

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

**Título: Análisis del estado actual de las Pérdidas
Técnicas en Circuitos Primarios del municipio
Manicaragua**

Autor : *Pablo Mena Pérez*

**Tutor: Dr. Ángel Valcárcel Rojas.
Ing. Alberto Duque Bermúdez**

Santa Clara

2013

"Año 55 de la Revolución"

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

**Título: Análisis del estado actual de las Pérdidas
Técnicas en Circuitos Primarios del municipio
Manicaragua**

Autor: *Pablo Mena Pérez*

Tutor: Dr. Ángel Valcárcel Rojas.

Profesor Titular, Fac. Ingeniería Eléctrica,

valca@uclv.edu.cu

Ing. Alberto Duque Bermúdez

Santa Clara

2013

"Año 55 de la Revolución"

Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería en Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Autor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica ***LA VOLUNTAD.***

Albert Einstein

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a mis hijas Leisa y Leina y a mi esposa Dayamí.
Además a mi papá Dionisio y a mi inolvidable madre, Edilia.

AGRADECIMIENTOS

- A Ángel Valcárcel Rojas y Alberto Duque Bermúdez, quienes han sido tutores, amigos, y cuya ayuda en todo momento facilitó la realización de este trabajo.
- A todos los profesores que me enseñaron en los 6 años de la carrera y en especial a los de la Facultad de Ingeniería Eléctrica.
- A los técnicos, ingenieros y linieros de la OBE de Manicaragua.
- A mi compañero de trabajo, Alberto Guerra Pérez, por ocupar su puesto y el mío en mi ausencia.
- A todas las personas que de una forma u otra aportaron su grano de arena en la elaboración de este trabajo.

TAREA TECNICA

- Recorrer y actualizar los circuitos que se tomaron para ser examinados.
- Abordar las diferentes vías para el control y determinación de las pérdidas en Distribución Primaria.
- Obtener los valores de pérdidas técnicas en 4 circuitos del municipio.
- Estudio de mejoras en los circuitos para las nuevas condiciones de operación.
- Actualizar las características de las cargas con la ayuda de las lecturas realizadas con los NULEC.
- Emitir recomendaciones sobre los posibles cambios estructurales de los circuitos, basadas en un análisis técnico-económico.

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

El trabajo surge como una necesidad real en la Empresa Eléctrica del municipio de Manicaragua provincia de Villa Clara, de determinar el nivel de pérdidas técnicas en distribución primaria en dicho municipio. El estudio realizado tomó como muestra 4 de los 10 circuitos existentes en el municipio.

Se conformó un gráfico promedio semanal de los circuitos con NULEC, y para los demás, se requirió del criterio de técnicos y especialistas. Se tomaron datos estadísticos y tablas procedentes de la Empresa Eléctrica, los cuales fueron utilizados en los cálculos efectuados, luego de la actualización de todos los datos, se realizó la corrida de los mismos en el programa Radial del CEE de la UCLV y también se usaron aplicaciones del Microsoft EXCEL.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
TAREA TÉCNICA.....	iv
RESUMEN.....	v
TABLA DE CONTENIDOS.....	vi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1: Metodología utilizada en la determinación de pérdidas de energía en distribución primaria.....	4
1.1 Características de los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	4
1.2 Generación.....	4
1.3 Transmisión.....	5
1.4 Subtransmisión.....	5
1.5 Distribución.....	6
1.6 Conductores más utilizados.....	7
1.7 Alimentadores primarios en la distribución.....	8
1.8 Pérdidas.....	9
1.9 Utilización del Software Radial.....	11
CAPÍTULO 2: Análisis de los problemas existentes en la configuración actual de la distribución en Manicaragua.....	13
2.1 Procedimientos para actualizar los circuitos primarios.....	13
2.1.1 Recorrido poste a poste de los circuitos primarios del territorio.....	14
2.1.2 Actualización de los ficheros de los circuitos en el formato del programa Radial.....	14

2.2 Caracterización de cada una de las subestaciones y los circuitos correspondientes.....	15
CAPÍTULO 3: Estudio de mejoras en el estado actual de los circuitos.....	19
3.1 Estudio de mejoras en el estado actual de los circuitos mediante cambio de conductores.....	19
3.2 Estudio de mejoras en el estado actual de los circuitos mediante ubicación o reubicación de bancos de capacitores.....	22
3.3 Estudio de mejoras en el estado actual de los circuitos mediante la remodelación de circuitos.....	23
CAPÍTULO 4: Valoración técnica-económica.....	25
4.1 Valoración técnica-económica de las mejoras de los circuitos mediante cambio de conductores.....	26
4.2 Valoración técnica-económica de las mejoras de los circuitos mediante ubicación o reubicación de bancos de capacitores.....	28
4.3 Valoración técnica-económica de las mejoras de los circuitos mediante la remodelación de circuitos.....	29
CONCLUSIONES.....	30
RECOMENDACIONES.....	31
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	32
ANEXOS.....	33
Anexo 1: Tabla para realizar el celaje de los circuitos de distribución primaria en el municipio de Manicaragua.....	33
Anexo 2: Tabla de valoración económica de proyectos.....	34
Anexo 3: Interruptor NULEC.....	36
Anexo 4: Circuito 150.....	38

Anexo 5: Circuito 109 (sin ramal La Tortuga).....	39
Anexo 6: Circuito 109(Ramal La Tortuga).....	40
Anexo 7: Circuito 111(Ramal María Rodríguez).....	41
Anexo 8: Circuito 111 (Ramal Mataguá).....	42

INTRODUCCIÓN.

Cada día se hacen más importantes el ahorro y la eficiencia en el mundo actual. El sector energético se ve particularmente afectado por las conductas derrochadoras y el funcionamiento inadecuado de los equipos y componentes que lo integran, así como por la ineficacia de sus gestiones de facturación. El uso eficiente de la energía se ha convertido en los últimos años en una de las mayores preocupaciones a escala mundial. En Cuba el sector eléctrico ha sufrido restricciones de recursos financieros que no han permitido el adecuado desarrollo en la ampliación y el mantenimiento de la red de distribución eléctrica, lo que ha provocado grandes pérdidas de energía, las cuales están hoy en la mira de todos los estados y compañías privadas alrededor del globo. Es más factible y saludable recuperar un MW de pérdidas que generar uno con fuentes renovables.

En nuestro país el ahorro de energía eléctrica se ha convertido en una de las principales tareas, a raíz de las afectaciones ocurridas años atrás en el servicio eléctrico en Cuba y las limitaciones en cuanto a recursos eléctricos que tenemos, dirigido al desarrollo y consolidación de la eficiencia económica en todos los sectores y a todos los niveles. De aquí surge lo que hoy conocemos como Revolución Energética, en este empeño se han cambiado varios conceptos en cuanto al uso de la energía, como el de sustituir el kerosén y el gas licuado como combustibles domésticos por la electricidad, lo que provocó un considerable aumento de la carga en el horario pico.

Nuestro sistema electroenergético está compuesto por plantas generadoras (Térmicas, Hidráulicas y Eólicas), posteriormente al proceso de generación se encuentra el proceso de transmisión el cual se realiza a los niveles de 110 kV y 220 kV, secundándole el proceso de subtransmisión a 33 kV y por último las dos etapas finales, las redes de distribución primaria y secundaria que entregan el 80 % de la energía que se consume. [10]

Los circuitos de distribución primaria se caracterizan por ser circuitos radiales en su mayoría lo que los hace un poco extensos, los voltajes de operación más

empleados en nuestro país son los de 4,16 kV y 13,8 kV, siendo este último nivel el más económico por lo que se prefiere convertir los circuitos de menor voltaje a 13,8 kV. [5]

Debido al alto costo de la energía eléctrica en los momentos actuales, se impone cualquier medio que permita ahorrarla y aprovecharla óptimamente, lo que puede traducirse en disminución de pérdidas y mejora del factor de potencia, todo esto teniendo en cuenta las limitaciones actuales que requiere la búsqueda de nuevos métodos que sean eficientes y económicamente justificables. [6]

Para satisfacer la demanda y como parte de los trabajos de rehabilitación de la red de distribución se desea realizar un estudio minucioso del circuito encaminado a dar solución a los problemas existentes. Para esto se requiere de parámetros tales como los niveles de demanda, el factor de carga, las características de los consumidores y el nivel permisible de afectación al servicio, con lo cual se define el tamaño y ubicación de las subestaciones que le servirán de alimentación.

Un aspecto muy común en el sistema de distribución lo constituye la conversión a un voltaje superior, lo cual pasa a ser muchas veces una necesidad de cualquier red, ya sea porque el estado de su carga así lo requiera, porque se pronostique un desarrollo vertiginoso de una ciudad o área determinada o simplemente porque se quiera lograr la disminución de pérdidas que este proceso trae consigo. Estos programas requieren de una especial planificación de forma que su ritmo de conversión debe ser lo suficientemente rápido como para evitar la necesidad de compra de equipos al nivel de voltaje que va a ser reemplazado y al mismo tiempo lo suficientemente lento como para permitir la reutilización de los equipos que se retiran a medida que avanza el programa de conversión. [11]

Este trabajo se encarga de analizar el estado actual y futuro de los circuitos de distribución primaria 109, 111, 150 y 331 de Manicaragua con el fin de proponer soluciones que garanticen la confiabilidad y continuidad en el servicio, estableciendo premisas de operación para mantener los niveles adecuados en las redes.

Objetivo general:

- Realizar estudios utilizando el Programa Radial 7.7 a los circuitos 109, 111, 150 y 331 de distribución primaria del municipio Manicaragua, encaminados a disminuir pérdidas y eliminar zonas de bajo voltaje.

Objetivos específicos:

- Realizar un estudio apoyado del celaje a los circuitos 109, 111, 150 y 331 para localizar las zonas donde se deben cambiar los calibres.
- Analizar mediante el software Radial 7.7 los circuitos 109, 111, 150 y 331 para la realización de cambio de calibre primario y reubicación o ubicación de capacitores.

CAPÍTULO 1

CAPÍTULO 1: METODOLOGÍA UTILIZADA EN LA DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.

1.1 Características de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

La estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia puede considerarse formada por los siguientes niveles.

1. Nivel de generación.
2. Nivel de transmisión.
3. Nivel de subtransmisión.
4. Nivel de distribución primaria y secundaria.

1.2 Generación

El primer eslabón de la cadena que forman los sistemas electroenergéticos, lo integran las plantas eléctricas, es aquí donde se produce la energía que se ha de llevar hasta los usuarios más alejados; se distinguen tres tipos de centrales eléctricas, atendiendo a la forma en que se realiza el proceso de transformación energética: [2]

- 1) Plantas hidráulicas.
- 2) Plantas térmicas.
- 3) Plantas electronucleares.

En Cuba se han implementado nuevos métodos de generación con el objetivo de satisfacer las necesidades de los consumidores, tanto en los más alejados utilizando generadores eólicos y paneles solares, como los de mayor prioridad haciendo uso de plantas diesel y grupos fuel, las que brindan servicio al SEN en condiciones determinadas.

A nivel internacional, los generadores de la central eléctrica suministran voltajes de 26000 V; cifras superiores no son adecuadas por las dificultades que presenta su aislamiento, evitando el riesgo de cortocircuitos y sus consecuencias. Los voltajes más altos que se generan en Cuba son a 24 KV en la Central

Termoeléctrica Antonio Guiteras, 17 y 13.8 KV en la Central Termoeléctrica Carlos Manuel de Céspedes y en la Central Termoeléctrica Lidio Ramón (Felton) a 15.75 KV, ya se utilizan voltajes más pequeños en la generación como son 480 V en los grupos aislados. [5,7]

1.3 Transmisión

Para transferir la energía, el voltaje se eleva mediante transformadores ubicados en subestaciones cerca de las centrales eléctricas, a tensiones entre 115000 y 765000 voltios pasando después a las líneas de transmisión (a mayor tensión en la línea, menor es la corriente y menores son las pérdidas, ya que estas son proporcionales al cuadrado de la intensidad de corriente). Los diferentes niveles de transmisión tienen los límites impuestos por las posibilidades tecnológicas y los costos económicos asociados. El medio que se utiliza para la transmisión de la energía y un uso racional de la electricidad constituyen las líneas de transporte, estas se encuentran interconectadas entre sí con una estructura en forma de malla; dichas líneas son construidas habitualmente sobre grandes torres metálicas y a tensiones que superan los 66000 voltios.

Cuba está enlazada por una red magistral a 220 kV que abarca desde Pinar del Río hasta Santiago de Cuba con estaciones reductoras de 110 kV en todas las provincias del país excepto en Santi Spíritus, Tunas y Guantánamo.

Conjuntamente con esta red, se transmite además a 110 kV.

1.4 Subtransmisión

Los circuitos de subtransmisión nacen generalmente en una subestación de transmisión y distribuyen la energía a los consumidores mayores y a las subestaciones de distribución. Este voltaje se transforma en tensiones entre 69000 y 13800 V para que sea posible transferir la electricidad al sistema de distribución. [3] Al quedar su área de servicio más reducida y al operar con niveles de potencia más bajos su voltaje es inferior al de las líneas de transmisión. Los voltajes típicos usados en Cuba son 110 KV y 34.5 KV, debe notarse que el nivel de voltaje de una línea no lo clasifica como línea de transmisión o subtransmisión, sino la función que realiza. [2]

1.5 Distribución.

En la distribución, la tensión es transformada mediante los transformadores instalados en cada punto. La industria típica trabaja a tensiones entre 380 y 480 voltios, a diferencia de la Industria pesada que opera a 33 kV. En algunos países las viviendas reciben voltajes entre 220 y 240 V, en otros oscilan entre 110 y 125 V.

Las redes de distribución son las que se establecen en áreas urbanas y rurales, las mismas pueden ser aéreas o subterráneas y tienen como función proporcionar electricidad a los consumidores medianos y menores. La distribución primaria recibe la energía de una subestación de distribución y en su recorrido la transfiere directamente a los consumidores medianos ya sean: pequeñas industrias talleres de maquinaria ligera, establecimientos comerciales, y a los consumidores menores (residenciales), a través de la distribución secundaria. En Cuba los voltajes más usados en la distribución primaria son 2.4/4.16 kV y 7.6/13.2 kV, voltajes de fase y línea respectivamente en los secundarios de las subestaciones, cuyos transformadores están conectados en estrella con el neutro sólidamente aterrado. Constituye un voltaje preferido por el sistema 13.8 kV, debido a que estos circuitos pueden cubrir zonas más extensas, que los de 4.16 kV, llegando en circuitos rurales, a tener longitudes entre 10 a 15 km y a veces más, además pueden asumir con más facilidad los crecimientos de las cargas y ampliación de las líneas para cubrir las nuevas necesidades de servicio. Esta forma de distribución es típica de los circuitos urbano-rurales, donde generalmente la subestación está ubicada en las afueras de la ciudad y después de pasar por una zona de la misma se extiende hacia las áreas rurales. Los transformadores de distribución reducen los voltajes de valores primarios a valores de utilización, es aquí donde aparece la distribución secundaria, en el país son muy utilizados los transformadores monofásicos con voltajes por primario de 2.4 kV o 7.6 kV para ser conectados entre una fase y el neutro o tierra; existen también transformadores con voltaje nominal por primario, igual al voltaje de línea de los circuitos primarios pero son menos comunes.

En Cuba el voltaje por secundario de los transformadores de distribución que brindan servicio a las viviendas tienen valores de 120/240 voltios. Estos circuitos parten desde el transformador o banco y tienen un recorrido que salvo raras ocasiones no llegan a 300 m de longitud, su función es dar servicio directo a los consumidores pequeños.

Uno de los dispositivos a tener en cuenta en los sistemas de distribución constituye sin dudas los interruptores automáticos NULEC, conectados estos en subestaciones y en las líneas como (seccionalizadores), los cuales fueron introducidos en pleno auge de la revolución energética presentando un sinnúmero de aplicaciones en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs).

1.6 Conductores más utilizados.

En Cuba el sistema electroenergético presenta disímiles conductores en sus redes, los cuales se diferencian tanto en calibre como en sus características constructivas y técnicas, lo que permite realizar su selección de acuerdo a sus ventajas y desventajas en determinadas ocasiones. En el sistema los conductores pueden ser de cobre o aluminio, los de cobre por sus características son los más estables químicamente, pero por su alto costo inicial obliga a utilizarlos solamente cuando su sustitución no sea posible. Por esta razón en el sistema cubano el conductor más apropiado es el aluminio y sus aleaciones, que aunque su reducido costo es el incentivo principal para su utilización, hay otras ventajas que deben tomarse en cuenta: por ejemplo, tomando conductores de similar capacidad de corriente, el conductor de aluminio tiene mejores características de cortocircuito que su equivalente de cobre. El aluminio tiene una gran afinidad con el oxígeno, y en presencia del aire adquiere rápidamente una película de óxido delgada, resistente y transparente, la cual posee altas propiedades dieléctricas y es químicamente estable y resistente a la corrosión [1]

Aunque estos conductores están protegidos por una capa de óxido, que por su estabilidad química protege el material, hay ciertos productos para los cuales estas capas no sirven de protección, entre estos están los compuestos alcalinos (Cal, Cemento) y derivados del sulfato. Por ser el aluminio electronegativo con relación a la mayoría de los metales: Cobre, Plomo, Hierro, el contacto con dicho

metal en presencia de la humedad dará lugar a la formación de un par galvánico que ocasionará su corrosión. [8]

Para su utilización en las líneas del Sistema Electroenergético Nacional se compran los siguientes tipos de conductores: [8,9]

- ❖ Conductores todos de aluminio (AAC): Son conductores desnudos sin alma de acero, trenzados en capas concéntricas con una tensión mecánica de ruptura del orden de 160 a 180 N/mm² (16 a 18 kgf/mm²).
- ❖ Conductor de aluminio aleado (AAAC): Son conductores de aluminio en aleación con Silicio y Magnesio para mejorar sus propiedades mecánicas, trenzados con una tensión mecánica de ruptura del orden de 250 a 320 N/mm² (25 a 32 kgf/mm²).
- ❖ Conductores de aluminio con refuerzo de acero (ACSR): Son conductores de aluminio trenzado en capas concéntricas sobre un alma de acero con una tensión mecánica de ruptura del orden de 340 a 380 N/mm² (34 a 38 kgf/mm²).
- ❖ Conductor de cobre desnudo del tipo semiduro, estirado cableado (COBRE).

Al realizar un estudio de los monolineales de diferentes localidades del país, se puede decir que los calibres más utilizados en la distribución son: ACSR 150 mm², AAAC 78 mm², ACSR 70 mm², ACSR 35 mm², Cu#4 AWG, Cu#6 AWG los que se pueden observar en troncos, ramales y subramales de los circuitos.

1.7 Alimentadores primarios en la distribución.

Estos alimentadores son de calibre grueso, dependiendo del valor de la densidad de la carga. De estos alimentadores primarios parten varios ramales que por lo general pueden tener menor calibre que el tronco, los transformadores de distribución y los servicios particulares suministrados se conectan a este primario ya sea por el tronco o por los ramales. Los alimentadores primarios transportan la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hacia los transformadores de distribución. En caso de que sea una instalación aérea los conductores se encontraran soportados en postes y en caso de una instalación subterránea irán colocados en conductos.

1.8 Pérdidas.

Todo proceso es susceptible de ser evaluado desde el punto de vista de la eficiencia particularmente en los sistemas de distribución de energía eléctrica. Dicho parámetro se evalúa mediante un índice de pérdidas, definido por la Comisión de Regulación de Energía y GAS (CREG) que relaciona la diferencia entre la energía entregada y la energía facturada. Para las CREG las pérdidas están clasificadas en dos grandes grupos: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas: Se deben, en gran parte a la disipación de calor producida por la circulación de corriente en los conductores y transformadores, además existen: la fuga debida a aisladores en mal estado y la vibración en transformadores.

Las pérdidas técnicas se deben a la energía consumida por los equipos relacionados a los procesos de generación, transmisión y distribución. Es un fiel reflejo del estado y la ingeniería de las instalaciones eléctricas, dependen básicamente, del grado de optimización de la estructura del sistema eléctrico, y de las políticas de operación y mantenimiento. Su mayor concentración, es ocasionada por la transmisión de energía eléctrica por medio de conductores, transformadores y otros equipos del sistema de distribución (efecto Joule, pérdidas en el núcleo), así como por las ocasionadas en las líneas de transmisión por el efecto corona.

Las pérdidas técnicas representan una verdadera pérdida de energía desde el punto de vista físico; es energía que no puede ser utilizada de ninguna manera y cualquier medida que permita reducirlas representa un beneficio para la empresa y para la economía en general. Estas pueden subdividirse, a su vez, en correspondencia con el tipo y las causas de origen. (Dr. Ing. Pascual H. O., 2008)
Según el tipo podemos considerar:

1) Pérdidas por transporte:

- ❖ En las líneas de transmisión.
- ❖ En las líneas de subtransmisión.
- ❖ En los circuitos de distribución primaria.
- ❖ En los circuitos de distribución secundaria.
- ❖ En acometidas.

2) Pérdidas por transformación:

- ❖ En transformadores de transmisión-subtransmisión.
- ❖ En transformadores de subtransmisión-distribución.
- ❖ En transformadores de distribución.

Las pérdidas no técnicas están clasificadas como las conexiones ilegales, los fraudes, la no facturación en zonas rojas, las fallas en la administración y las fallas en contadores.

Este trabajo pretende enfrentar el problema de la estimación de las pérdidas técnicas en sistemas de distribución primaria radial, usando como estrategia el muestreo de los circuitos de distribución. Cabe mencionar que para el caso de sistemas radiales existen diversos estudios que abordan técnicas robustas y que proporcionan resultados interesantes desde el punto de vista computacional.

1.9 Utilización del Software Radial.

El software RADIAL determina tanto las pérdidas de potencia como las de energía a través de un flujo de carga trifásico, para ello requiere:

- ❖ Modelación de la red

Diagrama monolineal, calibres de los conductores, distancias de los tramos, separación entre fases, transformadores de distribución (pérdidas de hierro y % de resistencia y reactancia), fase a la que se conectan.

Características de las cargas: gráficos horarios, composición de carga monofásica y trifásica, transformadores a los que se han conectado.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS EXISTENTES EN LA CONFIGURACIÓN ACTUAL DE LA DISTRIBUCIÓN EN MANICARAGUA.

2.1 Procedimientos para actualizar los circuitos primarios.

En el presente epígrafe quedan plasmados los procedimientos para llegar a la actualización de cuatro circuitos de distribución primaria de Manicaragua. Para eso es necesario ejecutar una metodología con el propósito de lograr con la mayor fidelidad posible la representación de la distribución en el programa a utilizar, para el estudio de mejoras de pérdidas y desarrollo de dichas líneas, que en este caso se utiliza el RADIAL 7.7, destinado para el cálculo de flujo en redes radiales, ya que ha sido demostrado en anteriores estudios que logrando una buena actualización de su base de datos, llega a ser una poderosa herramienta para el propósito del trabajo.

La recopilación de datos está enfatizada en el recorrido de 4 de los circuitos del municipio por cada uno de los postes, especificando las características de sus estructuras, instalaciones y conductores por cada tramo de las líneas. Además la codificación de postes, circuitos, subestaciones, interruptores, bancos de transformadores y de capacitores (Ver Anexo 1), con el objetivo de actualizarlos en el RADIAL 7.7.

2.1.1 Recorrido poste a poste de los circuitos primarios del territorio.

Como se dijo, para llegar a la actualización de todos los circuitos de distribución primaria se hace necesario ejecutar la metodología con el propósito de lograr una buena fidelidad en la representación de la distribución en el programa a utilizar, o sea, los resultados que ofrece la simulación de una red en cualquier programa es relación directa de la veracidad de los datos que se le suministran para el estudio de las condiciones de operación.

Al no disponerse de toda la información veraz para este trabajo se hace necesaria la obtención de la misma a través de un levantamiento de la red primaria de cada circuito en particular. La metodología utilizada consiste en:

1. Localización de la subestación de la cual se alimenta el circuito a recorrer, con el objetivo de tomar como referencia la secuencia de fase, voltaje de operación y capacidad instalada.

2. La toma de datos partiendo por el tronco principal de la línea, apoyado de una guía de recorrido que se muestra en el Anexo 1. Los principales datos son:

- ✓ Tipo de estructura.
- ✓ Distancia entre nodos.
- ✓ Calibre de los conductores.
- ✓ Número y clasificación de fases por ramas.
- ✓ Ubicación de los transformadores por fase.
- ✓ Capacidad de los bancos de transformadores y capacitores.

Gracias al recorrido sobre la línea primaria se pudo acumular un volumen de información muy útil para la elaboración del presente proyecto, así como para futuros trabajos.

2.1.2 Actualización de los ficheros de los circuitos en el formato del programa Radial.

La información acumulada en el celaje a los distintos circuitos de distribución primaria del municipio es la base para la realización de este trabajo. Para la utilización adecuada de la información acumulada fue necesaria la actualización de los ficheros con la introducción de los datos reales del terreno al software Radial. [4]

2.2 Caracterización de cada una de las subestaciones y los circuitos correspondientes.

La caracterización de las subestaciones y los circuitos está regida por varios criterios, que indican el nivel de carga que tienen que entregar a sus clientes, en comparación con la capacidad instalada en sus transformadores además de la descripción del tipo y distancia en sus conductores, que influyen significativamente en los niveles de pérdidas y de voltajes.

Los valores de tensión deben oscilar en un 10 % del nominal y también es necesario conocer si tiene conectado algún banco de capacitores y sus correspondientes capacidades. El desbalance de potencia que circula entre las fases de una línea es importante conocerlo, ya que se puede evitar sobrecargar una fase teniendo subcargada otra, influyendo positivamente en la magnitud de las pérdidas y de los voltajes.

Subestación La Moza 34.5 kV.

Con una capacidad instalada de dos transformadores de 25 MVA y 12 MVA y operando con niveles de voltajes 110/34.5 KV, se encuentra ubicada en la carretera Manicaragua- Cumanayagua km 4, donde alimenta con un nivel de cargabilidad del 76 % a tres circuitos: el 331, el 332 y el 333. De ellos sólo analizaremos el 331 ya que el 333 alimenta a Cumanayagua.

Circuito 331

Se extiende desde La Moza hasta Manicaragua pueblo donde existen dos subestaciones de 33/13.8 kV una de 6300 kVA y otra de 2500 kVA. Además se extiende hasta Mataguá donde hay una subestación de dos transformadores con 1600 kVA cada uno. También alimenta un banco de 500 kVA, conocido como cerámica roja, y otro de 40 kVA El bombeo de Manicaragua. Alimenta cargas mayormente residenciales y tiene su máxima demanda desde las 18:00 hasta las 19:00 horas con un valor de 11.57 MVA. Las pérdidas son de 250 kW y 2367

kW.h/día, está estructurado por 5.3 km de aluminio ACSR 70 mm², 21.3 km de aluminio AAAC 78 mm² y 39.8 km de aluminio AAAC 158 mm².

Subestación Manicaragua pueblo 13.8 kV.

Con una capacidad instalada de un transformador de 6.3 MVA y operando con niveles de voltajes 34.5/13.8 kV, se encuentra ubicada en la carretera Manicaragua- Cumanayagua km 1, donde alimenta con un nivel de cargabilidad del 85 % a dos circuitos: el 109 y el 150, ambos con protección NULEC (ver anexo 3).

Circuito 109

Se extiende por la zona urbana de Manicaragua, a través de 23.16 km de líneas y 64.43 km de conductores. Alimenta cargas mayormente residenciales y tiene su máxima demanda desde las 19:00 hasta las 20:00 horas con un valor de 3.52 MVA, que es suministrado por un total de 145 bancos de transformadores con una capacidad instalada de 7.13 MVA (ver anexos 5 y 6). Las pérdidas son de 88 kW y 1223 kW.h/día, está estructurado por 0.56 km de Cu 6, 20.9 km de Cu 4, 17.33 km de aluminio ACSR 35 mm², 3.27 km de aluminio ACSR 70 mm², 13.66 km de aluminio AAAC 78 mm² y 8.73 km de aluminio AAAC 85 mm². Frente a la UJC municipal, está conectado un banco de capacitores de 300 CkVAr, el MC0101. En la calle Patricio Lumumba, está conectado otro banco de capacitores de 150 CkVAr, el MC0103 y en la calle Nueva se encuentra el tercer banco de capacitores de 150 CkVAr, el MC0102 para un total de 600 CkVAr en el circuito.

Circuito 150

Se extiende por la zona rural de Manicaragua, a través de 38.55 km de líneas y 110.73 km de conductores. Alimenta cargas mayormente residenciales y tiene su máxima demanda desde las 19:00 hasta las 20:00 horas con un valor de 0.97 MVA, que es suministrado por un total de 62 bancos de transformadores con una

capacidad instalada de 2.11 MVA (ver anexo 4). Las pérdidas son de 35 kW y 454 kW.h/día, está estructurado por 1.17 km de Cu 6, 37.78 km de Cu 4, 32.98 km de aluminio ACSR 35 mm², 37.44 km de aluminio ACSR 70 mm², 0.60 km de aluminio AAAC 78 mm² y 0.76 km de aluminio AAAC 85 mm². No presenta conectado banco de capacitores.

Subestación Mataguá 13.8 kV.

Con una capacidad instalada de dos transformadores de 1.6 MVA cada uno y operando con niveles de voltajes 33/13.8 kV, se encuentra ubicada en el km 20 de la carretera Manicaragua-Santa Clara, la misma alimenta con un nivel de cargabilidad del 188 % al circuito 111 y 16 % al circuito 140, ambos con protección NULEC.

Circuito 111

Se extiende por las localidades de Mataguá, María Rodríguez y Curamagüey entre otras, lo componen 89.35 km de líneas y 274.07 km de conductores. Alimenta cargas mayormente residenciales y tiene su máxima demanda desde las 19:00 hasta las 20:00 horas con un valor de 2.88 MVA, que es suministrado por un total de 166 bancos de transformadores con una capacidad instalada de 6.66 MVA (ver anexos 7 y 8). Las pérdidas son de 109 kW y 1289 kW.h/día, está estructurado por 16.02 km de Cu 6, 17.57 km de Cu 4, 152.19 km de aluminio ACSR 35 mm², 75.87 km de aluminio ACSR 70 mm², 6.32 km de aluminio AAAC 78 mm² y 6.10 km de aluminio AAAC 85 mm². En el km 13 de la carretera Manicaragua-Santa Clara, está conectado un banco de capacitores de 75 CkVAr, el MC0302.

Circuito 140

Se extiende por las localidades de Biajaca y Jorobada. Alimenta cargas mayormente residenciales y tiene su máxima demanda desde las 19:00 hasta las 20:00 horas con un valor de 0.25 MVA.

Subestación La Piedra 13.8 kV.

Con una capacidad instalada de un transformador de 2.5 MVA y operando con niveles de voltajes 33/13.8 kV, se encuentra ubicada en el km 1 de la carretera Manicaragua-Jibacoa, la misma alimenta con un nivel de cargabilidad del 119 % a dos circuitos: el 108 y el 110, ambos con protección NULEC.

Circuito 108

Se extiende desde Manicaragua-pueblo hasta la localidad Jibacoa. Alimenta cargas mayormente residenciales y tiene su máxima demanda desde las 19:00 hasta las 20:00 horas con un valor de 0.82 MVA.

Circuito 110

Se extiende desde Manicaragua-pueblo hasta la localidad Guinía. Alimenta cargas mayormente residenciales y tiene su máxima demanda desde las 19:00 hasta las 20:00 horas con un valor de 2.2 MVA.

Subestación El Hoyo 13.8 kV.

Con una capacidad instalada de un transformador de 1.6 MVA y operando con niveles de voltajes 33/13.8 kV, se encuentra ubicada en el km de la carretera Manicaragua-Cumanayagua, la misma alimenta con un nivel de cargabilidad del 87 % a un circuito, el 112 y tiene protección NULEC.

Circuito 112

Se extiende por las comunidades El Hoyo, La Campana y Hanabanilla. Alimenta cargas mayormente residenciales y tiene su máxima demanda desde las 19:00 hasta las 20:00 horas con un valor de 1.3 MVA.

CAPÍTULO 3

CAPÍTULO 3: Estudio de mejoras en el estado actual de los circuitos.

3.1 Estudio de mejoras en el estado actual de los circuitos mediante cambio de conductores.

Para un funcionamiento confiable de las redes debe tenerse en cuenta que los conductores de las líneas deben soportar los niveles de corriente que por ellos circule. Un aspecto muy importante dentro de los circuitos que se estudian es la gran variedad de calibres de conductores con que cuentan las líneas, por tanto es importante garantizar que con las modificaciones a realizar las líneas de menor calibre no queden sobrecargadas provocando caídas de voltaje y pérdidas de potencia considerables.

A partir de lo expuesto se propone realizar el cambio de 5 km de líneas calibre Cu 4 AWG y AL35 mm² por calibre AAAC 78 mm² en fases y AAAC 85 mm² en neutro, en el circuito 150. Este cambio se haría desde la subestación hasta el entronque de La Lima en La Moza y la codificación del mismo es 150-1. Los resultados se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Parámetros de interés en cambio 150-1.

CONCEPTO	UNIDAD	ANTES	DESPUÉS
Pérdidas totales de potencia activa	kW	35	23
Pérdidas de energía en líneas	kW.h/día	170	67
Pérdidas totales de energía	kW.h/día	454	350

Recientemente se efectuó un cambio de 1.49 km de líneas calibre Cu4 AWG por calibre AAAC 78 mm² en fases y AAAC 85 mm² en neutro, en el circuito 109.

Este cambio ocurrió desde la subestación hasta el acueducto de Manicaragua y la codificación del mismo es 109-1. Los resultados se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Parámetros de interés en cambio 109-1.

CONCEPTO	UNIDAD	ANTES	DESPUÉS
Pérdidas totales de potencia activa	kW	129	86
Pérdidas de energía en líneas	kW.h/día	595	267
Pérdidas totales de energía	kW.h/día	1565	1229

Se propone realizar el cambio de 0.9 km de línea calibre Cu6 AWG y AL35 mm² por calibre AAAC 78 mm² en fases y AAAC 85 mm² en neutro, en el circuito 109. Este cambio se haría desde la cuchilla MF0110 calle Nicolás Freites hasta el MB0032 en la calle Patricio Lumumba y la codificación del mismo es 109-2. Los resultados se muestran en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Parámetros de interés en cambio 109-2.

CONCEPTO	UNIDAD	ANTES	DESPUÉS
Pérdidas totales de potencia activa	kW	88	83
Pérdidas de energía en líneas	kW.h/día	267	249
Pérdidas totales de energía	kW.h/día	1231	1211

En el ramal La Tortuga del circuito 109 realizar el cambio de 1.3 km de línea calibre Cu4 AWG y AL35 mm² por calibre AAAC 78 mm² en fases y AAAC 85 mm² en neutro. Este cambio se haría desde la cuchilla MF108 calle Avenida Libertad hasta el MB0109 en la calle Nueva y la codificación del mismo es 109-3. Los resultados se muestran en la tabla 3.4.

Tabla 3.4. Parámetros de interés en cambio 109-3.

CONCEPTO	UNIDAD	ANTES	DESPUÉS
Pérdidas totales de potencia activa	kW	89	88
Pérdidas de energía en líneas	kW.h/día	273	261
Pérdidas totales de energía	kW.h/día	1236	1225

En el ramal Ranchón del circuito 109 realizar el cambio de 1.14 km de línea calibre Cu4 AWG por calibre AAAC 78 mm² en fases y AAAC 85 mm² en neutro. Este cambio se haría desde la cuchilla MF0106 calle Juan Bruno Zayas Norte hasta el MB0124 en la calle Juan Bruno Zayas Norte frente al Servicentro.

Tabla 3.5. Parámetros de interés en cambio 109-4.

CONCEPTO	UNIDAD	ANTES	DESPUÉS
Pérdidas totales de potencia activa	kW	88	83
Pérdidas de energía en líneas	kW.h/día	267	246
Pérdidas totales de energía	kW.h/día	1231	1207

De forma general el circuito 109 con los cuatro cambios efectuados en el tronco y ramales y cuya codificación del mismo es 109-total tiene como resultados los que se muestran en la tabla 3.6.

Tabla 3.6. Parámetros de interés en cambio 109-total.

CONCEPTO	UNIDAD	ANTES	DESPUÉS
Pérdidas totales de potencia activa	kW	130	83
Pérdidas de energía en líneas	kW.h/día	599	222
Pérdidas totales de energía	kW.h/día	1569	1184

En el circuito 111 realizar el cambio de 10.31 km de línea calibre Cu6 AWG, Cu4 AWG y AL35 mm² por calibre AAAC 78 mm² en fases y AAAC 85 mm² en neutro. Este cambio se haría desde La subestación Mataguá carretera Manicaragua-Santa Clara km 20 hasta el entronque de Vegas Nuevas (por Seibabo y no por Curamagüey) y la codificación del mismo es 111-1. Los resultados se muestran en la tabla 3.7.

Tabla 3.7. Parámetros de interés en cambio 111-1.

CONCEPTO	UNIDAD	ANTES	DESPUÉS
Pérdidas totales de potencia activa	kW	109	78
Pérdidas de energía en líneas	kW.h/día	453	232
Pérdidas totales de energía	kW.h/día	1289	1064

3.2 Estudio de mejoras en el estado actual de los circuitos mediante ubicación o reubicación de bancos de capacitores.

En el circuito 150 la propuesta es colocar un banco de capacitores de 150 CkVAr en el nodo que se encuentra el MB0066, este nodo se encuentra a 118 metros de la carretera Manicaragua-Cumanayagua en la carretera de La Moza-La Lima. Los resultados se muestran en la tabla 3.8.

Tabla 3.8. Parámetros de interés en ubicación de capacitores.

CONCEPTO	VALOR Y UNIDAD ACTUAL	VALOR Y UNIDAD DESPUÉS
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LÍNEAS	170 kW.h/día	150 kW.h/día
PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA	454 kW.h/día	435 kW.h/día

En el circuito 111 se propone sustituir un banco de capacitores, el MC0302, de 75 CkVAr que se encuentra en la carretera Manicaragua-Santa Clara km 12.5 por un

banco de capacitores de 150 CkVAr el cual se colocaría en el entronque del poblado de Vegas Nuevas. Los resultados se muestran en la tabla 3.9.

Tabla 3.9. Parámetros de interés en reubicación-sustitución de capacitores.

CONCEPTO	VALOR Y UNIDAD ACTUAL	VALOR Y UNIDAD DESPUÉS
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LÍNEAS	453 kW.h/día	446 kW.h/día
PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA	1289 kW.h/día	1281 kW.h/día

3.3 Estudio de mejoras en el estado actual de los circuitos mediante la remodelación de circuitos.

El circuito 109 se puede mejorar aún más con la remodelación del mismo, alimentando el ramal de Potrero Grande por acopio y abriendo puentes en Patricio Lumumba. Con esta mejora no hay que efectuar al 100 % el cambio de calibre expuesto en el epígrafe 3.1 cuya codificación es 109-2. Los resultados se muestran en la tabla 3.10.

Tabla 3.10. Parámetros de interés con la remodelación del circuito 109.

CONCEPTO	UNIDAD	ANTES	DESPUÉS
Pérdidas totales de potencia activa	kW	86	80
Pérdidas de energía en líneas	kW.h/día	267	220
Pérdidas totales de energía	kW.h/día	1229	1181

Tabla 3.11. Importe de los elementos a emplear en el circuito 109.

Cantidad	Elemento	Importe(\$)
3 U	Poste de Hormigón 35`	797.97
5 U	Cruceta H.G. 2450 mm 8`	178.70
5 U	Aislador de tensión para cable tensor	14.88
10 U	Aislador Pedestal 23 kV	150.38
5 U	Aislador Polea , 600 V	2.49
5 U	Pasador de Percha solo	6.00
5 U	Percha Rack sin Pasador	17.53
12 U	Aislador Suspensión Polímero 15 kV modelo PDI-15"Ohio Brass"	286.83
14 Kg	Cable de acero 8.4 mm galvanizado para tensor	27.29
10 U	Tirantes plano 32"	50.61
12 U	Eslabón socket y ojo de acero mod. 50/N	30.83
12 U	Eslabón gancho y bola de acero mod. 21/N	47.91
2 U	Eslabón Bola y Ojo	4.82
2 U	Muerto de hormigón para ancla	41.54
2 U	Ancla de Expansión	108.85
213.1 kg	Cable AAAC (Anaheim) 2/0 (78.75 mm)	850.68
77.187 kg	Cable AAC (Phlox) 3/0 (85 mm)	305.74
10 U	Tornillo de Maq. 1/2"x11/2"	4.89
5 U	Tornillo de Maq. 1/2"x12"	7.70
10 U	Tornillo de Maq. 5/8"x12"	28.41
2 U	Tornillo de ojo 5/8"x12"	5.12
Costo	de la Inversión(\$)	2969.17

CAPÍTULO 4

Capítulo 4: Valoración técnica-económica.

Una vez terminado el análisis técnico de la variante propuesta, se procede a realizar la valoración económica de la misma. Para ello se tienen en cuenta los costos de inversión y pérdidas en la variante analizada.

Para la realización de este análisis económico se utilizó como herramienta fundamental la tabla de Valoración Económica de Proyecto (Ver Anexo 2), la cual es usada en el departamento de dirección técnica y desarrollo de la Empresa Eléctrica Provincial de Villa Clara, esta trabaja a partir de los datos siguientes:

- ❖ Ahorro de pérdidas de potencia en un rango determinado de años.
- ❖ Ahorro de pérdidas de energía en el mismo rango de años.
- ❖ Inversiones y recuperaciones durante los años de inversiones. A partir de los cuales se obtienen los siguientes indicadores:

- 1) Valor acumulado neto (VAN): Este indicador se define como la diferencia que existe entre la suma de los flujos de caja de toda la vida útil del proyecto actualizados y los gastos totales de la inversión.

El criterio del (VAN) plantea lo siguiente:

$VAN > 0$ Se acepta el proyecto.

$VAN < 0$ Se desecha el proyecto.

$VAN = 0$ No significa que la utilidad sea nula, indica que proporciona igual utilidad que la mejor inversión de alternativa y esto se debe a que la tasa de descuento utilizada incluye el costo implícito de oportunidad de la inversión.

[7]

- 2) Tasa interna de retorno (TIR): Evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por período con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual, representa la tasa de interés más alta de un inversionista,

que podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos del financiamiento de la inversión se tomaran prestados; y el préstamo se pagara con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fuesen produciendo.

Si la Tasa Interna es mayor o igual a la Tasa de Descuento Empleada, el proyecto debe aceptarse. [7]

- 3) Relación beneficio/costo: Brinda la relación entre los beneficios que produce la inversión y el costo de esta cuyo valor debe ser mayor que 1.
- 4) Período de recuperación (PR) es la medición del número de períodos que tomará, con base en los flujos de efectivo netos futuros esperados, la recuperación de la inversión inicial.

4.1 Valoración técnica-económica de las mejoras de los circuitos mediante cambio de conductores.

Tabla 4.1. Valoración técnica-económica del cambio 150-1 para 10 años.

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
Inversión Total	MP	12.83
Ahorro de Energía	MW.h/año	40.4
Disminución de Pérdidas en Potencia	kW	0
Relación Beneficio/Costo	-	5.4
Valor Actual Neto (VAN)	MP	55.8

Tabla 4.2. Valoración técnica-económica del cambio 109-1 para 10 años.

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
Inversión Total	MP	3.74
Ahorro de Energía	MW.h/año	116.8
Disminución de Pérdidas en Potencia	kW	1
Relación Beneficio/Costo	-	53.4
Valor Actual Neto (VAN)	MP	196.2

Tabla 4.3. Valoración técnica-económica del cambio 109-2 para 10 años.

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
Inversión Total	MP	2.84
Ahorro de Energía	MW.h/año	5.2
Disminución de Pérdidas en Potencia	kW	0
Relación Beneficio/Costo	-	3.1
Valor Actual Neto (VAN)	MP	6.1

Tabla 4.4. Valoración técnica-económica del cambio 109-3 para 10 años.

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
Inversión Total	MP	3.29
Ahorro de Energía	MW.h/año	2.7
Disminución de Pérdidas en Potencia	kW	0
Relación Beneficio/Costo	-	1.4
Valor Actual Neto (VAN)	MP	1.4

Tabla 4.5. Valoración técnica-económica del cambio 109-4 para 10 años.

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
Inversión Total	MP	3.09
Ahorro de Energía	MW.h/año	5.6
Disminución de Pérdidas en Potencia	kW	0
Relación Beneficio/Costo	-	3.1
Valor Actual Neto (VAN)	MP	6.5

Tabla 4.6. Valoración técnica-económica del cambio 109-total para 10 años.

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
Inversión Total	MP	13.49
Ahorro de Energía	MW.h/año	129.8
Disminución de Pérdidas en Potencia	kW	2
Relación Beneficio/Costo	-	16.5
Valor Actual Neto (VAN)	MP	208.7

Tabla 4.7. Valoración técnica-económica del cambio 111-1 para 10 años.

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
Inversión Total	MP	33.27
Ahorro de Energía	MW.h/año	83.2
Disminución de Pérdidas en Potencia	kW	0
Relación Beneficio/Costo	-	4.3
Valor Actual Neto (VAN)	MP	108.2

4.2 Valoración técnica-económica de las mejoras de los circuitos mediante ubicación o reubicación de bancos de capacitores.

Tabla 4.8. Valoración técnica-económica, de la ubicación de banco de capacitores en el circuito 150, para un término de 10 años.

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
Inversión Total	MP	0.20
Ahorro de Energía	MW.h/año	12.60
Disminución de Pérdidas en Potencia	kW	2
Relación Beneficio/Costo	-	101.50
Valor Actual Neto (VAN)	MP	23.20

Tabla 4.9. Valoración técnica-económica, de la reubicación-sustitución de banco de capacitores en el circuito 111, para un término de 10 años.

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
Inversión Total	MP	0.20
Ahorro de Energía	MW.h/año	19.30
Disminución de Pérdidas en Potencia	kW	3
Relación Beneficio/Costo	-	156.10
Valor Actual Neto (VAN)	MP	35.90

4.3 Valoración técnica-económica de las mejoras de los circuitos mediante la remodelación de circuitos.

Tabla 4.10. Resultados de la valoración técnica-económica con la remodelación del circuito 109.

Tasa De Descuento	0,17	<i>5 años</i>	<i>10 años</i>
Valor Acumulado Neto (VAN)	(M.P.)	9.36	14.99
Relación Beneficio / Costo	P.U.	5.15	7.05
Período de Recuperación (PR)	Años	0.77	

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- 1) El estudio realizado muestra que el valor de pérdidas técnicas que existe en 4 de los 10 circuitos de distribución primaria del municipio es de un 3.12 por ciento. Este valor se determinó en función de la energía que entra a los circuitos primarios y del nivel de pérdidas técnicas totales que en ellos existen. Este valor de pérdidas tiende a su reducción a medida que el programa de rehabilitación de redes se vaya complementando en nuestro territorio.
- 2) El celaje actualizado de los circuitos es una importante herramienta a la hora de realizar los estudios de los mismos, ya que nos da realmente el estado técnico de las líneas.
- 3) Soluciones técnicas como las estudiadas son factibles de realizar debido a los resultados satisfactorios que se obtienen; la materialización de este tipo de soluciones conllevan a mejoras en la explotación de los circuitos, como también un ahorro monetario por concepto de combustible.

Recomendaciones

- 1) Se recomienda la materialización del estudio realizado debido a los satisfactorios resultados que se obtienen.
- 2) Se sugiere extender estudios como el desarrollado a todos los circuitos del municipio que de igual forma tienen conductores con calibre Cu6 AWG, Cu4 AWG y AL35 mm² y cuyo tronco supera en algunos de ellos los 20 km, ejemplo de ellos el 108 y el 110, con el objetivo de mantener un funcionamiento técnico-económico factible de las redes de distribución primaria.
- 3) Se recomienda convertir en el circuito 109 de 13.8 kV a 34.5 kV el ramal del rodeo hasta Paredones ya que en este ramal de 3.05 km las líneas se extienden paralelas y en tramos están en uso conjunto. En el circuito 112 convertir el ramal que llega hasta el acueducto de La Campana de 13.8 kV a 34.5 kV, con ambas conversiones disminuye costo y tiempo de interrupción al usuario (TIU) al no tener que darle mantenimiento a la distribución primaria y no tener que atender interrupciones en el nivel de voltaje primario y lo principal, no tener pérdidas en este nivel de voltaje, ya que desaparece.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 Almirall Mesa, Juan. Temas de Ingeniería Eléctrica, Tomo 1.
- 2 Casa Fernández, Leonardo: "Sistemas Electroenergéticos".
- 3 Cedeño Rementería, Yunierry (2008). TESIS de diploma titulada: Estudio del desarrollo de las redes de distribución primaria a partir de la ubicación de la subestación 110/13.8 kV en la zona norte de la ciudad de Sancti Spíritus.
- 4 Centro de Estudios Electroenergéticos, (2001). Manual de usuario del sistema Radial. UCLV, Santa Clara.
- 5 Dirección de Redes, Unión Eléctrica (1996). Manual de Redes de Distribución.
- 6 Medel González, Maily (2006): Estudio de pérdidas de energía eléctrica de la provincia Villa Clara ". Empresa Eléctrica Provincial, Villa Clara, Cuba.
- 7 UCLV. Conferencias de Economía Energética.
- 8 Unión Nacional Eléctrica. "Lineamiento de proyectos".1989.
- 9 Unión Nacional Eléctrica. "*Manual de redes de distribución. Elementos para el diseño y construcción de líneas aéreas de distribución*",1996.
- 10 Unión Nacional Eléctrica. Parámetros del Sistema Electroenergético Nacional. Datos de unidades generadoras.
- 11 Universidad Central de Las Villas (UCLV), Conferencias de Sistemas Eléctricos.

Anexo 2: Tabla de valoración económica de proyectos.

VALORACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS	Codificar	por los Datos	que varían	según el Nivel	de la Mejora	COD (0,1,2,3,4y5)
	<i>CÓDIGO</i>	<i>DEL</i>	<i>NIVEL</i>	<i>DE</i>	<i>LA</i>	<i>MEJORA</i>
	C0 NULA	1 S.T.	2 D.P.	3 T.D.	4 D.S. o Serv	5 Consumidor
						(r =17% y T=30)
			Factor de	Recuperación	Del capital	0.1715
TABLA # 1 INDICADORES GENERALES PARA EL CÁLCULO	Símbolo	U.M.	Valor			
Costo del Combustible	C	P/Ton				
Consumo Específico	C.E.	Ton/MWh				
Factor de Insumo	F.I.	%				
Factor de Reserva	F.R.	%	20.00	CMR	CMR	CMR
Factor de pérdidas en la Transmisión	F.P.T.	%	6.00	33Kv	D.P.	T.D.
Factor de Pérdidas en la Distribución	F.P.D.	%	17.00	0.00	3.50	8.30
Costo del kW Instalado en Planta	C.I. g	MP/MW	800.00	3.50	4.80	1.80
Costo Incremental Medio del kW Instalado en la Distribución	Cimid	MP/MW	60.00	15.00	15.00	15.00

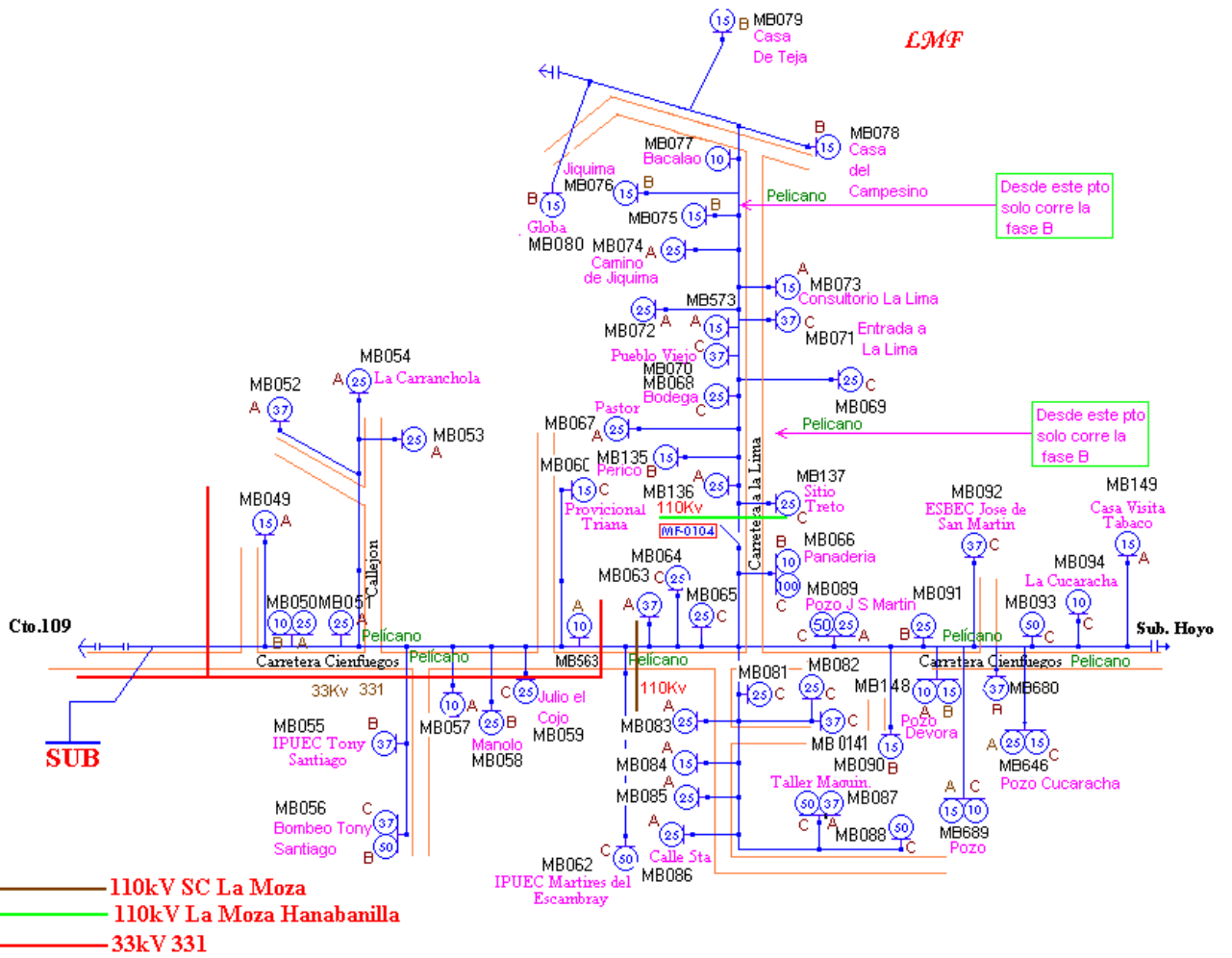
Costo Incremental Medio del kW Instalado en la Transmisión	Cimit	MP/MW	100.00	Factor de	Contri- bución	0.70
Factor de Liberación de Redes	F.L.R.	MP/MW	166.00			
Costo del Combustible Ahorrado por MWh	C*	MP/MWh	0.05	0.045	0.046	0.049
Índice o Valor Anual de Liberación en Planta por kW Ahorrado en Distribución	Iclg	MP / MW /Año	214.00	177.398	183.832	193.455
Índice o Valor Anual de Liberación en Redes por kW Ahorrado en Distribución	Iclr	MP / MW /Año	21.000	12.775	14.641	16.533

Anexo 3: Interruptor NULEC.



Panel de control del NULEC.

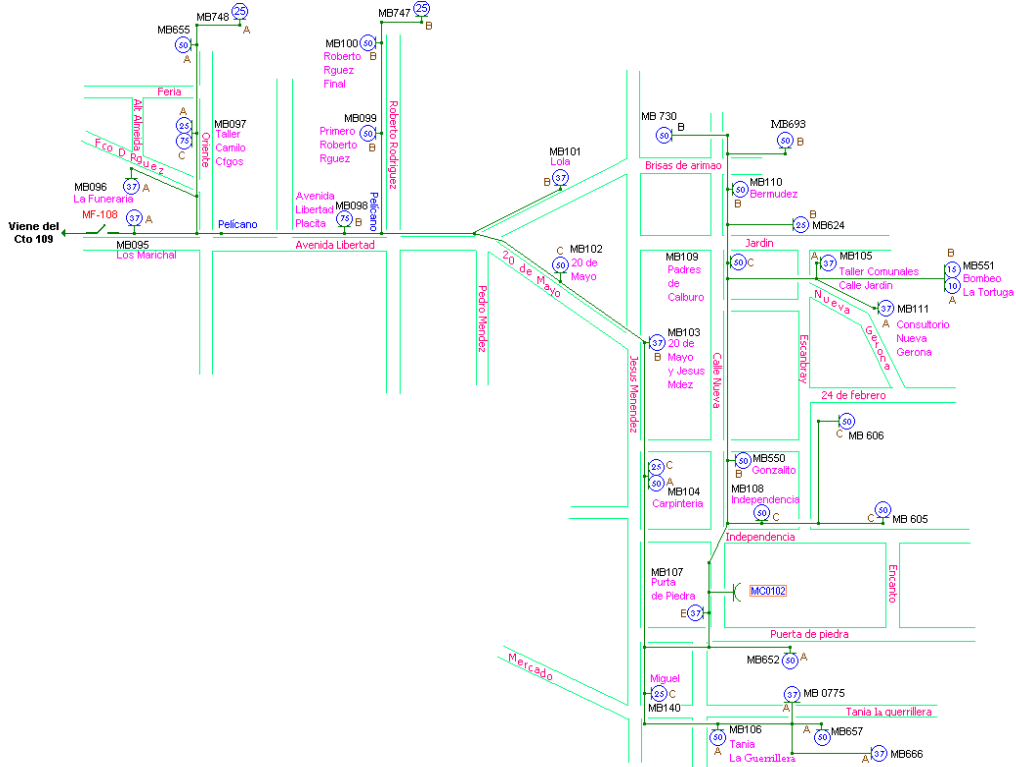
Anexo 4: Circuito 150



Error! Not a valid link.

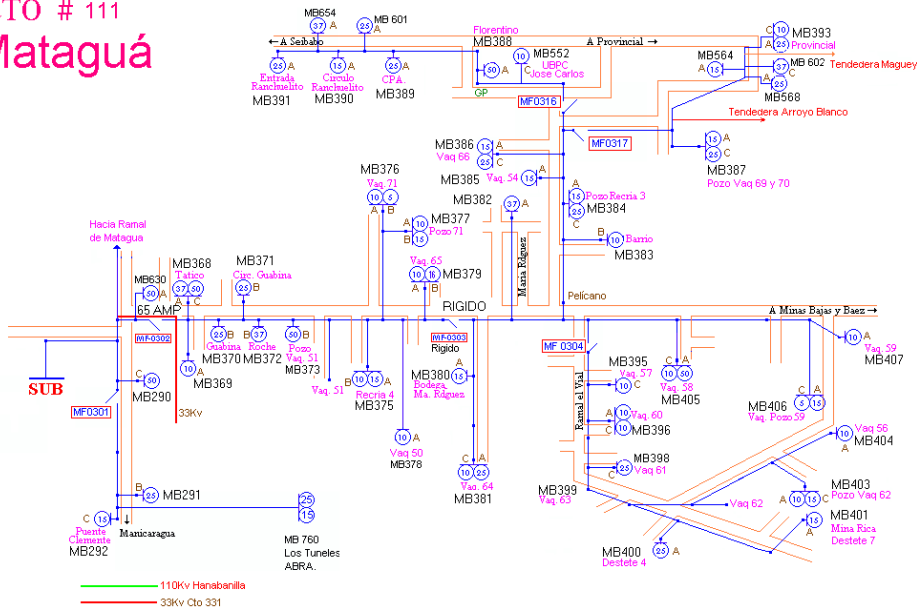
Anexo 6: Circuito 109(Ramal La Tortuga)

13kV Manicaragua (Ramal Tortuga) Cto # 109



Anexo 7: Circuito 111(Ramal María Rodríguez)

CTO # 111
Mataguá



Anexo 8: Circuito 111 (Ramal Mataguá)

