kWh, lo que significa al año un ahorro de 81 395 kWh y por conceptos de generación un ahorro de 8 057 litros de petróleo para un total de $ 5 603 USD y en CUP un ahorro de $140 075 MN. En la siguiente tabla se muestra dicho comportamiento en un escenario antes y después de la reubicación, como se muestra en la tabla 3.3.

	Dt-E (kWh) Antes		**Dt-E (kWh) Después**		**Ahorro al Año (kWh)**	
Circuitos	**Fe(kWh)**	**Cu(kWh)**	**Fe(kWh)**	**Cu(kWh)**	**Fe(kWh)**	**Cu(kWh)**
TK-25	410	250	354	265	20440	5475
TK-26	606	232	518	246	32120	5110
TK-27	520	333	410	349	40150	5840
TK-29	456	357	442	357	5110	0
Total	**1992**	**1172**	**1724**	**1217**	**97820**	**16425**

Tabla 3.3 Disminución de las pérdidas por reubicación de transformadores.

3.6 Instalación de Bancos de Condensadores.

Como se sabe, la función de los condensadores es compensar la demanda de potencia reactiva que requieran las cargas para su funcionamiento. La compensación no puede ser completamente igual a la unidad, porque esto implicaría que los generadores trabajarían con excitación muy baja, poniendo en peligro la estabilidad del sistema, la potencia reactiva circula desde los generadores a las cargas a través de transformadores y líneas; el factor de potencia más económico será mayor a medida que nos alejemos de las plantas generadoras; la subida de voltaje ocasionada por los condensadores no es de una magnitud tal que pueda ofrecer una solución favorable a aquellos circuitos con voltajes más críticos; las subidas apreciables solo se logran en líneas con relación $\frac{X}{R}$ >1 y con banco de condensadores grandes. La conexión y desconexión de muchos bancos se realiza automáticamente por señales de control de voltaje, circulación de potencia reactiva, circulación de corriente y por tiempo.

Los condensadores se deben retirar en las horas de mínima demanda y debe realizarse por dos vías fundamentalmente.

a) Instalación de grandes capacidades en las subestaciones atendidas, donde el operador es el encargado de su conexión y desconexión, este caso se da cuando se requiere controlar el voltaje en niveles superiores al de la distribución.
b) Mediante la instalación de bancos más pequeños en los circuitos de distribución primaria controlados automáticamente, se corre el riesgo de que su conexión y desconexión no coincidan con las necesidades del sistema.

La potencia activa que consume una carga trifásica es:

$$P = \sqrt{3} V_L \mathrm{I} \cos\varphi \qquad (3.5)$$

Se sabe que el valor del factor de potencia puede variar de 0 a 1. Por tanto, para mantener una potencia constante si el voltaje es constante solo puede variar el $\cos\varphi$ o la corriente (I). Esto trae por consecuencia que con un bajo valor de $\cos\varphi$, el valor de la corriente aumenta y por tanto las pérdidas de la línea aumentan también.

Igualmente ocurre con las caídas de tensión en la línea, dado que estas son directamente proporcional a la corriente (I).

Para mejorar el factor de potencia se puede realizar por dos métodos: mediante la instalación de banco de capacitores o con compensadores sincrónicos. Actualmente la instalación de banco de capacitores es el método más económico en los circuitos de distribución.

En la figura 3.2 se observa como con la instalación de bancos de condensadores se mejora el factor de potencia, y se eleva la tensión de la línea.

El cálculo matemático que rige el grafico de la figura 3.2 es el siguiente:

Primero debe conocerse la potencia activa, reactiva y aparente del circuito mediante la ecuación:

$$kVA^2 = kW^2 + kVAr^2(inductivo) \qquad (3.6)$$

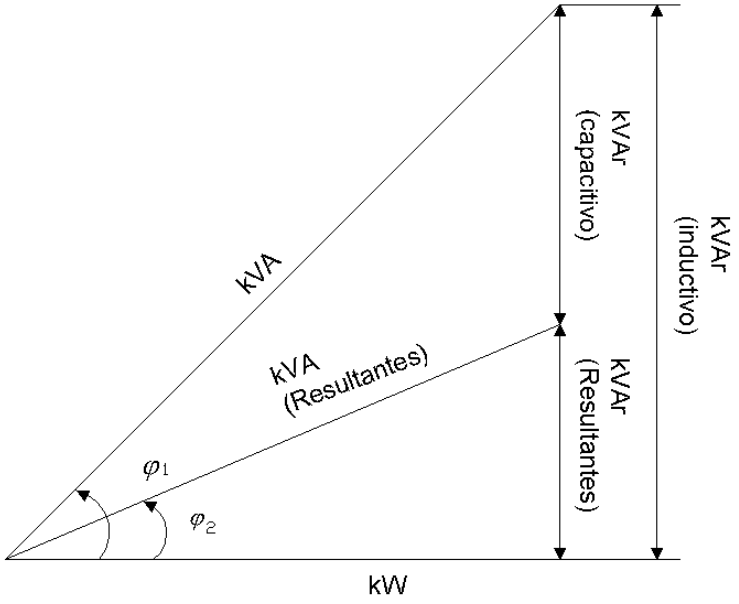


Fig. 3.2 Mejora del factor de potencia al introducir condensadores en la línea.

Para conocer la potencia reactiva capacitiva que mejore el valor del factor de potencia de $\cos\varphi_1$ a $\cos\varphi_2$ se utilizará la fórmula:

Como $\tan\varphi = \frac{kVAr\ (inductivo)}{kW}$ (3.7)

CkVAr = kVAr (inductivo) – kW tan φ_2 (3.8)

CkVAr = kW (tan φ_1 - tan φ_2) (3.9)

Dónde:

CkVAr : Potencia reactiva debida a los capacitores;

kVAr : (inductivo) potencia reactiva de la carga;

kW : Potencia activa de la carga; la que es invariable;

φ_1 : Ángulo del factor de potencia sin capacitores

φ_2 : Ángulo del factor de potencia con capacitores.

Se presentan varias desventajas cuando se instalan capacitores, pero éstas se reducen al mínimo cuando se instalan banco de capacitores automáticos, es decir, que se conectan y desconectan a estos automáticamente.

Para el caso del circuito TK-26, es recomendable hacer un estudio, para seleccionar la ubicación e instalación de uno o varios bancos de condensadores, pues como se refleja en la Fig. 2.23 y 2.26 se muestra el comportamiento del factor de potencia para su demanda máxima con un valor de 0.88 y para su mínima demanda de 0.79, hallando el promedio para estos dos regímenes de operación, podemos determinar que el factor de potencia promedio esta sobre 0.83. Este factor de potencia está un poco bajo, por lo que se hace necesario evaluar la instalación de condensadores, y ver así los resultados de su implementación.

A continuación de muestra una de las ecuaciones con la cual también se puede calcular el factor de potencia a partir de las potencias activas, reactivas y aparente.

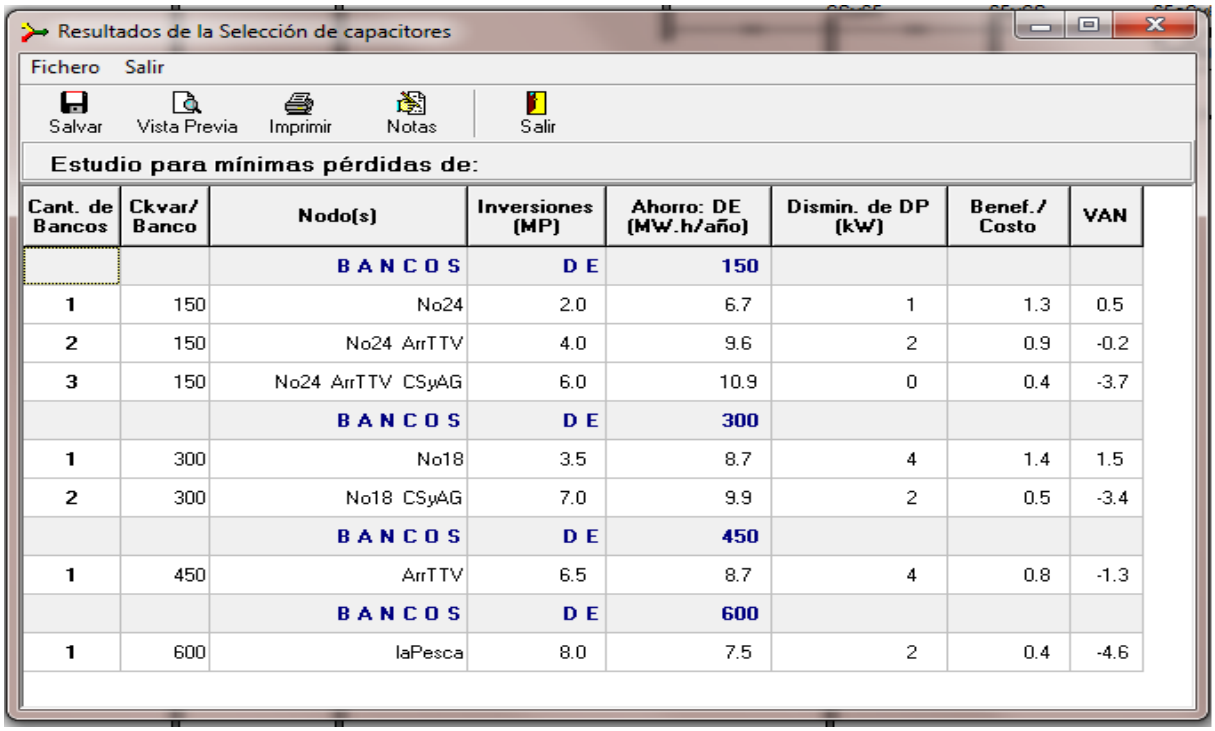
. $Cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{3}*U*I} = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} = \cos(\tan^{-1}(Q/P))$ (3.10)

3.6.1 Ubicación de los bancos de Condensadores.

Utilizando el programa Radial 7.7, se seleccionará la ubicación de los bancos de capacitores para el circuito TK-26, correspondiente a la subestación 4 Caminos, en sus respectivos nodos. Como se puede observar en la figura 3.3, el programa analiza 4 variantes, de ellas se escogerá la más conveniente.

- En la variante 1, se evalúa la instalación de tres sub-variantes, de ellas fueron escogidas las dos mejores, una ofrece la posibilidad de ubicar un banco de 150 kVAr, en el nodo No24, siendo la razón costo beneficio positiva. Se tendría, al mismo tiempo un ahorro de energía al año de 6.7 MWh. En el nodo No24 y ArrTTV, se evalúa la instalación de dos bancos de condensadores, con potencia reactiva de 150 kVAr, para un ahorro al año de 9.6 MW.h y una relación costo beneficio positiva, pero en este caso, menor que la instalación en el nodo No24.
- La variante 2, evalúa la instalación de dos sub-variantes, una siguiere la instalación de un banco de 300 kVAr, ubicados en los nodos No18. Esta variante es factible, ya que se ahorrarían un total de 8.7 MWh/año, además con 300 kVAc instalados el factor de potencia aumentaría hasta aproximadamente 0.98, según las respectivas simulaciones, siendo la razón beneficio costo (RBC) muy buena, con un valor de 1.4. En el nodo No18 y CS y AG se evalúa la instalación de dos bancos de condensadores de 300 kVAr, con un ahorro de energía de 9.97 MWh /año, pero la relación costo beneficio es muy baja.
- En la variante 3, se analiza la ubicación de un banco de condensadores con una potencia reactiva de 450 kVAc en los nodos ArrTTV. Con esta variante se ahorrarían 8.87 MWh/año, pero la razón beneficio costo es de 0.8, no es mejor que la segunda variante aunque su factor de potencia con 450 kVAc es de 0.99.
- La cuarta y última variante analiza la ubicación de 1 banco de 600 kVAc en el nodo La Pesca, esta variante ahorraría 7.5 MWh/año, pero no es muy factible pues la razón costo beneficio es de 0.4

Finalmente se toma la variante 2, por ser la más factible, pues esta contribuye a elevar el factor de potencia hasta valores cercanos a 0.98 y se logra un ahorro de energía bastante considerable, además de ser el mayor valor de RCB.



Cant. de Bancos	Ckvar/ Banco	Nodo(s)	Inversiones (MP)	Ahorro: DE (MW.h/año)	Dismin. de DP (kW)	Benef./ Costo	VAN
		BANCOS DE 150					
1	150	No24	2.0	6.7	1	1.3	0.5
2	150	No24 ArrTTV	4.0	9.6	2	0.9	-0.2
3	150	No24 ArrTTV CSyAG	6.0	10.9	0	0.4	-3.7
		BANCOS DE 300					
1	300	No18	3.5	8.7	4	1.4	1.5
2	300	No18 CSyAG	7.0	9.9	2	0.5	-3.4
		BANCOS DE 450					
1	450	ArrTTV	6.5	8.7	4	0.8	-1.3
		BANCOS DE 600					
1	600	laPesca	8.0	7.5	2	0.4	-4.6

Fig. 3.3 Variantes para la ubicación de los capacitores.

3.6.2 Disminución de las pérdidas por aumento del factor de potencia en el circuito.

Mediante la ubicación de los bancos de capacitores en los respectivos nodos, se logra reducir las pérdidas de energía en 8.7 MWh/año, lo que es equivalente a ahorrar 598,95 CUC al año, y 861,3 litros de petróleo, contribuyendo así con el desarrollo de la economía del país.

3.7 Valoración Económica.

3.7.1 Valoración económica de los conductores.

Para la evaluación económica se calculó lo que representa el cambio calibre de ACSR 35 por AAAC 150 en un tramo de 36.4 km, el precio actual del calibre AAAC150 es de 1405 USD/km. A continuación en la tabla 3.5 se muestra el costo total de lo que costaría comprar estos conductores.

Calibre	Cantidad (km)	Precio (USD)	Precio (CUP)
AAAC150	36,4	$51142,00	$1278550,00
Total	**36,4**	**$51142,00**	**$1278550,00**

Tabla 3.5 Costo de conductores en los circuitos.

Gastos de Salario del personal del cambio de los conductores:

Para evaluar los gastos relacionados con el montaje y ajustes, se estima un tiempo aproximado de 2 meses, y con la utilización de 19 trabajadores, entre más trabajadores al mismo tiempo estén trabajando, más rápido se hará la implementación de las propuestas, antes mencionadas, esto queda en dependencia de los líderes principales de la OBE correspondiente. A continuación se muestra la tabla 3.6, el gasto de salario del personal en el cambio de los conductores.

No.	Descripción.	Cantida	Costo diario(CUP)	Costo total (CUP)
1.	Técnico Superior.	1	$15,21	$943,02
2.	Técnico Medio.	1	$11,83	$733,46
3.	Electricista (Categoría B).	16	$10,8	$10713
4	Chofer	1	$10,5	$651
Total		19	48,34	13040,48

Tabla 3.6 Gastos de Salario del personal en el cambio de los conductores.

Por cuestiones de compra e instalación con el personal seleccionado, los gastos totales de los conductores son de $ 53 750.09 CUC.

3.7.2 Valoración económica de los condensadores.

Para la evaluación económica se calculó lo que representa la instalación de un banco de capacitores en el nodo No18 de circuito TK-26 correspondiente a la Subestación 4 Caminos, TK-26, con una capacidad de 300 kVAc. A continuación se muestra en la tabla 3.7 el precio para la compra del banco de condensadores.

Modelo del banco	Cantidad	Capacidad (kVAc)	Precio(USD)	Precio (CUP)
2RF3000	1	300	$2550,00	63750,00
Total	**1**	**300**	**$2550,00**	**63750,00**

Tabla 3.7 Valoración económica del banco de condensadores.

Gastos de Salario del personal de montaje:

Para evaluar los gastos relacionados con el montaje y ajuste, se estima un tiempo aproximado de 2 días, con la utilización de 4 trabajadores. En la tabla 3.8 se muestran los gastos de salario del personal en el montaje de los capacitores.

Tabla 3.8 Gastos de Salario del personal en el montaje de los capacitores.

No	Descripción	Cantidad	Costo diario (CUP)	Costo total (CUP)
1	Técnico Superior	1	$15,21	$30,42
2	Técnico Medio	1	$11,83	$23,66
3	Electricista (Cat. B)	2	$10,80	$21,60
4	Chofer	1	$10,50	$21,00
Total		**5**	**$48,34**	**$96,68**

Por cuestiones de compra e instalación con el personal seleccionado, los gastos totales del banco de capacitores son de $ 2 553.86 CUC.

Gastos de Salario del personal en el cambio de transformadores:

Para evaluar los gastos relacionados con el montaje y reajuste de los transformadores seleccionados, se estima un tiempo aproximado de 1 meses, y con la utilización de 13 trabajadores, entre más trabajadores al mismo tiempo estén trabajando, más rápido se hará la implementación de las propuestas, antes mencionadas, esto queda en dependencia de los líderes principales de la OBE correspondiente. A continuación se muestra la tabla 3.9, la cual refleja el gasto de salario del personal en el cambio de los transformadores.

No.	Descripción.	Cantidad	Costo diario (CUP)	Costo total (CUP)
1.	Técnico Superior.	1	$15,21	$456,30
2.	Técnico Medio.	1	$11,83	$354,90
3.	Electricista (Categoría B).	9	$10,80	$324,00
4	Operador de Grua.	1	$10,60	$318,00
5	Chofer	1	$10,50	$315,00
Tota		13	$58,94	$1768,2

Tabla 3.9 Gastos de Salario del personal en el cambio de los transformadores.

Por cuestiones de gastos del salario por pago al personal que efectuará los cambios de los transformadores se gastan $1 768.20 CUP, lo que equivale a $70.72 CUC.

Teniendo en cuenta, que al implementar el cambio de la sección de los conductores se ahorrarían $ 51 438.23 CUC por año y con respecto a la instalación del banco de condensadores junto a la reubicación de los transformadores se ahorran $ 6 501 CUC, se ahorraría al año un total de **$ 57 939.23 CUC,** para un costo total de la inversión en conductores, bando de condensadores y la fuerza de trabajo de **$ 56374.58 CUC.**

3.8 Tiempo de recuperación de la inversión.

El tiempo de recuperación de la inversión está dado por la relación entre la inversión total para llevar a cabo el proyecto y el ahorro que este ocasiona.

$$Ta = \frac{inversión}{ahorro}$$

$$Ta = \frac{56374.58}{57939.23} \qquad (3.11)$$

$$Ta = 0{,}97$$

La inversión realizada es totalmente factible pues el capital invertido se recupera en 0,97 años o sea en 11 meses y 6 días.

Si se logra aprobar el financiamiento para implementar los resultados de esta investigación, se logrará ubicar a la empresa, en un 7.87 % de las pérdidas técnicas de energía en el municipio de Las Tunas. A continuación se muestra la tabla 3.10 la reducción de pérdidas.

Tabla 3.10 Porciento de pérdidas de energía, en el Municipio, Las Tunas.

Pérdidas de energía	%	%
Subtransmisión	1,69	1,69
Distribución Primaria	3,44	2,48
Distribución Secundaria	3,7	3,7
Total	**8,83**	**7,87**

3.9 Valoración ecológica e impacto medio ambiental.

La energía eléctrica, no contamina cuando es consumida, pero su producción y distribución, causan impactos en el medio ambiente. Como se puede observar en la figura 3.4, al desarrollar los sistemas de energía eléctrica, se instalan líneas de distribución que ocupan grandes espacios y por su cercanía al terreno, conllevan a la desforestación ya que las líneas y los árboles no pueden estar ligados entre sí, pero al mismo tiempo, se hace necesario llevar la energía a cada lugar que se necesite en el país, por lo que recomendamos que a la hora de desarrollar un sistema de distribución, se trate de no dañar tanto la naturaleza, pues ahorrar energía, también significa conservar la naturaleza.

Fig. 3.4. Vista general de una línea de 13.8 kV.

3.10 Conclusiones.

En este capítulo, se realizó el análisis económico de la inversión, para tener el basamento a la hora de invertir, encontrando el beneficio o ahorro después de una rehabilitación en las líneas del sistema, dando una visión de cuanto puede ser el aporte económico, se determinaron las pérdidas en el circuito y su evaluación monetaria, el costo por concepto de inversión en el circuito y una valoración ecológica y social del trabajo en relación a los circuitos de Distribución Primaria.

- Al sustituir los conductores con calibre del tipo ACSR35, por los conductores AAAC150 en los tramos escogidos, se obtuvo un ahorro de energía de 30 186.96 MWh/año, disminuyendo considerablemente las pérdidas de energía técnicas.

- Se hace una comparación de cuatro variantes para la ubicación de los capacitores, siendo la variante 2 la más factible, debido a que se obtiene un factor de potencia aceptable. Al hacer los cambios y ubicar el banco de capacitores en el circuito de distribución, se logra un ahorro de energía de 8.7 MWh/año.

3.10.1 Conclusiones Generales.

Luego de haber concluido el desarrollo del Trabajo de Diploma, se llegó a la conclusión que:

- Las pérdidas totales de energía en los transformadores están alrededor de los 1153.4 MWh/año.

- Al realizar el cambio de calibre de los conductores se logra un ahorro de energía de 747.15 MWh/año,

- Al ubicar el banco de capacitores en el circuito de distribución, se logra un ahorro de energía de 8.7 MWh/año.

- Se logró ubicar a la empresa por debajo del nivel exigido, en cuanto a las pérdidas técnicas para el cual se proyecta la UNE en un 8,2 % para el año 2015, obteniéndose un 7.87%

- Si se implementa el proyecto que refiere el presente trabajo, la inversión total se recupera en solo 11.6 meses.

Recomendaciones.

Una vez concluido el presente trabajo de Diploma, se pasará a hacer referencia a las siguientes recomendaciones.

1. Continuar profundizando el estudio de todos los circuitos del municipio de Las Tunas, aprovechando las mediciones que brindan los dispositivos de protección y medición NU-Lec.

2. Una vez aprobado el financiamiento del proyecto llevar a cabo la realización del mismo para mejorar la calidad de los circuitos TK- 25, TK-26, TK-27 Y TK-29 correspondientes a la Subestación 4 Caminos del municipio Las Tunas.

3. Establecer mecanismos que permitan un estudio más profundo del comportamiento delo transformadores de distribución, para un buen programa sostenible de mejoras, pues la calidad del servicio, es el resultado de una atención continua al los circuitos de distribución.

Bibliografía:

1- Duran Salgado C., Mejoras en el circuito de distribución N°9 del municipio de Moa, 2010

2- Haug Ramírez C., Redes y Sistemas Eléctricos.

3- Leyva Elías R., Impacto de las mejoras eléctricas en el Consejo Popular del Narajal Municipio Mayarí, 2009.

4- Lobaina Espinosa D., Mejoras en el circuito de distribución N°6 del municipio de Moa, 2010

5- Padrón, A.; Borroto A., "Ahorro de energía en sistemas de suministro eléctrico". Material de Curso de Postgrado. Colegio Regional de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, Guayaquil, Ecuador. 2004

6- Percy Viego F., "Uso final de la Energía Eléctrica", Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente, Universidad de Cienfuegos, 2007.

7- Percy Viego F., "Uso final eficiente de la energía eléctrica". Texto para la Especialización en Eficiencia Energética. Universidad Autónoma de Occidente, Cali, Colombia, 2006.

8- Rodríguez Fortúnez, J., Predicción de la demanda y regímenes de explotación del circuito de distribución 21 de Moa, 2009.

9- http://biblioteca.universia.net Fecha de consulta. 16/05/13.

10- http://www.cec.cubaindustria.cu. Fecha de consulta. 23/04/13.

11- http://www.electricaweb.com Fecha de consulta. 23/05/13.

12- http://www.mitecnologico.com Fecha de consulta. 16/05/13.

Anexos:

Anexo -1 Tabla de demanda diária durante una semana TK-27.

Potencia (kW)							
Hora	**Lunes**	**Martes**	**Miércoles**	**Jueves**	**Viernes**	**Sábado**	**Domingo**
1:00	796	826	698	536	523	510	557
2:00	749	803	685	540	523	481	567
3:00	796	793	688	527	513	475	556
4:00	800	832	753	592	637	496	578
5:00	1114	1161	1089	1007	868	630	653
6:00	1178	1225	1195	1103	1018	839	797
7:00	846	938	876	844	1054	1022	1041
8:00	863	911	871	839	1101	1010	1023
9:00	918	903	937	833	1234	1001	1060
10:00	1080	1136	1059	1052	1383	1221	1215
11:00	1330	1290	1166	1240	1184	1386	1471
12:00	1100	1024	939	995	921	1111	1190
13:00	900	932	824	812	924	885	1000
14:00	985	986	868	795	1129	919	976
15:00	1101	1164	1024	999	1407	1086	1156
16:00	1260	1309	1367	1329	1569	1292	1426
17:00	1509	1536	1731	1644	1639	1546	1754
18:00	1681	1659	1704	1673	1448	1581	1504
19:00	1694	1542	1502	1511	1102	1585	1446
20:00	1444	1276	1137	1127	917	1200	1219
21:00	1319	1224	1028	1015	669	1044	1080
22:00	1136	1021	808	810	596	818	891

Anexos:

Anexo -2: Tabla de valores promedios de corriente, tensión y factor de potencia.

Hora	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)	Ie(A)	fp	Va(V)	Vb(V)	Vc(V)
1:00	31,57	22,00	26,57	6,43	0,79	13662	13758	13735
2:00	30,00	22,00	25,86	6,00	0,78	13635	13738	13711
3:00	30,14	22,14	26,43	6,14	0,78	13639	13729	13702
4:00	32,29	23,00	29,43	7,86	0,79	13571	13661	13639
5:00	46,43	32,00	40,57	11,43	0,81	13492	13598	13580
6:00	53,00	33,29	47,43	16,29	0,86	13583	13681	13662
7:00	46,29	31,71	41,71	11,43	0,89	13677	13793	13770
8:00	43,86	30,71	43,86	14,29	0,88	13706	13844	13798
9:00	45,71	31,86	45,14	13,86	0,84	13856	14007	13968
10:00	54,86	37,14	52,29	17,14	0,84	13773	13916	13874
11:00	61,14	41,14	57,71	17,71	0,87	13838	13968	13931
12:00	48,57	34,00	46,29	13,71	0,90	13795	13914	13883
13:00	42,57	29,86	39,57	12,43	0,88	13787	13887	13868
14:00	45,14	31,43	42,86	12,57	0,86	13956	14065	14051
15:00	53,86	39,14	49,71	15,43	0,87	13911	14073	14027
16:00	64,71	44,14	61,00	20,71	0,90	13873	14034	13989
17:00	78,57	49,29	74,57	29,71	0,92	13854	13999	13949
18:00	77,29	48,57	73,71	26,14	0,93	13784	13944	13887
19:00	72,86	44,71	66,14	22,00	0,91	13824	13987	13935
20:00	60,71	39,00	50,14	16,43	0,89	13594	13720	13685
21:00	53,14	33,00	45,43	14,00	0,85	13601	13712	13698
22:00	43,86	28,14	35,71	11,00	0,84	13637	13752	13721
23:00	36,57	24,14	29,57	9,14	0,81	13617	13759	13690

Anexos:

Anexo -3 Tabla para la selección de conductores

Tabla para la selección de conductores							
Sección Nominal mm^2	Espesor aisl. mm	Resistencia $20\ ^0C$ (Ohm/Km)	Intensidad admis. A régimen Permanente (A)			Caída de tensión VA/Km de línea (V)	
			Cable Enterr. a 25^0 C	Cable al aire en ambiente de		Cos φ = 0.8	Cos φ = 1
				30^0 C	40^0 C		
Cables de dos conductores de cobre							
4x1,5	0,8	12,1	25	17	15	20,87	25,93
4x2,5	0,8	7,28	34	24	21	12,55	15,56
4x4	1,0	4,56	45	32	28	7,89(8,87)	9,79
3x6/4	1,0	3,08	56	42	36	5,36(5,97)	6,58
3x10/6	1,0	1,83	75	58	50	3,21(3,55)	3,89
3x16/10	1,0	1,15	97	75	65	2,05	2,45
3x25/16	1,2	0,727	125	101	87	1,32	1,55
3x35/16	1,2	0,524	150	121	105	0.98	1,12
3x50/25	1,4	0,387	180	150	130	0,74	0,82
3x70/35	1,4	0,268	220	181	165	0,53	0,56
3x95/50	1,6	0,193	265	237	205	0,40	0,41
3x120/70	1,6	0,153	305	278	240	0,33	0,32
3x150/70	1,8	0,124	340	319	275	0,29	0,26
3x185/95	2,0	0,0991	385	365	315	0,25	0,21
3x240/120	2,2	0,0754	445	429	370	0,20	0,16
3x300/150	2,4	0,0601	505	493	425	0,18	0,12
Conductores de aluminio							
4x16	1,0	1,91	76	59	51	3,23	4,04
3x25/16	1,2	1,20	98	79	68	2,15	2,58
3x35/16	1,2	0,868	120	95	82	1,57	1,87
3x50/25	1,4	0,641	140	116	100	1,18	1,38
3x70/35	1,4	0,443	170	150	130	0,84	0,95
3x95/50	1,6	0,320	210	185	160	0,62	0,69
3x120/70	1,6	0,253	235	214	188	0,51	0,54
3x150/70	1,8	0,206	265	249	215	0,43	0,44
3x185/95	2,0	0,164	300	284	245	0,36	0,35
3x240/120	2,2	0,125	350	336	290	0,29	0,27
3x300/150	2,4	0,100	395	388	335	0,24	0,12
3x400/185	2,6	0,0778	445	446	385	0,21	0,17

Anexos:

Anexo -4: Datos de pérdida activa en el cobre (ΔP_C) con carga nominal; pérdida activa durante el trabajo en vacío (en el hierro) (ΔP_V); corriente en vacío (I_V) y tensión en cortocircuito (V_{CC}) de los transformadores monofásicos de acuerdo a su capacidad.

kVA	ΔP_V (kW)	ΔP_C (kW)	I_V (%)	V_{CC} (%)
5	0.046	0.107	8	10.5
10	0.065	0.18	8	10.7
15	0.084	0.251	8	10.7
25	0.115	0.389	8.1	10.7
37.5	0.162	0.487	8	8.2
50	0.199	0.626	8	7.2
75	0.269	0.882	7.2	8.3
100	0.332	1.185	10.5	12.3
167	0.482	1.893	8	10.8
250	0.66	2.802	8.2	10.9
333	0.83	3.587	7.3	8.4

Anexos:

Anexo 5: Dispositivo de protección y Medición (NU-Lec).

Anexos:

Anexo 6: Dispositivo de protección y Medición (NU-Llec).

Anexos:

Anexo 7: Subestación 4 Caminos.