ISMMM
INSTITUTO SUPERIOR
MINERO METALÚRGICO DE MOA
Dr. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ

Ingeniería Eléctrica
Facultad de Metalurgia Electromecánica
Instituto Superior
Minero Metalúrgico de Moa

Trabajo de Diploma

En opción al título de Ingeniero Eléctrico

Título: Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria (TJ-95) de Jesús Menéndez.

Autor: Ever Reyes Pérez.

Tutor: Ing. Yetsy Silva Cala

Consultante: Ing. Roberto Cruz Pérez

" AÑO 58 DE LA REVOLUCIÓN"

MOA – 2016

ISMMM
INSTITUTO SUPERIOR
MINERO METALÚRGICO DE MOA

Declaración de autoridad

En decisión conjunta, el autor Ever Reyes Pérez, el tutor Ing. Yetsy Silva Cala y el consultante Ing. Roberto Cruz Pérez. En decisión conjunta, certificamos como nuestra propiedad intelectual este Trabajo de Diploma con el título: “Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria (TJ-95) de Jesús Menéndez”, donde 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 firmamos la presente a los ---- días del mes de ---del --------

_____

Firma del Diplomante.

Ever Reyes Pérez

_____ _____

Firma del tutor.

Ing. Yetsy Silva Cala

Firma del consultante.

Ing. Roberto Cruz Pérez

Agradecimientos

A todos aquellos que han contribuido a mi formación profesional.

A mi familia, quienes siempre valoran mi esfuerzo por continuar superándome en la vida.

A mis amigos y compañeros de estudio.

A Técnicos y la Dirección de la UEB Menéndez por brindarme su apoyo y datos actualizados.

A mi tutor Ing: Yetsy Silva Cala

A todos, muchas gracias.

Dedicatoria

A Dios, por haberme dado la vida y bendecirme con mi familia.

A mis padres José e Idania, mi esposa Lisandra e hijo Ever y a mis hermanos gracias a ustedes he alcanzado esta meta, siempre están presentes en cada paso que doy.

A todos mis familiares por el apoyo y cariño brindado.

ISMMM
INSTITUTO SUPERIOR
MINERO METALÚRGICO DE MOA

FRASE

"Los hechos por sí solos nada explican si la inteligencia no los examina y fecunda"

José Martí

Tabla de Contenido

Índice

Resumen. 1
Summary. 2
INTRODUCCIÓN GENERAL. 3
Situación Problemática. 4
Problema. 4
Objeto de estudio. 4
Campo de acción. 4
Hipótesis 4
Objetivo general. 4
Objetivos específicos. 4
Tareas de trabajo. 5
Métodos de la investigación. 5
CAPITULO I. MARCO TEÓRICO 6
1.1 Introducción: 6
1.2 Trabajos Precedentes: 6
1.3 Caracterización de la UEB Eléctrica de Jesús Menéndez 9
1.4 Caracterización del objeto de estudio 10
1.5 Componentes de un Circuito de Distribución. 11
1.5.1 Selección de conductores. 12
1.5.2 Transformadores. 14
1.5.2.1 Transformadores de distribución. 14
1.6 Pérdidas de energía eléctrica. 15
1.6.1 Pérdidas Técnicas. 15
1.6.1.2 Causas de las pérdidas Técnicas. 16
1.6.2 Pérdidas no Técnicas o Comerciales. 18
1.6.3 Pérdidas en Conductores. 19
1.6.4 Pérdidas en Transformadores. 20
1.7 Conclusiones. 22
CAPÍTULO II: Diagnóstico y Caracterización del sistema. 23
2.1 Introducción. 23

2.2 Dispositivos Nu-Lec. 23
2.2.1 Mediciones históricas. 25
2.2.2 Interfaz con computadora. 26
2.3 Determinación de la potencia del circuito. 26
2.4 Levantamiento de cargas 28
2.5 Descripción del software utilizado (RADIAL) 30
2.5.1 Principales características del Radial 30
2.5.2 Edición de circuitos en Radial 32
2.5.3 Otras facilidades de Radial 34
2.6 Esquema monolineal del Circuito de Distribución Primaria de Jesús Menéndez 34
2.7 Corrida del flujo de carga 36
2.8 Método Ruso para el cálculo de las pérdidas de energía eléctricas. 38
2.8.1 Cálculo de las pérdidas de energías en el circuito. 38
2.9 Método de la densidad económica de corriente (Jec). 39
2.10 Análisis de los componentes eléctricos del circuito. 40
2.10.1 Conductores. 40
2.10.2 Transformadores. 42
2.11 Conclusiones 45
CAPÍTULO III: Propuesta de Variantes Técnico – Económicas. 46
3.1 Introducción. 46
3.2 Variantes para Disminuir las Pérdidas de Energías Eléctricas. 46
3.2.1 Variante #1 Conversión Total de Voltaje del circuito de Jesús Menéndez de 4.16 kV a 13.8 kV. 47
3.2.2 Variante #2 Cambio parcial del calibre de los conductores y el reajuste de la potencia instalada en el circuito. 48
3.3 Resultados de las variantes propuestas. 51
3.3.1 Variante #1. 51
3.3.2 Variante #2: 53
3.4 Valoración económica: 55
3.4.1 Valor Actual Neto. 58
3.4.2 Tasa Interna de Retorno. 59
3.4.3 Tiempo de recuperación de las inversiones (Ta). 60

3.5 Impacto medio ambiental. 62
3.6 Conclusiones. 63
CONCLUSIONES GENERALES 64
RECOMENDACIONES 65
BIBLIOGRAFÍA 66
ANEXOS

Resumen.

En este trabajo se muestra la necesidad de implementar un conjunto de medidas para reducir al máximo los niveles de pérdidas que existen actualmente en el circuito (TJ-95), municipio Jesús Menéndez. Se definen las pérdidas eléctricas y su clasificación. Se actualizó el monolineal del circuito haciendo un levantamiento de cargas realizando un diagnóstico del circuito determinando los niveles de pérdidas presentes en el circuito así como el por ciento de la caída de tensión en el peor nodo del circuito. Se obtiene el gráfico de carga para un día típico y el consumo de energía para el último trimestre del año 2015. Se proponen variantes técnico – organizativas para reducir los niveles de pérdidas de la red. Es de vital importancia ya que se logra tener una mayor disponibilidad de la capacidad instalada y minimiza los gastos operativos para un mismo beneficio social y económico de consumo de electricidad.

Summary.

In this work the necessity is shown of implementing a group of measures to reduce to the maximum the levels of losses that exist at the moment in the circuit (TJ-95), municipality Jesús Menéndez. They are defined the electric losses and their classification. The monolineal of the circuit was upgraded making a rising of loads carrying out a diagnosis of the circuit determining the levels of present losses in the circuit as well as the percent of the fall of voltage in the worst node in the circuit. The load graph is obtained for a typical day and the energy consumption for the last trimester of the year 2015. They intend technical variants - organizational to reduce the levels of losses of the net with It is of vital importance as it achieves higher availability of installed capacity and minimizing operating expenses for the same social and economic benefit of electricity consumption.

INTRODUCCIÓN GENERAL.

El estudio de los circuitos de distribución es de gran importancia. Razón por la cual este trabajo, consiste en realizar un estudio minucioso de los circuitos de distribución, que permitirá la mejora de las redes eléctricas logrando así mejoras en las condiciones generales de la instalación eléctrica primaria, para favorecer a todos los usuarios miembros del SEN, así como la reducción de las pérdidas técnicas del municipio Jesús Menéndez.

No podemos estar ajenos a que la crisis energética está presente en todo el planeta ya que esto está ligado a la escasez del petróleo, pues este recurso no renovable es el principal portador energético en la generación eléctrica. La electricidad no es una fuente de energía primaria, pero constituye la forma de energía indispensable para poder utilizar las grandes fuentes de energía primaria en beneficio de la sociedad. La eficiencia en generación en los Sistemas Eléctricos según estadísticas mundiales está entre un 30 - 60 %. Las Unidades generadoras consumen entre 1 - 7 % de su producción. Para distribuir la electricidad se producen pérdidas entre un 5-30 % de la electricidad a la salida de los generadores. El gobierno cubano en el año 2006, aprobó la implementación de la Revolución Energética. Uno de sus objetivos, era la reducción de las pérdidas técnicas de energía eléctrica, por lo que garantizó el financiamiento de las mejoras en las redes e instalaciones del Sistema Electro energético Nacional (SEN). Como resultado de la Revolución Energética y los grandes esfuerzos de la Revolución Cubana, por obtener una sociedad con una mejor calidad de vida, se ha realizado un grupo de cambios en las redes de distribución debido a la introducción de efectos electrodomésticos, que incrementaron los consumos de energía eléctrica en horario pico, lo cual puede ser atenuado por la disminución de las pérdidas de energía en los circuitos de distribución.

Situación Problemática.

En el municipio Jesús Menéndez existen circuitos de distribución eléctrica con baja cálida de energía y bajo nivel de tensión (4.16kV). De los cuales en el circuito (TJ-95), se hace necesario un análisis del comportamiento de las variables que actúan en el proceso de distribución de energía que permita proponer medidas técnicas y organizativas que conlleven a la reducción de las perdidas eléctricas en forma general.

Problema.

Altos niveles de pérdidas técnicas y caída de voltaje en el circuito (TJ-95) del municipio Jesús Menéndez.

Objeto de estudio.

Red de distribución primaria (TJ-95) de Jesús Menéndez

Campo de acción.

Reducción de pérdidas técnicas en el circuito (TJ-95).

Hipótesis.

Si se desarrolla un análisis del comportamiento real de las variables eléctricas y no eléctricas que rigen el circuito a 4,16kV de Jesús Menéndez (TJ-95) proponiendo un conjunto de medidas técnicas- organizativas es posible lograr la reducción de un porciento de pérdidas considerables asociadas a este circuito.

Objetivo general.

Reducir las pérdidas de energía eléctrica a través de medidas técnico-organizativas en el circuito (TJ-95) a 4,16kV de la localidad de Jesús Menéndez.

Objetivos específicos.

1. Caracterizar el sistema de distribución del circuito y analizar el mono lineal actual.

2. Verificar del comportamiento energético concerniente a las pérdidas eléctricas del sistema a través del software Radial y proponer variantes técnicas y organizativas que conlleven a la reducción de las pérdidas.

3. Comparar resultados referentes al nivel de pérdidas y realizar una valoración técnica económica.

Tareas de trabajo.

1. Sistematización de los conocimientos, y teorías relacionadas con el objeto de estudio.
2. Recopilación de información sobre circuitos de distribución de energía eléctrica.
3. Evaluación de las pérdidas en las condiciones actuales del sistema.
4. Proposición de medidas técnicas y organizativas para disminuir las pérdidas eléctricas.
5. Evaluación de las pérdidas luego de haber desarrollado la conversión del voltaje en el sistema.
6. Análisis económico de las variantes escogidas

Métodos de la investigación.

- Método de investigación documental y bibliográfica para la sistematización del conocimiento y teorías relacionadas con el objeto de estudio.
- Método de investigación Experimental para describir y caracterizar el objeto de estudio.
- Modelación y Simulación mediante empleo del software Radial para el cálculo de las pérdidas técnicas en el circuito de distribución primaria de Jesús Menéndez.
- Análisis y Síntesis: para el análisis del comportamiento de las redes de distribución primaria en los circuitos (TJ-95) de Jesús Menéndez, el estudio de los antecedentes y los trabajos realizados anteriormente.

CAPITULO I. MARCO TEÓRICO

1.1 Introducción:

En este capítulo, se desarrollará la base teórica-metodológica del presente trabajo, se realizará un estudio de los trabajos precedentes, con el propósito de analizar todo lo referente al tema. Describiendo el objeto de estudio y se especificando los conceptos fundamentales a tener en cuenta para la realización del trabajo y la perspectiva de los resultados para su futura aplicación.

1.2 Trabajos Precedentes:

Para la confección y realización de este Trabajo de Diploma investigativo, se analizaron diversos materiales relacionados con circuitos de distribución de la energía eléctrica, como fueron Tesis, libros, materiales facilitados por la Organización Básica Eléctrica (OBE) del municipio de Jesús Menéndez, así como en Internet, los cuales de alguna manera reflejan contenido esencial acerca de la reducción de pérdidas en los circuitos de distribución primaria de energía eléctrica.

Durán Salgado, C D de 2010, proyecta la caracterización y modelación de las cargas, en el circuito de distribución N 0 9 de Moa, para determinar una mejora en la calidad del suministro eléctrico y reducir las pérdidas de energía en dicho circuito, proponiendo dos variantes con el objetivo de reducir al máximo estas pérdidas.

Leyva Elías R.A, de 2009, lleva a cabo una evaluación de impacto de interrupciones y pérdidas en el circuito de Mayarí 2, el mismo tiene como objetivo evaluar el impacto de las mejoras eléctricas en las redes de distribución primaria y secundaria, hace referencia a la configuración de las redes eléctricas existentes en el país, las características fundamentales del circuito, analiza los principales consumidores de energía eléctrica, así como el nivel de interrupciones a los clientes, los flujos de cargas y las corridas en el software

radial antes y después de la rehabilitación. Por último, en el capítulo 3 hace un análisis de los resultados obtenidos por la parte económica y de las medidas llevadas para la disminución de las pérdidas de energía eléctrica en el circuito.

Laurencio Matos C, de 2005, desarrolla un análisis de las pérdidas eléctricas en los circuitos de Moa, teniendo como objetivo establecer la influencia de los factores de mayor incidencia en los diferentes circuitos del Municipio, que permita perfeccionar el trabajo de organización o de planificación y la disminución racional de los recursos existentes.

En el trabajo de Lobaina Espinosa D., Moa 2010. 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.

Miranda B.H, de 2004, realiza un estudio para la disminución de las pérdidas de energía en el municipio Sagua de Tánamo, proponiendo demostrar la factibilidad de continuar la conversión del circuito 11 a 13,2kV apoyándose de las posibilidades de enlace con el circuito 12 utilizando la variante de mayor aporte entre las diversas posibles con aporte económico en las condiciones actuales de ambos circuitos.

En el trabajo de Miguel Casí Céspedes, Jesús Menéndez 2015[12]. Se realizó un estudio de las condiciones de explotación del Sistema Eléctrico de Distribución, con el objetivo de determinar cómo se distribuye la energía y cómo influyen las pérdidas técnicas y la reconfiguración del sistema eléctrico de distribución del municipio.

En la Revista 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.

En el trabajo de Rodríguez Fortunas J., Moa 2009. 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.

Suárez Galindo D de 2010, realiza un análisis de todos los circuitos de distribución primaria del municipio de Mayarí, sin plantear una situación problémica, ni el problema de la investigación De los 11 circuitos existentes en ese año con distribución primaria 4,16kV, cuatro de ellos eran los que presentaban mayores problemas en cuanto al nivel de pérdidas pero en su estudio no analiza cual es la causa de esas pérdidas, pasando directamente a la conversión de tensión de los dos que mayor problemas presentaban (Felton y el Purio) quedando fuera los otros dos correspondientes al de Guerrita y Levisa, con un alto por ciento de pérdidas de energía eléctrica en su distribución.

1.3 Caracterización de la UEB Eléctrica de Jesús Menéndez

El municipio Jesús Menéndez, situado al Este de la provincia Las Tunas, por el Este limita con la provincia de Holguín; al Sur con la provincia de Granma y Golfo de Guacanayabo; por el Oeste con el municipio Puerto Padre; y al Norte con el Océano Atlántico.

Su extensión territorial es de 637,38 km 2 representa el 9,7 % del área total de la provincia con una población de 50 815 habitantes, una densidad de población de 79.7 habitantes/km 2, la población rural del municipio asciende a 37163 habitantes y la urbana a 13652, en el territorio existen 73 asentamientos.

El total de viviendas del municipio es de 22141 de las cuales hay electrificadas por todas las fuentes 20023, de ellas el SEN le presta servicio a 15872, por uso de planta 184, por tendederas 3967, faltan por electrificar 2118 viviendas,

La infraestructura eléctrica es la siguiente:

Líneas a 33 kV de 122.45 km.

Líneas a 13.2 kV de 158.15 km.

Líneas a 4.16 kV de 86.63 km.

Total de líneas a 13.2kV y 4.16 kV de 244.79 km.

En el municipio existen 2 circuitos a 33 kV que alimentan 10 subestaciones de distribución, con un total de 15 circuitos, 5 son a 4.16kV y 11 a 13.8 kV. Los circuitos de 4.16kV tienen un total de 6185 clientes que representan el 47.7 % del total de la UEB, con una extensión de 127 km. Existe un ingeniero que atienden el Departamento Ingeniería de Distribución, además de atender otras tareas del Centro de Operaciones. Cuentan con 3 computadoras para el trabajo de ingeniería de distribución.

1.4 Caracterización del objeto de estudio

El circuito SE Poblado, el Batey de la UEB Eléctrica de Jesús Menéndez se identifica con el código TJ-95, con tensión nominal primaria de 4.16 kV, alimentándose a través del interruptor H950 desde la subestación Poblado y por medio del desconectivo H951 ubicado en la subestación, la cual cuenta con un Nulec que, a su vez, este se alimenta por alta con el desconectivo 6201. En esta subestación se convierte de 33 kV a 4.16 kV mediante un transformador reductor de 2500 kVA. Existen en el circuito un total de 77 transformadores instalados, para una potencia de distribución equivalente a 2932.5kVA. Las líneas primarias de este circuito están constituidas por conductores trenzados de aluminio ACSR35y AAAC78 cuya longitud aproximada es de 39.8 km. El circuito se extiende a lo largo de gran parte de la zona urbana del municipio con cerca de 2671 clientes entre residenciales y estatales. El cual parte de la subestación que se muestra en la Figura 1.1.

Figura 1.1 Subestación Poblado

1.5 Componentes de un Circuito de Distribución.

Un circuito de distribución está formado por diferentes elementos que en su conjunto posibilitan la distribución de energía eléctrica a los respectivos consumidores. Para que esta energía pueda llegar a su destino, se necesita la interconexión de varios elementos, algunos debido a sus características de configuración y funcionamiento en las redes, traen consigo una serie de pérdidas asociadas a ellos, los cuales serán analizados posteriormente:

- Postes
- Crucetas
- Aisladores
- Transformadores
- Conductores

1.5.1 Conductores.

Material conductor óptimo.

El cable de conexión representa el componente indispensable para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes bloques que integran un Sistema Eléctrico. Resulta inevitable que parte de esta energía se pierda en forma de calor, ya que la resistencia eléctrica de un conductor nunca es nula. El material más indicado para la fabricación de un cable conductor representa un compromiso entre un bajo valor de resistividad y el costo del mismo, el cobre ofrece hoy en día la mejor solución, ya que cumple con los principales factores que se tienen que tener en cuenta para una buena selección como son el material, su flexibilidad y la configuración así sea circular compacta, anular u otros (Ver Anexo2)

1.5.1.1 Resistencia de un conductor.

La resistencia eléctrica de un material conductor está dada por la expresión:

$$R = (\rho . L) / A \qquad 1.1$$

Donde ρ (rho) representa el valor de resistividad lineal (W*m), L es el largo del conductor (m), y A es el área de la sección del mismo (mm^2). El valor de ρ depende de dos variables: el material conductor y la temperatura de trabajo que éste alcanza. La expresión (1.1) indica que para un dado material conductor y temperatura (ρ constante), si el valor del área A permanece constante, el valor de la resistencia aumenta con su longitud. De igual manera puede deducirse que si ρ y L permanecen fijos, la resistencia del conductor se reduce si el área de su sección aumenta. La mayoría de los cables utilizados en instalaciones eléctricas tienen una sección circular como se muestra en la (Figura 1.2). Cuando el área del conductor aumenta, también lo hace su diámetro. Por lo tanto, para una dada longitud, un aumento en el diámetro significa una menor caída de voltaje en el cable (menores pérdidas de energía), pero un mayor costo (más volumen por unidad de longitud).(3)

Figura 1.2 Conductores de cobre.

1.5.1 Selección de conductores.

En la figura anterior se muestra un conductor utilizado en distribución de media tensión. En general la selección de conductores depende además del nivel de tensión a utilizar, de las cargas que debe alimentar, por lo que se plantea que al seleccionar los conductores es relativo a los consumidores y su curva de carga, se debe poseer la información de los mismos para realizar el cálculo de las

corrientes circulantes por los elementos de la red y así obtener por algunos métodos la sección de dichos conductores. Esta sección debe cumplir con ciertas exigencias mínimas en cuanto a su capacidad en ampere, su sección (f) debe ser mayor o igual que la necesaria para soportar la corriente nominal.(Ver Anexo 4)

$$Fec \geq F_{Nom.Carg}$$

Dónde:

Fec → Sección de los conductores

También se debe tener en cuenta las exigencias relativas a los esfuerzos o tensiones mecánicas a las que estará sometido el conductor una vez tensado por los equipos correspondientes por lo cual debe cumplirse que:

$$Fec \geq F_{Nom.Mecan}$$

Existen tablas para cada caso donde se puede obtener la información de acuerdo a la selección que se tenga realizada de un conductor.

Es igualmente importante contar con el factor calentamiento, es decir el paso de una corriente por un conductor provoca pérdidas calóricas (efecto joule) que elevan la temperatura del mismo; es obligado chequear la tolerancia del conductor seleccionado y su tolerancia máxima de soportar corrientes debido a sobrecargas o cortocircuito, por diferentes causas:

$$Fec \geq F_{Nom.sobreCarg}$$

Existe según el caso, también la consideración de los factores de correcciones para el caso en que las temperaturas a las que se encuentran los conductores no sean las del medio ambiente, 25° C en general; también si es el caso de cables soterrados, etcétera.

1.5.2 Transformadores.

Los transformadores usados en los circuitos de distribución pueden ser de una potencia regularmente grande, como los utilizados en las subestaciones y otros de potencia más pequeña como los instalados en los postes tanto en zonas urbanas como rurales.

Los transformadores para circuitos trifásicos pueden obtenerse de dos maneras.

- Tomando tres transformadores monofásicos y conectándolos en un grupo trifásico.
- Fabricando un transformador trifásico que consiste en tres juegos de devanados enrollados sobre un núcleo común.

1.5.2.1 Transformadores de distribución.

Se denominan transformadores de distribución, generalmente a los transformadores de potencias iguales o inferiores de 500 KVA y de tensiones iguales o inferiores a 67 000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes, con aplicaciones típicas como alimentar a residencias, edificios, almacenes públicos, talleres, centros comerciales, cooperativas, etcétera. (Ver Anexo 1)

Características generales: Se fabrican en potencias normalizadas desde 5 hasta 1000 kVA y tensiones primarias de 13.8, 15, 25, 33 y 35 kV. Están diseñados para instalación monoposte en redes de electrificación suburbanas monofilares, bifilares y trifilares, con otras tensiones primarias de 4.16, 7.6, 13.2 y 15 kV. En redes trifilares se pueden utilizar transformadores trifásicos o como alternativa 3 monofásicos. (Ver Anexo 3)

- Se construyen en otras tensiones primarias según especificaciones particulares del cliente. Se proveen en frecuencias de 50-60 Hz. La

variación de tensión se realiza mediante un conmutador exterior de accionamiento sin carga.(18)

1.6 Pérdidas de energía eléctrica.

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, además de las condiciones de operación existentes en su entorno (17)

Clasificación.

Las pérdidas de energía eléctrica se pueden clasificar en:

- Pérdidas Técnicas
- Pérdidas no Técnicas o Comerciales

1.6.1 Pérdidas Técnicas.

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, pero que sin embargo pueden ser reducidas a valores aceptables según planes establecidos para dicho efecto. Las pérdidas técnicas se presentan principalmente por la resistencia de los conductores que transportan la energía desde los lugares de generación hasta llegar a los consumidores.

Existen las pérdidas de transmisión de alto voltaje (efecto corona) y las pérdidas en las líneas de distribución (efecto joule) dentro de las ciudades, pueblos y áreas rurales (distribución primaria y secundaria), así como también pérdidas en los transformadores de las subestaciones y de distribución (pérdidas por corrientes parásitas e histéresis).

A partir de las curvas de carga de los componentes del sistema y las pérdidas de potencia se pueden estimar las pérdidas de energía. Para lograr esto, la información requerida es voluminosa y en muchos casos la empresa no la tiene

disponible, lo cual dificulta en parte la realización de la determinación de las pérdidas técnicas, la información requerida debe incluir la descripción de la red.

1.6.1.2 Causas de las pérdidas Técnicas.

a) Pérdidas por efecto Corona: La descarga de corona alrededor de una bobina de alta tensión.

El efecto corona es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de halo luminoso a su alrededor. Dado que los conductores suelen ser de sección circular, el halo adopta una forma de corona, de ahí el nombre del fenómeno. El efecto corona está causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión de la línea. En el momento que las moléculas de aire se ionizan, éstas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire. Tal circulación producirá un incremento de temperatura en el gas, que se tornará de un color rojizo para niveles bajos de temperatura, o azulado para niveles altos. La intensidad del efecto corona, por lo tanto, se puede cuantificar según el color del halo, que será rojizo en aquellos casos leves y azulado para los más severos.

b) Pérdidas por efecto Joule.

Cuando una corriente eléctrica atraviesa un conductor isotérmico, hay una generación de calor. Este efecto ocurre debido a la transferencia de energía eléctrica a través del conductor por un proceso análogo al rozamiento.

La ley de Joule enuncia que:

El calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente.

$Q = I^2 * R * t$ (Watts)

Las pérdidas por efecto joule se manifiestan principalmente en:

- Calentamiento de Cables.
- Calentamiento de bobinas de los transformadores de distribución.

c) Pérdidas por Corrientes Parásitas e Histéresis.

Existe una potencia que sirve exclusivamente para magnetizar el núcleo de los transformadores, esta potencia no tiene otra aplicación práctica, por lo que se considera como pérdida en la imantación del núcleo del transformador y es llamada pérdidas por histéresis. Por otra parte, los equipos eléctricos están formados por pedazos de conductor que se mueven en un campo magnético o están situados en un campo magnético variable, dando lugar a corrientes inducidas que circulan por el volumen del conductor, estas corrientes se denominan de Foucault y son corrientes que generan 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:

- Pérdidas por Efecto Corona.
- Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

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

- Pérdidas por Efecto Joule.

1.6.1.3 Factores que inciden en las pérdidas técnicas.

De estudios realizados sobre pérdidas de energía a empresas eléctricas, se ha tenido como resultado que en la parte de distribución y concretamente la que

corresponde a baja tensión es donde se tiene el mayor porcentaje de pérdida debido a factores que influyen en estas y se muestran en la figura 1.3.

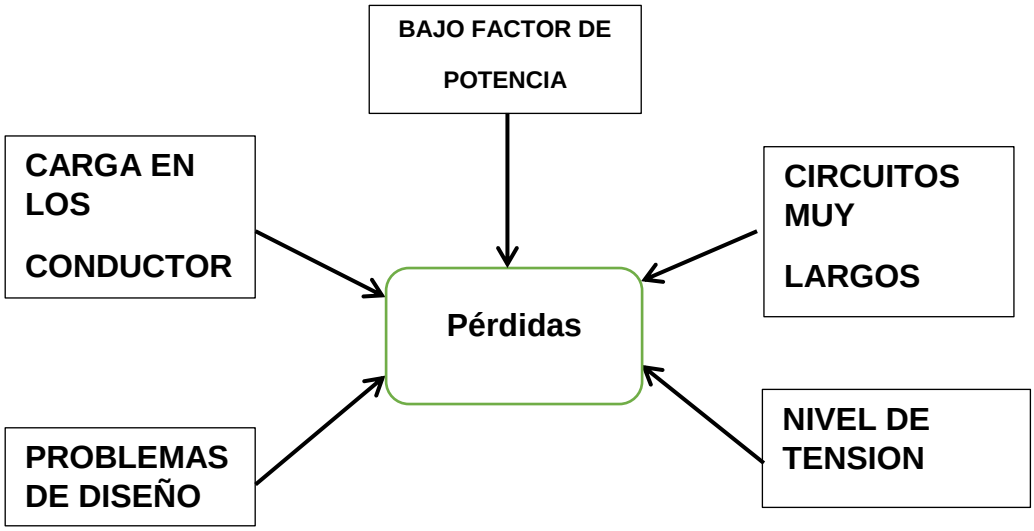


Figura 1.3: Pérdidas de energía

Estos factores inciden en las pérdidas y cabe señalar que al reducir las pérdidas en distribución se descargará todo el resto del sistema de transporte de esta energía.

1.6.2 Pérdidas no Técnicas o Comerciales.

Las empresas deben llevar registros precisos de la energía que se genera y suministra a los usuarios a fin de cobrar la energía que estos consumen, pero por ciertas razones no se tiende a falsear en la exactitud de los registros de los consumos, lo cual representa pérdidas para la Empresa. Así la diferencia entre la energía que fue entregada a los usuarios y la energía facturada por la empresa determina las pérdidas totales, que incluye las pérdidas originadas por la distribución y no las técnicas.

Entre las pérdidas técnicas y las no técnicas se tiene una diferencia fundamental que a continuación exponemos:

Las pérdidas técnicas representan un verdadero detrimento de energía desde el punto de vista físico; es energía que no puede ser utilizada de ninguna manera y cualquier medida que permita reducirla representa un beneficio para la empresa.

Las pérdidas no técnicas por otra parte representan la energía que está siendo utilizada para algún fin, pero por la cual la empresa no recibe pago alguno. Para las finanzas de la empresa esto es un perjuicio. Se puede ver que las pérdidas no técnicas se producen básicamente por el robo de energía y por deficiencias administrativas, algunos ejemplos de deficiencias administrativas y legales son:

- Clientes conectados al sistema legalmente, pero que no se les cobra puesto que no están incluidos en el sistema de facturación.
- Clientes con medidores defectuosos que no han sido reemplazados porque no se tienen repuestos, personal disponible o vehículos.
- Clientes que están subfacturados porque la instalación no es correcta o porque la empresa no les ha colocado el medidor **(Acometida sin medidor (Empate directo))**
- Errores de precisión en los medidores y en los procedimientos de información **(Mediciones y lecturas inexactas).**

En cuanto al robo, estos se pueden agrupar en dos clases.

1. Los clientes que roban energía reducen el consumo que se les factura mensualmente.

2. Los clientes roban energía debido a que la misma no está disponible para ellos en forma legal por falta de una campaña de comercialización adecuada.

1.6.3 Pérdidas en Conductores.

$$P = R * I^2 * L \qquad 1.3$$

Si se considera la expresión de la caída de tensión por el Método directo como:

$$\Delta V = I * L(R\cos\varphi + X\sin\varphi) \quad 1.4$$

Se tiene que:

$$I = \frac{\Delta V}{[L(R\cos\varphi + X\sin\varphi)]} \quad 1.5$$

Sustituyendo en la ecuación tenemos que:

$$P = \frac{R*\Delta V*I*L}{[L(R\cos\varphi + X\sin\varphi)]} \quad 1.6$$

Donde:

P → Pérdida de potencia en Horas pico (kW)

R → Resistencia eléctrica del conductor (Ohms/km)

L → Longitud de la línea (km)

X → Reactancia eléctrica del conductor, (Ohms/km)

ΔV → Caída de tensión en voltios, (V)

φ cos → Factor de potencia activa.

φ sen → Factor de potencia reactiva.

1.6.4 Pérdidas en Transformadores.

Las pérdidas en los transformadores están constituidas por las pérdidas en el hierro y en el cobre, considerándose constantes las pérdidas en el hierro y variable las pérdidas en el cobre. La energía en pérdidas de carga (Pcu) de un transformador puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$WP_{CU} = P_{CU}(kW) * \left[\frac{S_{max}}{S_n}\right]^2 * T_{eq}(h)[kWh] \quad 1.7$$

Donde:

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.

$$T_{eq} = 8760 * Fperd[h] \quad 1.8$$

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=8760).

$$Fperd = 0.3 * F_c + 0.7 * {F_c}^2 \quad 1.9$$

$$F_c = \frac{Pm}{P_{max}} \quad 1.10$$

Donde:

$Fperd$: Factor de pérdidas.

F_c: factor de carga.

Pm: potencia media, (kW).

P_{max} : Potencia Máxima (kW

Las pérdidas de energía en el núcleo (P fe) de un transformador son creadas por el campo magnético en las láminas del material magnético que lo conforman, con su tiempo de operación, es decir:

$$WP_{Fe} = P_{Fe}(kW) * 8760(h) \quad \text{(kWh/año)} \quad 1.11$$

Las pérdidas totales de energías en transformadores se pueden calcular aproximadamente:

$$\Delta W_t = n * \Delta P_X * 8760 + \frac{1}{n} * \Delta P_K \left(\frac{S_m}{S_{nom}}\right)^2 * t \quad \text{(kWh/año)} \quad 1.12$$

Dónde:

ΔW_t : Pérdidas de energía en los transformadores

n : # De transformadores iguales trabajando en paralelo

ΔP_X : Pérdidas de Vacío

ΔP_K : Pérdidas con carga

S_m : Carga máxima total en el año

S_{nom}: Potencia aparente nominal de un transformador

t: Tiempo de operación

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

Estas pérdidas se pueden considerar aproximadamente constante para los transformadores que posean la misma potencia.

Nota: Si los transformadores no son de la misma potencia, su cálculo es individual y luego se suman.

1.7 Conclusiones.

Durante el desarrollo del presente capítulo

1. Se desarrolló un análisis de los trabajos precedentes acerca del tema a tratar.

2. Se caracterizó el objeto de estudio (Circuito de distribución primaria de Jesús Menéndez TJ-95).

3. Se explicó de manera detallada y precisa algunos aspectos referentes a los sistemas de distribución primaria de la energía eléctrica, así como todo lo referente a las pérdidas de energía en los sistemas de distribución primaria.

CAPÍTULO II: Diagnóstico y Caracterización del sistema**.**

2.1 Introducción.

El objetivo básico de este capítulo, consiste en el análisis, diagnostico, caracterización y la modelación del circuito objeto de estudio correspondiente al municipio de Jesús Menéndez. Esto pudo ser posible partiendo de las mediciones tomadas en el circuito de Distribución Primaria, a través de los dispositivos de protección y medición NU-Lec. La modelación se realizará con la ayuda del Software Radial para así obtener la información deseada acerca de los parámetros eléctricos del sistema.

2.2 Dispositivos Nu-Lec.

La incorporación de los dispositivos de protección y medición (Nu- Lec) en la salida del Transformador principal del circuito de distribución, el estudio de las principales variables eléctricas que poseen una influencia directa en nuestro caso investigativo en el ámbito de las pérdidas técnicas. El comportamiento de los datos obtenidos permitió enfocarnos en el procedimiento para mejorar la calidad de la energía ya que la información obtenida conlleva a un mejor funcionamiento de las redes eléctricas y contribuye al ahorro energético, dado que facilita la operación, propicia el ahorro de tiempo y combustible al permitir actuar sobre las redes sin necesidad de trasladarse físicamente al lugar y ayuda 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, en la Figura 2.1 se muestra uno de estos dispositivos ubicados en nuestro campo de acción.

Figura 2.1Dispositivo de protección y Medición (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 10A a 12.500A para medición y protección.

El dispositivo de control se conecta al sistema para que registre cada cierto tiempo los parámetros eléctricos en la red, estos parámetros serán comparados con valores de referencia, y en caso de grandes diferencias (causadas por fallas) acciona los interruptivos (parte de fuerza del Nu-Lec), la cual cumple también un papel muy importante, pues tiene que ser capaz de soportar la corriente que demande la carga e incluso la corriente en caso de averías (desconectar y conectar con carga) y no es más que un sistema de interrupción por medio de gas de Hexafloruro de Sodio (SF 6) contenido en un tanque de acero inoxidable perfectamente sellado, esto asegura un buen funcionamiento y bajo mantenimiento de los interruptivos durante un largo tiempo. La operación se realiza por medio de resortes activados por un motor, mediante un sistema de cableado completamente aislado que conecta la parte de control con la parte de fuerza. Estos dispositivos brindan además los valores reales de magnitudes

como tensión, corriente, potencia, frecuencia por cada fase permitiendo visualizarlos en el momento, así como guardar un historial de las lecturas, es capaz además de ser operado desde el puesto de mando sin la necesidad de la presencia física del operador, para esto cuenta con un equipo de radio, el cual recibe y envía distintas señales (códigos) que le permiten la comunicación bidireccional puesto de mando-relé digital.

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 el panel de control en la Figura. 2.2, donde el operador tiene acceso, para ver el comportamiento de las variables eléctricas medidas.

Figura. 2.2 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.

La versión Moderado, posee una ventilación reducida y es utilizada donde las temperaturas raramente superan los 40 C° y ocasionalmente descienden por debajo de los -5° C, con un límite inferior de -15 C°.

2.2.2 Interfaz con 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 en la Figura. 2.3.

Figura. 2.3 Interfaz con Computadora.

2.3 Determinación de la potencia del circuito.

Para las redes de transmisión, subtransmisión y distribución primaria, se logra establecer la potencia máxima de carga de cada red, a partir de las mediciones con que cuenta cada una de ellas, incluyendo las redes primarias que a partir del 2005 fueron equipadas en su mayoría con modernos interruptores (Nu-Lec)

que garantizan tanto la protección como la medición de las potencias que estos entregan a la red.

Realizando un estudio y análisis de las mediciones tomadas en el período de un año (2015), se tomó un muestreo de diferentes horarios de cada mes, se calculó el promedio utilizando el software del paquete de Microsoft Office, Excel, el cual se reflejan en el anexo (5).

Tomando en cuenta estos valores se observa que el valor de mínimo consumo se manifiesta en la hora 1, perteneciente a la 1 de la madrugada con valor de 906 kW, y con el mayor valor de demanda comprendido entre las 6 horas hasta las 8 horas de la noche, oscilando entre los 1519.7kW hasta 1533.4 kW de potencia activa. En la figura 2.2 se observa el comportamiento de la Potencia Activa (P), Potencia Reactiva (Q) y la Aparente (S) para los diferentes horarios en un día típico las cuales se representan en la figura 2.4.

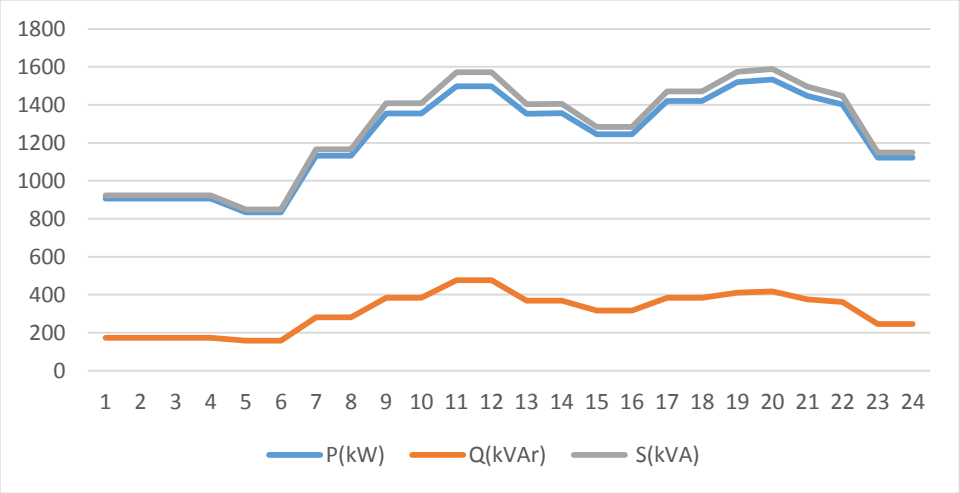


Figura 2.4 Comportamiento de la potencia en el circuito de Jesús Menéndez.

A continuación, se observa el comportamiento de la energía en el último trimestre del año 2015, mostrando la energía total que entró al circuito, la facturada por la Empresa, así como la diferencia entre ellas y el por ciento que estas representan en el circuito.

Tabla #1: Comportamiento de la energía en el último trimestre año 2015.

Energía/mes	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Suministrada (MWh)	1022.753	987.514	1057.016	3067.279
Facturada (MWh)	899	870	927	2696
Diferencia (MWh)	123.753	117.514	130.016	371.279
Por ciento (%)	12.1	11.9	12.3	12.1

2.4 Levantamiento de cargas

Después del levantamiento de las cargas en el circuito de Jesús Menéndez, debido a que se han realizado varias modificaciones en la red de distribución eléctrica, tanto primaria como secundaria. Teniendo en cuenta que ha surgido un elevado incremento de cargas en el área residencial se tomaron en cuenta algunos aspectos que a continuación se muestran:

- Transformadores (Se tomaron todos los transformadores que están instalados en el circuito en dependencia con su capacidad, representados en la siguiente tabla #2).

Tabla #2: Total de transformadores instalados en el circuito según su capacidad.

Capacidad (kVA)		Cantidad de Transformadores
10		13
15		21
25		17
37.5		15
50		10
1000		1
Total	2932.5	77

- **Cantidad de transformadores por banco** (Los bancos pueden tener desde 1 hasta 3 transformadores). En este circuito existen un total de 56 bancos prestando servicio eléctrico, de ellos 2 con servicios trifásicos para un total de 6 transformadores monofásicos, los 71 transformadores con los 54 bancos restantes prestando servicio monofásico, completan el total de 77 transformadores representados en la tabla #2.

Los mismos según el tipo de servicio prestado, se clasifican de 4 formas diferentes representadas en la siguiente tabla #3:

Tabla #3: Existencia de los transformadores según el tipo de servicio que brindan.

Tipo de servicio	Cantidad de Transformadores
Residencial	57
Exclusivo	17
Mixta	3
Total	77

- Transformadores trifásicos (El banco ofrece servicios trifásicos) en el circuito existe uno de ellos, prestando servicio industrial de 1000 kVA.
- Nombre o Identificación del Banco de Transformadores (Se tomaron el número o identificador del banco de transformadores). Para todos los bancos del municipio, el identificador es: DB-# del banco. Ver anexo 6.
- Número de Hilos (Se tiene en cuenta el calibre de los conductores por fases y del neutro). Analizando el circuito de Jesús Menéndez nos percatamos que el calibre que predomina es el ACSR35 con una alta resistencia a la intensidad de corriente eléctrica lo cual ofrece mayor pérdida de energía eléctrica al circuito.

2.5 Descripción del software utilizado (RADIAL)

RADIAL es un software desarrollado por el Centro de Estudios Electro energéticos (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 usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere para su ejecución configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC. (11)

2.5.1 Principales características del Radial

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 .Cálculo de las corrientes de cortocircuitos de circuitos radiales.

5. Selección y coordinación de protecciones en circuitos radiales.

6. Análisis de cogeneración.

7. Corridas de flujo monofásico simultáneo de varios circuitos.

8. Traspaso de cargas de un circuito a otro.

9. Reubicación de la subestación.

La información requerida para el uso del **RADIAL** se divide en dos grandes grupos:

General y **Particular**, el primer grupo ofrecido por el software (por defecto), y que puede modificarse de acuerdo a los datos más convenientes que disponga el usuario, para interactuar y conocer los elementos ofrecidos por el programa el especialista encargado se puede dirigir a la biblioteca donde aparecen los siguientes menús:

1. Gráficos

2. Transformadores

3. Conductores

4. Cables

5. Estructura

6. Fusibles

7. Relés

8. Restaurador

9. Seccionalizador

Particular, 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, pudiéndose editar de una forma simple, ágil y de fácil manipulación.

Este programa es el que actualmente se usa en todas las empresas de la Unión Eléctrica Nacional (UNE), para la simulación de los circuitos primarios de distribución de media tensión.

2.5.2 Edición de circuitos en Radial

Para la edición de circuitos, Radial 8.0 cuenta con cinco barras con sus correspondientes botones para su manejo la cual se muestra en la figura 2.5.

Figura. 2.5 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 como se muestra en la figura 2.6.

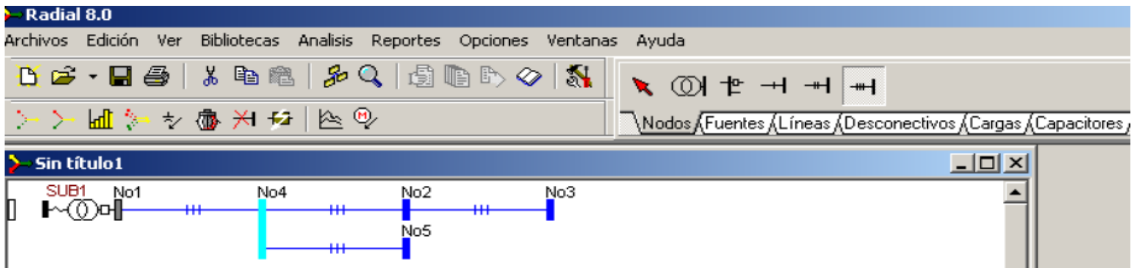


Figura. 2.6 Barras de trabajo del RADIAL.

2.5.3 Otras facilidades de Radial

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 Esquema monolineal del Circuito de Distribución Primaria de Jesús Menéndez.

Para el diseño del esquema monolineal se realizó un recorrido por el terreno con el objetivo de actualizar los datos del circuito (ver anexo). Mediante el estudio se conoció que en el circuito existe un total de 77 transformadores de distribución, representados con circunferencias. En cada banco existen 1, 2 o 3 circunferencias en dependencia del número de transformadores que existan con su respectiva potencia instalada y fase(s) a la que están conectados, además se ilustra el código con el que se identifica el banco o transformador y la distancia de la línea entre nodos el cual podemos apreciar en la figura 2.7.

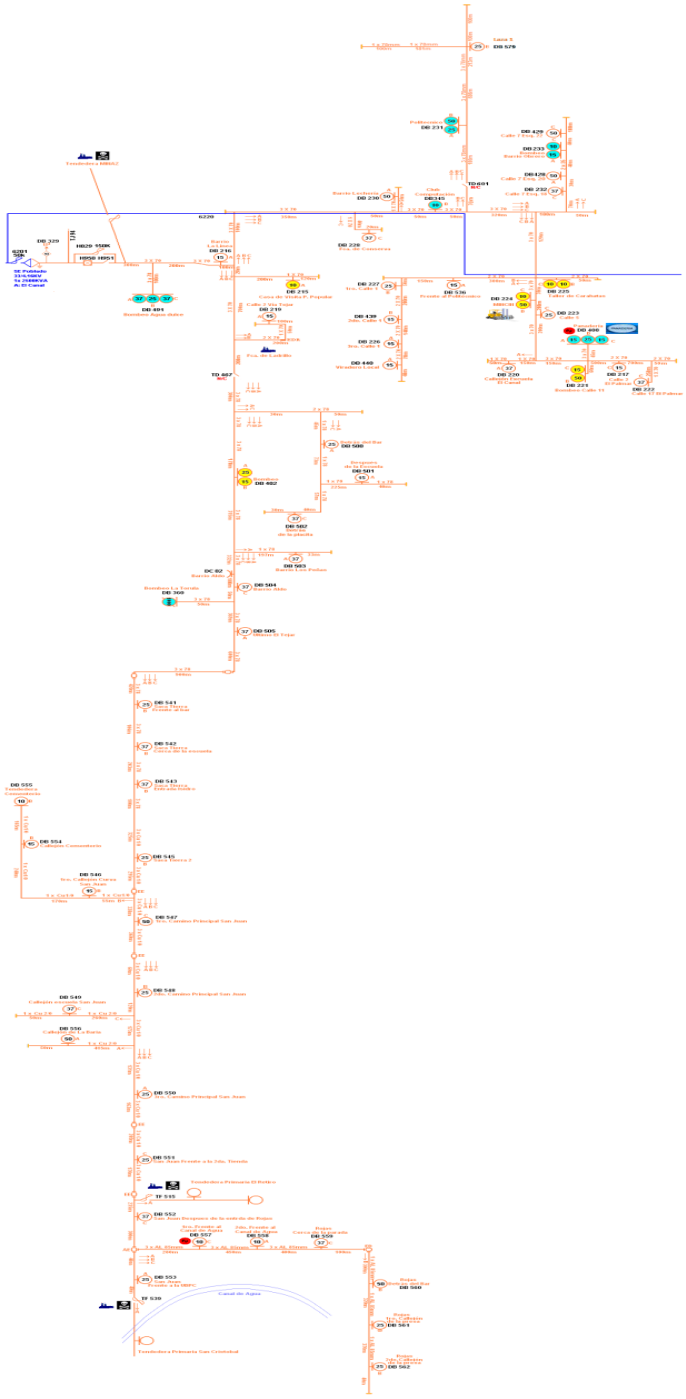


Figura. 2.7 Monolineal del circuito de distribución TJ-95.

2.7 Corrida del flujo de carga

Con las mediciones de potencias obtenidas del dispositivo de protección y medición mostrado en la figura 2.1 y una vez efectuado el levantamiento de cargas del circuito, se procedió al montaje y corrida del flujo de carga en el software descrito anteriormente y que a la vez es utilizado por la Empresa Eléctrica del Municipio obteniendo los resultados que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla #4: Resultados del Flujo de Carga.

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1416	kW	Energía activa de las cargas	29	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	523	kvar	Energía reactiva de las cargas	11	Mvar.h
Pérdidas activas en líneas	134	kW	Pérdidas de energía en líneas	2090	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	108	kvar	//////////////////////////////////	///	////
Pérdidas de cobre en transf.	16	kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	390	kW.h
Pérdidas de hierro en transf.	12	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	284	kW.h
Pérd. totales de potencia activa	161	kW	Pérdidas totales de energía	2765	kW.h
% de pérdidas de potencia	10	%	% de pérdidas de energía	9	%
Potencia reactiva en capacitores.	150	Ckvar			
Potencia activa de cogeneración	0	kW			
Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar			
Factor de potencia del circuito	0.97				

Observado el por ciento de pérdidas técnicas en el circuito según el software y el promedio de la energía facturada en los meses de octubre, noviembre y diciembre del año 2015, se puede decir que la diferencia entre estos valores ofrece el dato aproximado de las pérdidas comerciales en el circuito, en la siguiente figura se muestra tal comportamiento relacionando la energía facturada, las pérdidas técnicas y las como se muestra en la figura 2.8.

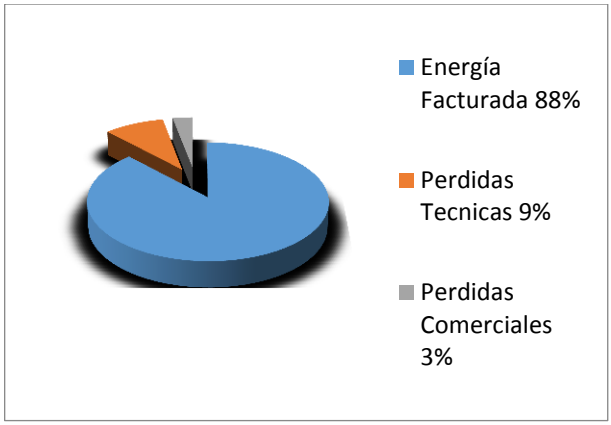


Figura 2.8: Compartimiento de la energía total del circuito.

El dato obtenido en la tabla #5 correspondiente al porciento en el peor de los nodos, se pudo obtener a través del análisis realizado en la caída de tensión para cada fase del circuito, observando que la fase A posee mayor problema con una variación de Potencial, representado en la Tabla #5:

Tabla #5: Valores de tensión en la línea y fases del circuito.

Nombre	Va / Vab (kV)	Vb / Vbc (kV)	Vc / Vca (kV)
No1	2.4018 / 4.1609	2.4018 / 4.1590	2.4018 / 4.1600
No55	2.3490 / 4.0788	2.3625 / 4.0969	2.3715 / 4.0925
No2	2.3158 / 4.0255	2.3363 / 4.0560	2.3516 / 4.0491
No3	2.2993 / 3.9991	2.3231 / 4.0355	2.3417 / 4.0276
No32	2.2984 / 3.9982	2.3231 / 4.0351	2.3415 / 4.0269
No33	2.30 / -		
No34	2.30 / -		
No35	2.2707 / 3.9694	2.3208 / 4.0211	2.3341 / 4.0049
No36	2.27 / -		2.33 / 0.00
No37	2.27 / -		
No38	2.2571 / 3.9540	2.3169 / 4.0134	2.3319 / 3.9938
No61	2.2571 / 3.9540	2.3169 / 4.0134	2.3319 / 3.9938
No39	2.2556 / 3.9526	2.3166 / 4.0130	2.3321 / 3.9931
No40	2.2498 / 3.9467	2.3151 / 4.0110	2.3331 / 3.9899
No44	2.2468 / 3.9427	2.3128 / 4.0088	2.3339 / 3.9882
No45	2.2468 / 3.9427	2.3128 / 4.0088	2.3339 / 3.9882

Generales | Nodos | Líneas | Cargas

2.8 Método Ruso para el cálculo de las pérdidas de energía eléctricas.

Para el cálculo de las pérdidas de energía en el circuito de Jesús Menéndez se emplea el método ruso partiendo de la ecuación 5.21 del libro de texto, ya que el software utilizado tiene errores al ofrecer información correspondiente a las pérdidas de energías.

$$\Delta W = \Delta P_m * \tau \qquad \text{(kWh/ a)} \qquad (2.1)$$

$$\tau = \left[0.124 + \frac{T_m}{10^4}\right]^2 * 8760 \qquad \text{(h/a)} \qquad (2.2)$$

$$T_m = \frac{Waño}{P_m} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} P_i * \Delta t}{P_m} \qquad \text{(horas)} \qquad (2.3)$$

Dónde:

ΔW : Pérdidas de energía.

ΔP_m : Pérdidas de potencia en el caso de cargas máximas.

τ : Tiempo de pérdidas máximas.

T_m : Duración de carga máxima.

$Waño$: Energía total al año de la línea.

P_m : Carga máxima.

2.8.1 Cálculo de las pérdidas de energías en el circuito.

Implementación del método Ruso para el cálculo de las pérdidas de energías. A continuación, se muestra el cálculo de las variables necesarias para el análisis del método y seguidamente se encuentra la tabla #6 con los valores obtenidos a través de la ecuación 2.1, en la configuración actual de circuito.

$$T_m = \frac{Waño}{P_m} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} P_i * \Delta t}{P_m} \qquad \tau = \left[0.124 + \frac{T_m}{10^4}\right]^2 * 8760$$

$$T_m = \frac{696\ kWh/dia}{1533.4\ kW} \qquad \tau = \left[0.124 + \frac{6898.5}{10^4}\right]^2 * 8760$$

$T_m = 18.9\ h/dia$

$T_m = 6898.5\ h/año$ $\tau = 5802.209\ h/año$

Tabla #6 Pérdidas de energías al año

Pérdidas de energías	(kWh)	(MWh/año)
Activas en líneas	2090	762.85
En el Cu del transf.	390	142.35
En el Fe del transf.	284	103.66
totales	2764	1008.86

En el año entra al circuito como promedio una energía total de 10585 MWh/año y se pierde un total de 1008.86MWh/año, esto representa un 9% de la energía que entró al circuito, es decir que para el año 2015 las pérdidas técnicas alcanzaron aproximadamente un valor de un 9%.

2.9 Método de la densidad económica de corriente (Jec).

En efecto:

$$Jec = \frac{Im}{Fec} \quad (A/mm^2) \qquad (2.4)$$

Por tanto:

$$Fec = \frac{Im}{Jec} \quad (mm^2) \qquad (2.5)$$

Siendo:

$$Im = \frac{Sm}{\sqrt{3}*n*V} \quad (A) \qquad (2.6)$$

Dónde:

$Fec \rightarrow$ Sección de los conductores.

$Im \rightarrow$ Corriente máxima.

Sm → Potencia instalada.

n → # de conductores por Fase.

V → Tensión de Línea.

(Jec) → se busca en la tabla #7 con los datos del tiempo de duración de la carga máxima (Tm) ecuación (2.3) y el tipo de conductor a usar.

Con la sección del conductor encontrada se ubica el anexo 4 donde aparece una tabla con la tabulación de los diferentes conductores de aluminio con refuerzo de acero, siendo estos los más usados por la OBE, por su bajo costo y menor peso, sin pasar por alto que el cobre es superior en características eléctricas y mecánicas (la conductividad del aluminio es aproximadamente el 60% de la del cobre y su resistencia a la tracción es de un 40%) como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla #7 Densidad económica de la corriente para (Tm) en horas.

Conductores desnudos material	De1000-3000horas	3000-5000	5000-8760
De Cobre	2.3	2.1	1.8
De Aluminio	1.3	1.1	1.0

2.10 Análisis de los componentes eléctricos del circuito.

2.10.1 Conductores.

Un conductor eléctrico, ya sea cable o alambre, de una sección transversal dada puede soportar cierto valor de corriente máxima para una temperatura ambiental dada. Ver Anexo 4.

Las magnitudes de las corrientes por encima del valor especificado pueden producir calentamientos tales que, el conductor sufrirá serios daños y su tiempo de vida útil disminuiría. En el circuito de Jesús Menéndez existen tramos de líneas en estas condiciones, los cuales han sido detectados en el recorrido efectuado al realizar el levantamiento de las cargas, así como en el software

utilizado. En la tabla #8 queda explícito cuáles fueron los tramos de líneas que tenían mayores problemas y con la cantidad de metros que estos representan del circuito, se observa que la mayor parte de los tramos pertenecen al tronco de la línea ya que por ella circula la mayor corriente del sistema, siendo estos conductores del tipo ACSR 70 con una sección transversal de 70 mm 2 y una resistencia óhmica de 0.443 ohm/km al ser expuestos 40 0 C y 60 Hz soportan una corriente máxima de 165 A.

Tabla #8: Conductores del circuito en mal estado de funcionamiento.

Nodos	Conductor existente	Cantidad de Metros x fases	Total de metros (m)
01-55	ACSR70	300x3	900
55-2	ACSR70	200x3	600
02-03	ACSR70	100x3	300
03-32	ACSR70	20x3	60
32-35	ACSR70	700x3	2100
35-38	ACSR70	500x3	1500
03-06	ACSR70	450x3	1350
06-08	ACSR70	50x3	150
08-41	ACSR70	50x3	150
41-10	ACSR70	50x3	150
Total			7260

A continuación, en la tabla #9 se muestran los valores de corriente que circulan a través de las tres fases del circuito, así como por el neutro. En la misma se puede apreciar que los valores máximos de cada una de las fases sobrepasan los 165 A siendo este el limite térmico de los conductores que se encuentran instalados.

Tabla #9: Valores de las corrientes por cada fase

Inicio	Final	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	In (A)	DP (kW)	DE (kW.h)
No1	No55	268	226	193	59	24	337
No55	No2	257	224	190	50	15	212
No2	No3	255	224	190	48	8	105
No3	No32	56	19	18	43	0	0
No32	No33	3	0	0	3	0	0
No33	No34	0	0	0	0	0	0
No32	No35	53	19	18	40	1	16
No35	No36	16	0	8	20	0	0
No36	No37	5	0	0	5	0	0
No35	No38	37	19	11	22	0	7
No38	No61	25	19	0	23	0	0
No61	No39	25	11	0	22	0	0
No39	No40	23	11	0	20	0	2

Generales | Nodos | Líneas | Cargas

2.10.2 Transformadores.

A continuación, en la tabla #10 se muestra una imagen tomada del programa Radial realizando el análisis de la cargabilidad de los transformadores del circuito, en ella se puede apreciar la existencia de los transformadores que se encuentran en régimen de sobrecarga, así como los subutilizados.

Tabla 10: Resultados de la cargabilidad de los transformadores

Nodo(s)	Unidad(es) (kV.A)	Demanda (kV.A)	Tipo de Conexión	Fase(s)
	TRANSFORMADORES		SOBRECARGADOS	
No88	Transformador (630)	902	Trifásico	A, B, C
No11	Transformador de Alumbrado (50)	73	Estrella Abierta	B
No16	Transformador de Alumbrado (15)	24	Estrella Abierta	A
No21	Transformador de Fuerza (10)	13	Estrella Abierta	C
No82	Transformador de Fuerza (10)	13	Delta Abierta	AB
	TRANSFORMADORES		SUBCARGADOS	
No2	Transformador (15)	6	Fase-Neutro	A
No15	Transformador (50)	21	Fase-Neutro	A
No51	Transformador (15)	6	Fase-Neutro	B
No66	Transformador (10)	1	Fase-Neutro	A
No20	Transformador de Fuerza (10)	5	Estrella Abierta	C
No69	Transformador de Alumbrado (50)	27	Estrella Abierta	A
No69	Transformador de Fuerza (50)	14	Estrella Abierta	B
No56	Transformador de Fuerza (37.5)	9	Estrella Delta	A
No56	Transformador de Alumbrado (37.5)	15	Estrella Delta	C
No56	Transformador de Fuerza (25)	9	Estrella Delta	B
No31	Los tres transformadores (55)	28	Estrella-Estrella	A, B, C

Según el software, el circuito tiene un total de 11 transformadores que se encuentran subcargados y 5 sobrecargados, En la tabla #11 se representa el porciento de carga al cual están sometidos estos transformadores: el coeficiente de carga promedio de los subcargados es de 37.7% y el coeficiente promedio de los sobrecargados está a un 141.88% de carga. Los transformadores con menor demanda pertenecen al banco DB 215 con la utilización del 10% de la carga, prestando servicio residencial. En el nodo 16 se encuentra el DB 233 con un elevado porciento de sobrecarga del 160%.

Tabla #11: Porciento de carga actual en los transformadores

Nodo(s)	Unidades(kVA)	Demanda(kVA)	% de Carga
No88	Transformador (630)	902	142.7
No11	Trans. Alumb (50)	73	146.7
No16	Trans. Alumb (15)	24	160
No21	Trans. Fuerza (10)	13	130
No82	Trans. Fuerza (10)	13	130
No2	Transformador (15)	6	40
No15	Transformador (50)	21	42
No51	Transformador (15)	6	40
No66	Transformador (10)	1	10
No20	Trans. Fuerza (10)	5	50
No69	Trans. Fuerza (50)	27	54
No69	Trans. Fuerza (50)	14	28
No56	Trans. Fuerza (37.5)	9	24
No56	Trans. Alumb (37.5)	15	40
No56	Trans. Fuerza (25)	9	36
No31	Tres Trans.(55)	28	51

Una vez analizados los parámetros eléctricos del circuito de distribución primaria, se pudo apreciar, que las condiciones de operación en la cual está sometido el circuito no son buenas, se observa que los niveles de pérdidas eléctricas en el circuito alcanzan un valor muy cercano a los 25000 MWh/año siendo esto una cifra significativa.

A continuación, se relaciona un grupo de medidas aplicables para la disminución de estas pérdidas, así como el mejoramiento del estado de operación de los circuitos de distribución primaria de energía eléctrica.

- 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.

2.11 Conclusiones

Durante el desarrollo del presente capítulo se desarrolló un análisis del comportamiento de las principales variables eléctricas a tener en cuenta para el análisis del trabajo.

1. Se modeló el circuito con la herramienta computacional Radial donde se determinaron los flujos de potencia para su máxima demanda (hora 19).

2. Se concluyó que las pérdidas totales de energías en el circuito son aproximadamente de un 9%.

3. Existen tramos de líneas en mal estado de funcionamiento (sobrecorrientes).

4. Algunos transformadores se encuentran trabajando en estado de sobrecarga y otros subutilizados.

CAPÍTULO III: Propuesta de Variantes Técnico – Económicas.

3.1 Introducción.

Una vez caracterizado el circuito de Jesús Menéndez y diagnosticado el comportamiento de las variables eléctricas, así como los niveles de pérdidas de energía, es de interés, que en este capítulo se analice cuáles puedan ser las variantes que contrarresten los problemas encontrados y así optimizar las pérdidas en la red de distribución primaria, mejorando la eficiencia del sistema eléctrico del circuito. Además realizar la valoración económica de las variantes propuestas verificando que estas posean algún beneficio económico para la UNE de Jesús Menéndez.

3.2 Variantes para Disminuir las Pérdidas de Energías Eléctricas.

Debido a que en el circuito de Jesús Menéndez existen altas pérdidas de energía eléctrica en la distribución de la misma, se hace imprescindible tomar una serie de medidas y variantes para darle solución a este problema.

Se proponen algunas medidas con el fin de eliminar las pérdidas comerciales con representación de un 3.1% de las totales en el circuito. Respectivamente aparecen dos variantes las cuales serán analizadas con el objetivo de disminuir el alto por ciento de pérdidas técnicas existentes (9%).

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 pueden ser eliminadas, las cuales se muestran a continuación:

- ✓ Facilidad – Fraude.
- ✓ Desorganización.
- ✓ Metrocontador defectuoso.
- ✓ Metrocontador inadecuado.
- ✓ Metrocontador traficado.

- ✓ Empate directo a la línea.
- ✓ 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.

3.2.1 Variante #1 Conversión Total de Voltaje del circuito de Jesús Menéndez de 4.16 kV a 13.8 kV.

Consiste en elevar el nivel de tensión de la subestación de Jesús Menéndez de 4.16 kV a 13.8 kV y así el potencial del circuito en su totalidad.

En efecto:

$$\Delta P = \left[\frac{P^2}{U^2 \cos\varphi}\right] * \left((R\cos\varphi + X\sin\varphi) - j(R\sin\varphi + X\cos\varphi)\right) \quad (3.1)$$

Dónde:

$\Delta P \rightarrow$ Pérdidas de potencia

$U \rightarrow$ Tensión

$P\rightarrow$ Potencia activa

$R\rightarrow$ Resistencia

$X\rightarrow$ Reactancia

$\cos\varphi\rightarrow$ Factor de Potencia activa

$\sin\varphi\rightarrow$ Factor de potencia Reactiva

Como se observa las pérdidas son inversamente proporcionales al cuadrado de la Tensión y para las mismas condiciones de cargas las pérdidas en el primario serían:

$$\frac{\Delta P}{\Delta P_1} = \frac{{U_1}^2}{U^2} \tag{3.2}$$

Dónde:

$\Delta P_1\rightarrow$ Nuevas pérdidas de potencia

$U_1\rightarrow$ Nueva Tensión

Por Tanto:

$$\Delta P_1 = \Delta P \frac{U^2}{{U_1}^2} = \Delta P \left[\frac{(4.16)^2}{(13.8)^2}\right] \approx 0.0909\Delta P \tag{3.3}$$

$$\Delta P_1 \approx 0.091\Delta P \tag{3.4}$$

Las pérdidas en el primario disminuirán aproximadamente 10 veces con respecto a las existentes actualmente en el circuito, esto en conjunto con otros factores llevados a cabo como una política de la Unión Eléctrica, de fomentar las conversiones crea las expectativas para su análisis.

3.2.2 Variante #2 Cambio parcial del calibre de los conductores y el reajuste de la potencia instalada en el circuito.

Cambio de conductores.

Esta variante consiste en el cambio parcial de conductores en los tramos más críticos del circuito, teniendo en cuenta la carga máxima instalada en una de las fases (mayor carga) y el tiempo de duración de la misma, mediante el método de la densidad económica de corriente. 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, 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, ya que 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, siendo estos los cables que utilizaremos en dicho análisis.

Selección de conductores por el método de la densidad económica:

(*Jec*) → Lo encontramos en la tabla 6 con el valor del tiempo de duración de la carga máxima T_m =6489.7horas y el tipo de conductor a utilizar (Aluminio)

Jec=1

Luego se determina la corriente máxima por la ecuación 2.6:

$$Im = \frac{1081.2kV}{\sqrt{3}*1*4.16kV}$$

$$Im = 150.05A$$

Apoyándose al anexo 4 se escoge el conductor acorde a ese valor. Para este tramo de línea (01-02), el conductor a utilizar es el ACSR95 a (40ºC y f=60Hz) y así sucesivamente con el resto de los tramos, los cuales se muestran a continuación en la tabla #12.

Tabla #12: Sustitución de Conductores en del circuito.

Nodos	Conductor existente	Sustitución	Total de metros (m)
01-55	ACSR70	ACSR95	900
55-2	ACSR70	ACSR95	600
02-03	ACSR70	ACSR95	300
03-32	ACSR70	ACSR95	60
32-35	ACSR70	ACSR95	2100
35-38	ACSR70	ACSR95	1500
03-06	ACSR70	ACSR95	1350
06-08	ACSR70	ACSR95	150
08-41	ACSR70	ACSR95	150
41-10	ACSR70	ACSR95	150
Total			7260

Los costos totales en las inversiones de una línea se incrementan con el aumento de la sección de los conductores, ya sea para líneas aéreas o cables soterrados aunque a su vez disminuyen algunos gastos de explotación (pérdidas).

Reajuste de la potencia instalada en el circuito.

Debido a que en el circuito existen algunos transformadores trabajando en régimen de sobrecarga y otros subutilizados, los cuales puede ser sustituidos, con el objetivo de disminuir las pérdidas y eliminar una capacidad ociosa en los subcargados, así como el deterioro en los que se encuentran en régimen de sobrecarga, por lo que se recomienda el cambio de estos transformadores por otros que trabajen aproximadamente a un 70% de su potencia nominal, dejando un 30% de reserva. En la tabla #13 se observan los transformadores seleccionados para el circuito:

Tabla #13 Transformador seleccionado

Nodo(s)	Unidades(kVA)	Demanda(kVA)	Selección (kVA
No11	Trans. Alumb (50)	73	100
No16	Trans. Alumb (15)	24	37.5
No21	Trans. Fuerza (10)	13	15
No82	Trans. Fuerza (10)	13	15
No2	Transformador (15)	6	10
No15	Transformador (50)	21	25
No51	Transformador (15)	6	10
No66	Transformador (10)	1	5
No69	Trans. Fuerza (50)	27	37.5
No69	Trans. Fuerza (50)	14	25
No56	Trans. Fuerza (37.5)	9	15
No56	Trans. Alumb (37.5)	15	25
No56	Trans. Fuerza (25)	9	15
No31	Tres Trans.(55)	28	3x10

Nota: aunque hemos dividido internamente esta variante, la analizamos como una sola en los resultados, ya que los niveles de pérdidas de forma individual no son muy significativos.

3.3 Resultados de las variantes propuestas.

3.3.1 Variante #1.

En la tabla #14 muestra como con la conversión total del voltaje de 4.16 kV a 13.8 kV utilizando el mismo calibre en las líneas ya que están en buen estado y por la economía de la empresa. Obteniendo una mejora de 122 kW por disminución de pérdidas de potencia en la carga activa de la línea de

distribución, y con ello un ahorro de energía al año de 717.955MW/h representando una mejora del 8%.

Tabla #14 Corrida del flujo para la variante #1.

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1533	kW	Energía activa de las cargas	29	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	568	kvar	Energía reactiva de las cargas	11	Mvar.h
Pérdidas activas en líneas	12	kW	Pérdidas de energía en líneas	190	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	10	kvar	////////////////////////////////	///	////
Pérdidas de cobre en transf.	15	kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	323	kW.h
Pérdidas de hierro en transf.	12	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	284	kW.h
Pérd. totales de potencia activa	39	kW	Pérdidas totales de energía	798	kW.h
% de pérdidas de potencia	2	%	% de pérdidas de energía	3	%
Potencia reactiva en capacitores.	150	Ckvar			
Potencia activa de cogeneración	0	kW			
Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar			
Factor de potencia del circuito	0.97				

Comparación de las dos etapas:

Tabla #15 Resultados del flujo para la variante #1.

Conceptos	U/M	Actual (4.16kV)	Conversión a (13.8kV)	Ahorro o Mejora
Potencia activa de las cargas	kW	1416	1533	(-)
Potencia reactiva de las cargas	kvar	523	568	(-)
Potencia reactiva en capacitores	Ckvar	150	150	(-)
Pérdidas activas en líneas	kW	134	12	122
Pérdidas reactivas en líneas	kvar	108	10	98
Pérdidas en el Cu de los transf.	kW	16	15	1
Pérdidas en el Fe de los transf.	kW	12	12	(-)
Pérdidas totales de potencia	kW	161	39	122
% de pérdidas de potencia	%	10	2	8
Factor de potencia		0.97	0.97	(-)
Pérdidas totales de energía al año	MWh/a	1009.225	291.27	717.955

3.3.2 Variante #2:

A continuación, se muestra en la tabla #16 los resultados obtenidos a través del cambio de los conductores, así como el de los transformadores en mal estado de funcionamiento del circuito, con una mejora de un 2% de pérdidas de potencia, lo cual representa un ahorro para el país de 186.515MWh/año.

Tabla #16: Corrida del flujo para la variante #2.

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1447	kW	Energía activa de las cargas	30	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	534	kvar	Energía reactiva de las cargas	11	Mvar.h
Pérdidas activas en líneas	115	kW	Pérdidas de energía en líneas	1642	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	107	kvar	//////////////////////////////	///	////
Pérdidas de cobre en transf.	15	kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	370	kW.h
Pérdidas de hierro en transf.	10	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	242	kW.h
Pérd. totales de potencia activa	140	kW	Pérdidas totales de energía	2254	kW.h
% de pérdidas de potencia	9	%	% de pérdidas de energía	7	%
Potencia reactiva en capacitores.	150	Ckvar			
Potencia activa de cogeneración	0	kW			
Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar			
Factor de potencia del circuito	0.97				
Factor de carga del circuito	0.80				

Comparación de las dos etapas:

Tabla #17Resultados obtenidos según la variante #2

Conceptos	U/M	Actual (4.16kV)	Conversión a (13.8kV)	Ahorro o Mejora
Potencia activa de las cargas	kW	1416	1447	(-)
Potencia reactiva de las cargas	kvar	523	534	(-)
Potencia reactiva en capacitores	Ckvar	150	150	(-)
Pérdidas activas en líneas	kW	134	115	19
Pérdidas reactivas en líneas	kvar	108	107	1
Pérdidas en el Cu de los transf.	kW	16	15	1
Pérdidas en el Fe de los transf.	kW	12	10	2
Pérdidas totales de potencia	kW	161	140	21
% de pérdidas de potencia	%	10	9	1
Factor de potencia		0.97	0.97	(-)
Pérdidas totales de energía al año	MWh/a	1009.225	822.71	186.515

3.4 Valoración económica:

Para la ejecución de la variante 1 se tomaron en cuenta los transformadores que se encontraban fuera de los parámetros eléctricos establecidos así como lo conductores pero no con la misma cantidad de tramos ya que al aumentar la tensión, disminuirá la corriente aprovechando algunos tramos de la línea, por lo que la variante requiere del recorrido del circuito entero para el cambio total de todos los transformadores y drop-out, siendo necesarios los siguientes recursos con un valor total de $43336.0528,detallados en la tabla #18:

Tabla #18: Recursos necesarios para la solución de la primera variante.

Recursos	Cantidad	Peso Unitario (MN)	Valor total (MN)
Transformador de 2500 kVA	1	48550.62	48550.62
Transformador de 5 kVA	2	230.98	461.96
Transformador de 10 kVA	16	295.72	4731.52
Transformador de 15 kVA	19	577.29	10968.51
Transformador de 25 kVA	18	612.29	11021.22
Transformador de 37.5kVA	14	457.36	6403.04
Transformador de 50kVA	6	982.71	5896.26
Transformador de 75 kVA	1	1324.26	1324.26
Transformador de 630kVA	1	2004.85	2004.85
Pararrayos de 15 kV	77	2.1554	165.9658
Drop-out 13kV	77	7.54	580.58
Polímero de pedestal 13 kV	228	18.76	4277.28
Polímero de suspensión 13 kV	66	14.96	987.36
Tornillo de media1x1/2	231	0.06939	16.029
Tornillo5/8x12	77	0.7443	57.3111

Tornillo5/8x14	154	0.07688	11.8364
Conductor de cobre(tierra)	77	0.7777	59.8829
Varilla de tierra y Conector	77	1.928113	148.464
Cond de aluminio ACSR 78	248.6	3.31	822.86
Valor de recursos Materiales			98429.9728
Combustible	400 litros	0.94	376
Salario y seguridad social	10	175.83	1758.3
Costo de ejecución			100564.2728
Recursos recuperados			57228.22
Costo total de la variante			43336.0528

Luego de ejecutada la variante en su totalidad serán retirados, los 77 transformadores de distribución de 2400 V. Considerando que estos elementos mantengan un valor residual igual al 80% de su valor inicial se obtiene que se recuperan $ 57228.22, que pueden ser utilizados en otros trabajos, de aquí que el costo de los recursos materiales de la variante utilizada para el cálculo económico sea 98429.9728 pesos. A esto se le suma el costo del combustible y el salario de 24 días de la brigada estimados para la ejecución de la misma que significan 376 pesos de combustible y $1758.3 de salario y seguridad social por lo que el costo de la variante sería de $43336.0528.

Para la ejecución de la variante 2 son necesarios los siguientes recursos con un valor total de $17508.57, los conductores seleccionados para un valor total de $13667. Por otra parte, para el cambio de los transformadores se tuvo en cuenta que los retirados se encontraban en buen estado por lo que se reutilizaron. el traslado de los cuatro de 15 kVA, al igual con uno de 10 kVA y dos de 37,5 kVA, logrando que solo se necesiten 1 transformador de 5 kVA, dos transformadores de 10 kVA, un transformador de 25 kVA y un transformador de 100 kVA. Además, el valor de estos trasformadores varía con respecto a la

variante anterior ya que son de 4.16 kVA los cuales se muestran en la tabla #19:

Tabla #19 Recursos necesarios para la solución de la variante2

Recursos	**Cantidad**	**U/M**	**Peso Unitario (MN)**	**Valor total (MN)**
Conductores (ACSR 95 mm)	7600	1975	6.92	13667
Transformador de 5 kVA	1		385.71	385.71
Transformador de 10 kVA	2		588.42	1176.8
Transformador de 25 kVA	1		766.29	766.29
Transformador de 100 kVA	1		1512.73	1512.73
Valor de recursos Materiales				17508.57
Combustible	85 Litros		0.94	79.9
Salario y seguridad social	5		175.83	879.15
Costo de ejecución				18467.62
Recursos recuperados				
Transformador de 15 kVA	1		412.52-20%	330.02
Transformador de 50 kVA	4		1312.70-20%	4200.64
Costo total de la variante				13936.96

La producción de energía eléctrica constituye uno de los métodos de mayor consumo de petróleo en el país. La Central Termoeléctrica (CTE) Lidio Ramón Pérez consume 278.5gramos de petróleo para producir un 1kW, a continuación, se realiza el análisis correspondiente:

En el mes de abril del presente año, el costo de combustible fue de 81 pesos/MWh. generado de forma Térmica:

Un barril tiene 160 Litros

1litro de petróleo = 1020grm.

Precio del combustible por kW = 0.081pesos.

Precio 1barril=47.84 pesos.

Cantidad de gramos por kWh generado: 278.5g

A continuación, se muestra una tabla con los valores del dinero recuperado por la disminución de energía para cada variante analizada.

Tabla#20 Valor recuperado por disminución de energía.

Variantes	**Precio** (pesos/kW Generado)	Reducción de energía (kWh/año)	Valor recuperado x disminución de energía (pesos/año)
Variante#1	0.081	717955	58154.355
Variante#2	0.081	186515	15107.715

3.4.1 Valor Actual Neto.

Es un método para evaluar las propuestas de inversión de capital, la obtención del calor presente de los flujos netos de efectivos en el futuro, descontando el costo del capital de la empresa o la tasa de requerimiento requerida.

Para la implementación de este método se procede de la siguiente manera:

- Encuéntrese el valor presente de cada flujo de efectivo, incluyendo tanto los flujos de entrada como los de salida, descontando el costo de capital del proyecto.
- Súmense estos flujos de efectivos descontados.
- Si el VAN es positivo, el proyecto debería ser aceptado, mientras que si es negativo debe ser rechazado. Si los dos proyectos son mutuamente

excedentes aquel que tenga el VAN más alto deberá ser elegido, siempre y cuando sea positivo.

Expresándose de la siguiente forma:

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{V_t}{(1+K)^t} - I_0 \quad (3.5)$$

$V_t \rightarrow$ Flujos de caja en cada período t.

$I_0 \rightarrow$ Valor del desembolso inicial de la inversión.

$n \rightarrow$ Número de períodos considerado.

$K \rightarrow$ Tipo de interés.

3.4.2 Tasa Interna de Retorno.

La TIR se calcula en esencia igual que el VAN, la única diferencia es que se estiman tasas de actualización a que el VAN es igual a cero en un proceso de actualizaciones sucesivas. El procedimiento general consiste en utilizar aquellas tasas de actualización que aproximen lo más posible el VAN a cero, hasta llegar a que este sea negativo. Los resultados positivos nos indican que el proyecto puede ser ejecutado desde el punto de vista económico, a mayor TIR mayor rentabilidad. Expresándose de la siguiente manera:

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (3.6)$$

Dónde:

$F_t \rightarrow$Flujo de caja en el período t.

$n \rightarrow$Número de períodos.

$I_0 \rightarrow$Valor de la inversión inicial.

3.4.3 Tiempo de recuperación de las inversiones (Ta).

Método utilizado para la comparación económica de variantes de inversión y significa el tiempo en que la inversión se amortiza.

Normalmente en la energética se considera variante con factibilidad de aplicación, aquellas que posean el TIR inferior a 3 años. En caso de comparación de variantes mutuamente excluyente, posee ventajas la variante que tenga menor tiempo de amortización.

El tiempo de amortización se calcula como la relación entre el costo de la inversión (CF0) y la diferencia entre los costos de explotación antes y después de la inversión en el período de un año, o sea los ahorros obtenidos por la inversión en el período (CF1).

Es fácil de ser aplicada para aquellas inversiones que traen consigo ahorros anuales fijos a partir de su ejecución, lo que ocurre en las variantes utilizadas, por tanto:

$$Ta = \frac{CF_0}{CF_1} \quad \text{(años)} \qquad (3.7)$$

Dónde:

$CF_0 \rightarrow$ Costo de la inversión (Pesos)

$CF_1 \rightarrow$ Ahorro provocado por la inversión durante el 1^{er} año de explotación (Pesos/años).

Para la ejecución de la metodología son necesarios los siguientes datos mostrados en la tabla#21:

Tabla #21 Inversión y ahorro.

Tipo de interés (12%)	**Variante #1**	**Variante #2**
Cost. Inversión inicial (MN)	43336.0528	13936.96
Ahorro del 1er año (MN)	58154.355	15107.715
Ahorro del 2do año (MN)	58154.355	15107.715
Ahorro del 3er año (MN)	58154.355	15107.715
Ahorro del 4to año (MN)	58154.355	15107.715
Ahorro del 5to año (MN)	58154.355	15107.715

Los valores del **VAN**, **Ta** de las dos variantes utilizadas se recogen en la siguiente tabla:

Tabla #22 Valores económicos.

	Variantes	
	Variante #1	**Variante #2**
Reducción de potencia (kW)	122	21
Reducción de energía (MWh/a)	717,955	186,515
Valor recuperado x disminución de potencia (pesos/kW)	9,882	1,701
Valor recuperado x disminución de pérdidas de energía (pesos/año)	58154,355	15107,715
Ahorro (Toneladas/año)	61,73	16,03
Costo de Inversión (pesos)	43336,0528	13936,96
VAN	305233,476	62040,775
Ta	0,74	0,92
Equivale en Años a:	8meses y 27 días	11meses y 1 día

Como se observa en la tabla anterior las dos variantes estudiadas tienen un tiempo de amortización inferior a un año, muy por debajo de lo aceptado en la energética cubana para este criterio, por lo que acorde con el mismo las dos variantes son factibles de ser aplicadas.

Siguiendo este mismo criterio y partiendo de la definición del TIR se establece que no tiene sentido práctico el cálculo del mismo ya que los valores que se obtienen son igualmente altos para las dos variantes, y no nos sirven como criterio de comparación.

El TIR para tiempo de amortización muy bajo, menores de un año e incluso menores de un mes da valores extremadamente elevados y su cálculo es especialmente complicado aunque facilita la comprensión del personal de dirección y del personal técnico no directo a la población.

3.5 Impacto medio ambiental.

La generación de energía eléctrica en el mundo entero sigue dependiendo en gran parte de combustibles fósiles como petróleo, gas, carbón y otros, de los cuales la mayoría son sumamente contaminantes. Una de las amenazas más graves para el medio ambiente mundial procede de esta contaminación, las emisiones en rápido aumento de los denominados gases “de invernadero”, en especial el dióxido de carbono (CO2) considerado por muchos científicos como el principal responsable del recalentamiento de la tierra. En las termoeléctricas por cada kW que se genera se expulsa a la atmósfera 0,8 kg de este gas tan perjudicial para el medioambiente. Aunque los gobiernos se han comprometido con la tendencia mundial hacia una reducción de las cantidades de CO2 producidas por cada unidad de energía consumida, relativamente pocos países han logrado reducir la expulsión de gases a la atmósfera mediante el paso a los combustibles no fósiles. Al realizar la variante 1 de este trabajo, se dejan de expulsar al medio ambiente 574364 kg de dióxido de carbono por el concepto de ahorro de pérdidas eléctricas y cada 11630 kW generado se consume 1

Tonelada de petróleo, por lo que se estaría ahorrando 61,73 toneladas de combustible al año, significando esto un aporte fundamental para la economía del país. Pero al desarrollar la 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. La instalación de estas líneas de Distribución, provocan un impacto visual negativo y la perturbación junto a la desaparición de la vida, de las distintas especies de la región, pues en caso de que los árboles cercanos a ellas, puedan producir daños a las líneas, entonces se procederá a la desforestación llevado a cabo por la empresa eléctrica, con el objetivo de evitar daños que las mismas representan en caso de vientos, lluvias, etc.

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, tratar de no dañar tanto la naturaleza, pues ahorrar energía, también significa conservar la naturaleza.

3.6 Conclusiones.

1. Se propuso de manera práctica, la solución de las principales dificultades encontradas en el sistema así como su influencia en los altos niveles de pérdidas que actualmente tiene el circuito.

2. Se mencionaron una serie de medidas con el fin de eliminar al máximo las pérdidas comerciales, así como también se analizaron dos variantes técnico - económicas para reducir el por ciento de pérdidas técnicas existentes.

3. Se realizó el análisis económico de cada una de las variantes, encontrando su beneficio con respecto a las pérdidas de energía eléctrica y el costo inicial de cada una de ellas, además se tuvo en cuenta su impacto hacia el medio ambiente.

CONCLUSIONES GENERALES

1. Se estableció la base teórica para el desarrollo del trabajo de diploma.

2. Se caracterizó y modeló el circuito objeto de estudio.

3. Se determinó el nivel de las pérdidas técnicas actuales y posteriores de las variantes analizadas.

4. Se puede determinar que la conversión de tensión es la variante más factible desde el punto de vista técnico-económico ya que se obtiene una mayor reducción de pérdidas técnicas representando un mayor ahorro al país.

5. Se cumplió con la reducción del nivel de las pérdidas eléctricas en el circuito objeto de estudio logrando reducirse hasta un 2%.

RECOMENDACIONES

- Presentar el proyecto para obtener el beneficio por parte de la Unión Nacional Eléctrica (UNE) del Municipio.
- Aplicar este mismo estudio al resto de los circuitos de distribución primaria con bajo nivel de voltaje en el municipio.
- Estudiar la factibilidad de este tipo de mejora para su aplicación en aquellos municipios de nuestra provincia donde sea necesario.

BIBLIOGRAFÍA

[1] ALMIRAL MESA, J. Temas de Ingeniería Eléctrica. Tomo I. Félix Varela. 2003.

[2] ALMIRAL MESA, J. Temas de Ingeniería Eléctrica. Tomo II. Félix Varela. 2004

[3] C. HAUG RAMÍREZ, Redes y sistemas eléctricos, 1987

[4] CISNEROS VERDECIA R, RONDELL, P. Estudio para la disminución de las pérdidas eléctricas en el circuito # 1 de la UBE Moa. Trabajo de Diploma. ISMM 2007

[5] DALE Power Systems. Manual de Operación.

[6] DURÁN SALGADO, C D. Mejoras en el circuito de distribución N 0 9 del municipio de Moa, Trabajo de Diploma. ISMM. 2010.

[7]http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria eléctrica y electrónica/ conductores eléctricos.

[8] http://www.globalsoluciones.cl

[9] http://wiki.ismm.edu.cu:8080/wikipedia/A/Transformador.html.

[10] ISMAY IRAOLA TAMAYO. Análisis de pérdidas eléctricas en la distribución del municipio de Baraguá provincia Ciego de Ávila.2012.

[11] LEANDRO CASAS FERNÁNDEZ. Manual de usuario del sistema radial.2001

[12] LAURENCIO MATOS, C. Estudio de pérdidas eléctricas de los circuitos de Moa. Trabajo de Diploma. ISMM. 2005.

[13] LEYVA ELÍAS R.A. Impacto de las mejoras eléctricas en el Consejo Popular del Naranjal Municipio Mayarí. Trabajo de Diploma. ISMM. 2009.

[14] MIRTA ANTELO CORDOVÉS, Manual de redes eléctricas, 1996

[15] MIRANDA BERNAL, H R. Estudio para la Disminución de las Pérdidas de energía eléctrica en el municipio de Sagua de Tánamo. Trabajo de Diploma. ISMM. 2004.

[16]MIGUEL CASÍ CÉSPEDES, Reconfiguración del sistema eléctrico de distribución del municipio Jesús Menéndez. 2015.

[17] MANUAL LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL DE PERDIDAS ELECTRICAS.1091.

[18] ORLANDO BLANCO PONS. Estudio técnico económico de las pérdidas eléctricas en circuitos secundarios pertenecientes al circuito primario O-1820.2014.

[19] R. SABLÓN JAVIS, "Estrategia para la disminución de las pérdidas no técnicas en la UEB de Holguín," Trabajo de Diploma, Eléctrica, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, Holguín, 2003.

[20] SÁNCHEZ CONCEPCIÓN, E.M. Conversón de tensión de distribución primaria en los circuitos Tj46 y Tj47 en la ciudad de Puerto Padre. Trabajo de Diploma. ISMM. 2003.

[21] SÁNCHEZ SÁNCHEZ, W.O, MORALES SORIANO, K E. Identificación y control de pérdidas de energía en el sistema de distribución secundaria. Guayaquil–Ecuador.2000

[22] SUÁREZ GALINDO, D. Conversión de Tensión de 4.16/13.2 kV en los circuitos de distribución primaria de Mayarí. Trabajo de Diploma. ISMM. 2010

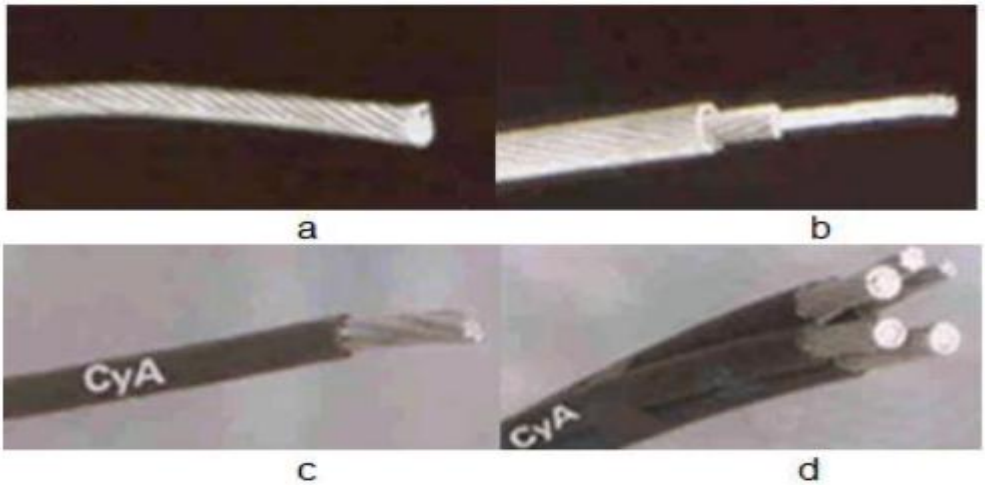
[23] VELÁZQUEZ LEYVA Y. Evaluación del diseño, construcción y operación de las subestaciones de distribución caliente por 34.5kV en la provincia Holguín. Trabajo de Diploma. ISMM. 2010.

ANEXOS:

Anexo : Transformadores.

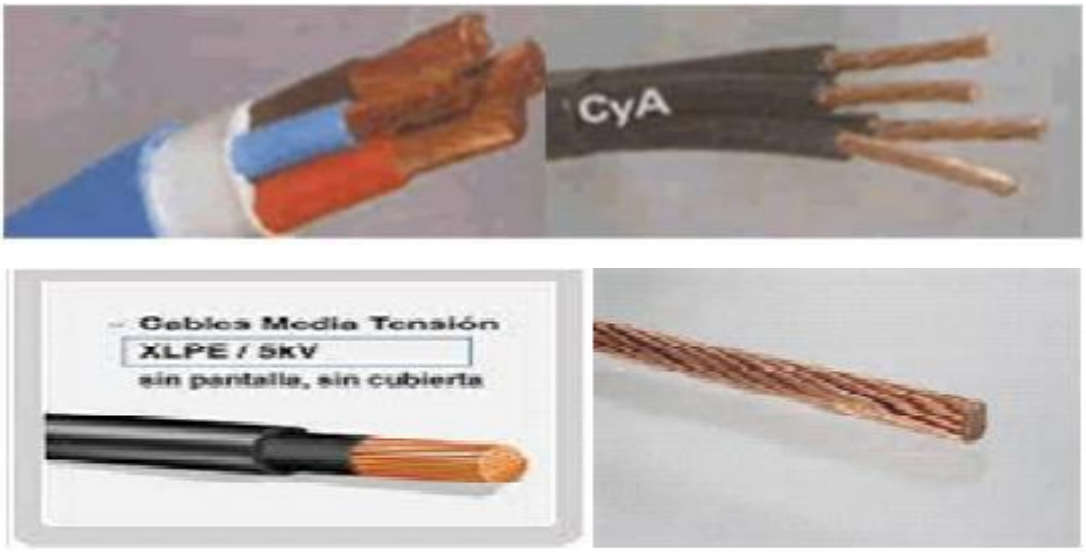
Transformadores de distribución de energía eléctrica.

Anexo 2: Conductores.

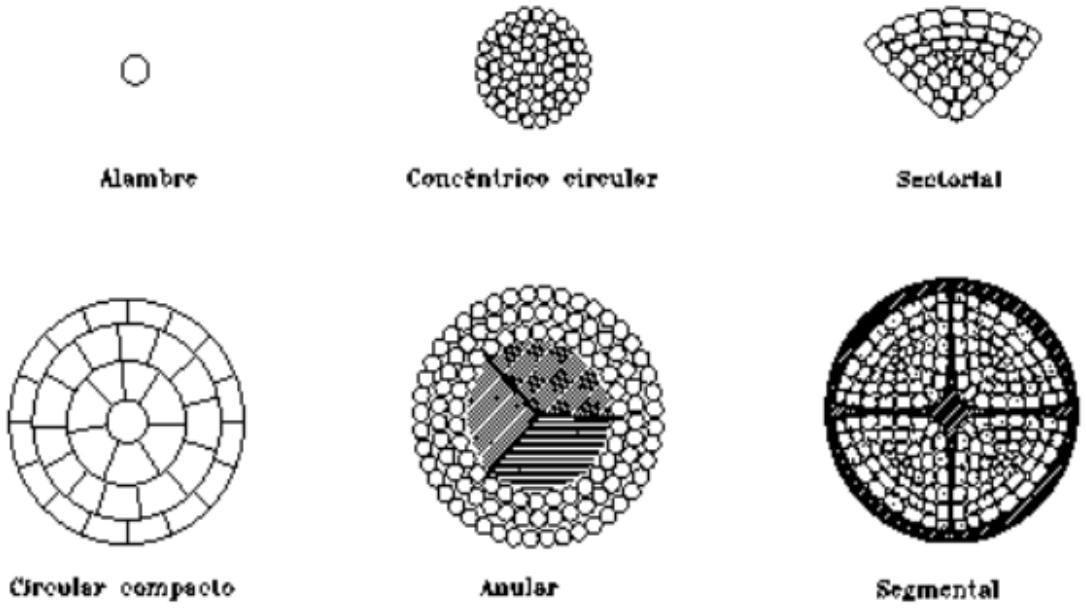


Anexo 2.1: Conductores a) Aluminio puro o aleación de aluminio desnudo, b) Aluminio puro o aleación de aluminio con alma de acero, c) Aluminio puro o aleación de aluminio aislado con PVC o XLPE, d) Pre ensamblados de aluminio aislados con XLPE.

En el cobre usado en conductores eléctricos (Anexo 2.2), se distinguen tres temples: blando, semiduro y duro; con propiedades algo diferentes, siendo el cobre blando de mayor conductibilidad y el cobre duro el de mayor resistencia mecánica. También se construyen conductores de aluminio reforzado con acero para dar una mayor fortaleza al elemento como se muestra en la figura anterior.



Anexo 2.2: Conductores de cobre.



Anexo 2.3: Distintas formas de conductores.

Anexo 3: Pérdidas promedio en 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

Anexo 4: Tabla de selección de conductores.

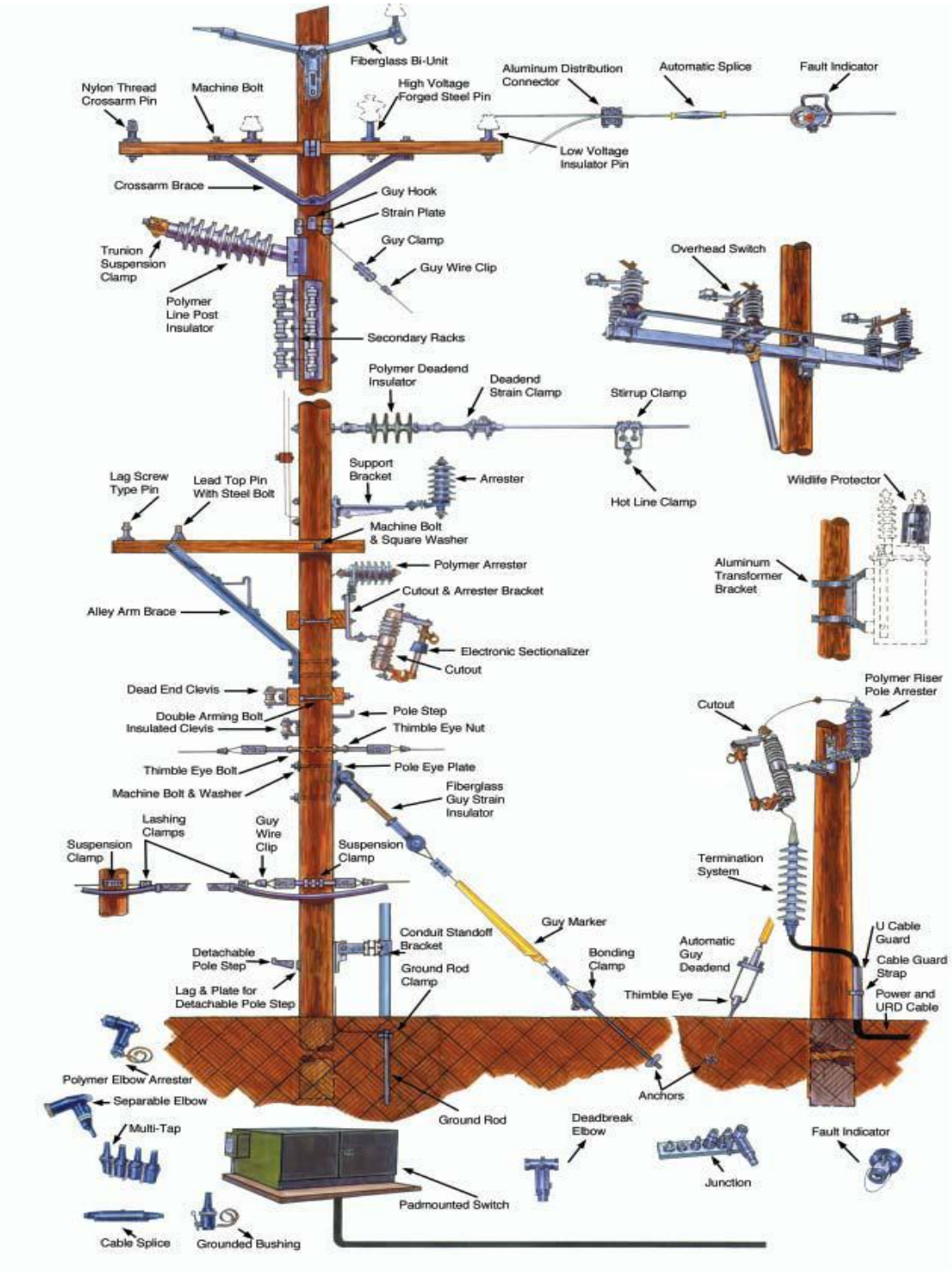
Tabla para la selección de conductores							
Sección Nominal mm^2	Espesor aisl. mm	Resistencia 20 °C (Ohm/Km)	Intensidad admis. A régimen Permanente (A)			Caída de tensión VA/Km de línea (V)	
			Cable Enterr. a 25° C	Cable al aire en ambiente de		Cos φ = 0.8	Cos φ = 1
				30° C	40° C		
Cables de dos 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

Anexo 5: Mediciones según el Nu – Lec

Mediciones de Potencia en las 24 horas de un día.

Hora	P(kW)	Q(kVAr)	S(kVA)
1	906	174	922,5
2	906	174	922,5
3	906	174	922,5
4	906	174	922,5
5	834,4	158,2	849,3
6	834,4	158,2	849,3
7	1131,5	280,6	1165,8
8	1131,5	280,6	1165,8
9	1355,3	384,4	1408,7
10	1355,3	384,4	1408,7
11	1497,8	476,8	1571,9
12	1497,8	476,8	1571,9
13	1353,5	369,5	1403
14	1353,5	369,5	1405
15	1244,4	317,1	1284,2
16	1244,4	317,1	1284,2
17	1419,8	383,8	1470,8
18	1419,8	383,8	1470,8
19	1519,7	410,1	1574
20	1519,7	417,1	1589,1
21	1447,6	376,3	1495,7
22	1402,2	361,3	1448
23	1122,4	246,1	1149
24	1122,4	246,1	1149

Componentes de los postes de distribución



Anexo 6 Datos del circuito

Datos del circuito

NO_EMPRESA	SERIE	FABRICANTE	CIRCUITO	FASE	CONEXION	CAPACIDAD	VOLT_PRIM	VOLT_SEC	SERVICIO	FUNCION	CLIENTES
T-1256	002965	SHANGHAI	TJ 95	A	Monofásico	10	2400	120/240	Mixto	Alumbrado	5
139750	258465	MAGNETRON	TJ 95	A	Monofásico	15	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	14
T-1239	854521	SHANGHAI	TJ 95	A	Monofásico	15	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	37
T-4150-D	04015-14	SHANGHAI	TJ 95	A	Monofásico	15	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	23
T-1221	04016-36	SHANGHAI	TJ 95	A	Monofásico	37,5	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	98
T-4273	112137	MAGNETRON	TJ 95	B	Delta Abierta	50	2400	120/240	Exclusivo	Alumbrado	96
T-1252	004242-9	SHANGHAI	TJ 95	C	Delta Abierta	15	2400	120/240	Exclusivo	Alumbrado	1
T-1096	3874687	MAGNETRON	TJ 95	C	Monofásico	37,5	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	96
T-1408	1542478	LATINO	TJ 95	A	Monofásico	25	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	80
P60025	PS0037	OSAKA	TJ 95	B	Delta Abierta	50	2400	120/240	Exclusivo	Alumbrado	96
T-1257	00420-5	SHANGHAI	TJ 95	C	Delta Abierta	10	2400	120/240	Exclusivo	Fuerza	96
T-1255	002165	SHANGHAI	TJ 95	B	Delta Abierta	10	2400	120/240	Exclusivo	Fuerza	1
T-1254	0654984	LATINO	TJ 95	C	Delta Abierta	10	2400	120/240	Exclusivo	Alumbrado	1
T-1372	01541030	LATINO	TJ 95	A	Monofásico	15	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	47
T-1401	01541446	LATINO	TJ 95	B	Monofásico	25	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	30
T-9182	M05H10279	PROLEC	TJ 95	C	Monofásico	37,5	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	34
T-4252	112840	MAGNETRON	TJ 95	A	Monofásico	50	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	65

NO_EMPRESA	SERIE	FABRICANTE	CIRCUITO	FASE	CONEXION	CAPACIDAD	VOLT_PRIM	VOLT_SEC	SERVICIO	FUNCION	CLIENTES
T-4679	M0620494	PROLEC	TJ 95	A	Delta Abierta	25	2400	120/240	Exclusivo	Fuerza	1
T-225	851088665	AICHI	TJ 95	B	Delta Abierta	50	2400	120/240	Exclusivo	Alumbrado	1
T-7388	095603134	LATINO	TJ 95	C	Monofásico	37,5	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	50
T-1182	04041-23	SHANGHAI	TJ 95	C	Delta Abierta	10	2400	120/240	Mixto	Alumbrado	1
T-1365	01541035	LATINO	TJ 95	A	Delta Abierta	15	2400	120/240	Mixto	Fuerza	75
T-873	17572581	HITACHI	TJ 95	B	Monofásico	10	2400	120/240	Exclusivo	Alumbrado	1
T-1215	2048710	ALLIS CHALMERS	TJ 95	A,B,C	Trifásico	1000	4160	277/480	Exclusivo	Fuerza	1
T-1938	45993	MAGNETRON	TJ 95	A	Delta Abierta	15	2400	120/240	Exclusivo	Alumbrado	1
T-41120	114049	MAGNETRON	TJ 95	B	Delta Abierta	25	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	21
T-1262	04042-2	SHANGHAI	TJ 95	A	Estrella-Delta	15	2400	120/240	Exclusivo	Alumbrado	1
T-990	841113872	AICHI	TJ 95	B	Estrella-Delta	25	2400	120/240	Exclusivo	Fuerza	1
T-1209	04042-48	SHANGHAI	TJ 95	C	Monofásico	15	2400	120/240	Exclusivo	Fuerza	1
T-324	88639	AICHI	TJ 95	A	Monofásico	50	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	39
T-1356	04017-22	SHANGHAI	TJ 95	C	Monofásico	50	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	110
T-1218	11005-30	SHANGHAI	TJ 95	B	Monofásico	15	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	12
T-2704	F016618	AICHI	TJ 95	A	Monofásico	15	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	23
T-4382	115631	MAGNETRON	TJ 95	A	Delta estrella Cerreda	25	2400	240/480	Exclusivo	Fuerza	1
T-7398	095603864	LATINO	TJ 95	B	Delta estrella	37,5	2400	240/480	Exclusivo	Fuerza	1

NO_EMPRESA	SERIE	FABRICANTE	CIRCUITO	FASE	CONEXION	CAPACIDAD	VOLT_PRIM	VOLT_SEC	SERVICIO	FUNCION	CLIENTES
					Cerrada						
T-7632	09860420 4	LATINO	TJ 95	C	Delta estrella Cerrada	37,5	2400	240/480	Exclusivo	Fuerza	1
T-42120	114056	MAGNETRON	TJ 95	A	Monofásico	25	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	19
T-1243	04042-28	SHANGHAI	TJ 95	A	Monofásico	15	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	15
T-41860	114165	MAGNETRON	TJ 95	C	Monofásico	37,5	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	30
T-41760	114163	MAGNETRON	TJ 95	C	Monofásico	37,5	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	22
T-41480	M05H10316	PROLEC	TJ 95	B	Monofásico	37,5	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	19
T-4172	114190	MAGNETRON	TJ 95	A	Monofásico	37,5	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	23
T-1241-D	85229373	AICHI	TJ 95	C	Monofásico	15	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	12
T-694	M06A20487	PROLEC	TJ 95	B	Monofásico	25	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	27
T-4266	114158	MAGNETRON	TJ 95	B	Monofásico	37,5	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	35
T-4465	A3997-29	MALONEY	TJ 95	A	Monofásico	37,5	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	30
T-4680	M06A1927	PROLEC	TJ 95	B	Monofásico	25	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	12
T-102640	H17822004	HITACHI	TJ 95	B	Monofásico	15	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	8
T-4248	112853	MAGNETRON	TJ 95	A	Monofásico	50	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	44
T-4691	M06A19280	PROLEC	TJ 95	B	Monofásico	25	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	19
T-735300	09S603764	LATINO	TJ 95	C	Monofásico	37,5	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	21
T-44270	11452	MAGNETRON	TJ 95	A	Monofásico	25	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	40
T-4673	M06A19282	PROLEC	TJ 95	C	Monofásico	25	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	22

NO_EMPRESA	SERIE	FABRICANTE	CIRCUITO	FASE	CONEXION	CAPACIDAD	VOLT_PRIM	VOLT_SEC	SERVICIO	FUNCION	CLIENTES
T-41700	114196	MAGNETRON	TJ 95	C	Monofásico	37,5	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	32
T-4693	M06A19264	PROLEC	TJ 95	A	Monofásico	25	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	21
T-1210	04043-5	SHANGHAI	TJ 95	B	Monofásico	15	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	15
T-15400	H17821033	HITACHI	TJ 95	B	Monofásico	10	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	7
T-4232	114403	MAGNETRON	TJ 95	A	Monofásico	50	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	49
T-8700	98S10971	DESC	TJ 95	C	Monofásico	10	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	10
98030253	98S30066	DESC	TJ 95	A	Monofásico	10	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	12
T-41770	114198	MAGNETRON	TJ 95	C	Monofásico	37,5	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	20
T-6698	08S607803	LATINO	TJ 95	B	Monofásico	50	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	31
T-811	1145955	GENERAL ELECTRIC	TJ 95	B	Monofásico	25	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	18
T-1622	84040142	TOSHIBA	TJ 95	B	Monofásico	25	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	22
		SHANGHAI	TJ 95	B	Monofásico	25	2400	120/240	Residencial	Alumbrado	24
T-10702	13S607136	LATINO	TJ 95	B	Monofásico	15	7620	120/240	Residencial	Alumbrado	10
T-10701	13S607132	LATINO	TJ 95	B	Monofásico	15	7620	120/240	Residencial	Alumbrado	17
T-10703	13S607133	LATINO	TJ 95	B	Monofásico	15	7620	120/240	Residencial	Alumbrado	7
T-10700	13S607131	LATINO	TJ 95	B	Monofásico	15	7620	120/240	Residencial	Alumbrado	8
T-4360	05S63920	LATINO	TJ 95	B	Monofásico	50	7620	120/240	Residencial	Alumbrado	1
T-12371		TRM	TJ 95	B	Monofásico	15	7620	120/240	Residencial	Alumbrado	5

NO_EMPRESA	SERIE	FABRICANTE	CIRCUITO	FASE	CONEXION	CAPACIDAD	VOLT_PRIM	VOLT_SEC	SERVICIO	FUNCION	CLIENTES
T-10753	1213476	TRM	TJ 95	B	Monofásico	10	7620	120/240	Residencial	Alumbrado	4
T-10748	1213491	TRM	TJ 95	B	Monofásico	10	7620	120/240	Residencial	Alumbrado	7
T-10762	1213516	TRM	TJ 95	B	Monofásico	25	7620	120/240	Residencial	Alumbrado	14
T-10746	1213504	TRM	TJ 95	B	Monofásico	10	7620	120/240	Residencial	Alumbrado	6
T-10763		LATINO	TJ 95	B	Monofásico	10	7620	120/240	Residencial	Alumbrado	7
T-10821	1213556	TRM	TJ 95	B	Monofásico	15	7620	120/240	Residencial	Alumbrado	11