ISMMM

INSTITUTO SUPERIOR MINERO
METALURGICO DE MOA
DR. ANTONIO NUÑEZ JIMENEZ

Ingeniería Eléctrica

Facultad: Metalurgia

Electromecánica

Trabajo de Diploma

En opción al Título de

Ingeniero Eléctrico.

Reducción de pérdidas eléctricas en los circuitos de distribución primarios O-1844 y M-2307 pertenecientes al municipio Caimanera.

Autor: Hugo David Suarez Goffe

Tutor: Ms. C. Babara Pérez Mena

Consultante: Ing. Odelmys Bayeux Quiroga

Ing. Ottoniel Arguello Pileta

Moa, Holguín

Junio del 2016

"Año 58 de la Revolución"

DECLARACION DE AUTORIDAD

Diplomante: Hugo David Suarez Goffe.

Autor del Trabajo de Diploma:

Reducción de pérdidas eléctricas en los circuitos de distribución primaria O-1844 y M-2307 del municipio Caimanera.

Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa autorizo a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

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.

_____ _____

Jefe Dpto. Ing. Eléctrica Tutor

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a los compañeros Odelmys Bayeux Quiroga de la OBE de Guantánamo, por su colaboración, ya que sin su ayuda no hubiese sido posible la realización de este trabajo y a mi tutora la profesora

DEDICATORIA

Quisiera dedicar este trabajo a todas las personas que me apoyaron y dieron fuerzas para que siguiera adelante en los momentos difíciles durante estos cinco años de estudio, al igual que a todos los que brindaron su apoyo para realizar este trabajo .

Pero en especial quisiera dedicar este trabajo a mi familia y amigos.

PENSAMIENTO

Lo que sabemos es una gota de agua; lo que ignoramos es el océano.

Isaac Newton

Tabla de contenido

Introducción General 1

CAPÍTULO I: Marco teórico – Conceptual. 6

1.1 Introducción. 6

1.4 Caracterización de la UEB Eléctrica de Caimanera. 8

1.5 Caracterización del objeto de estudio. 10

1.6 Componentes principales de los circuitos. 10

1.5.1 Transformadores de distribución. 11

1.5.2 Conductores para líneas aéreas. 11

1.6 Pérdidas de energía eléctrica. 13

1.6.1 Pérdidas Técnicas. 14

1.6.2 Pérdidas no Técnicas o Comerciales 16

1.6.3 Pérdidas en Conductores. 17

1.6.4 Pérdidas en Transformadores. 18

1.7 Conclusiones. 20

2.1 Introducción. 22

2.2 Descripción del software utilizado (RADIAL 7.7) 22

2.3 Aspectos principales de la primera etapa de la actualización. 24

2.4 Determinación de la potencia del circuito. 24

2.5 Levantamiento de cargas. 26

2.6 Procedimiento para formar la base de datos del programa Radial. 27

2.7 Corrida del flujo de carga para la máxima demanda. 28

2.8 Método para el cálculo de las pérdidas de potencia y energía eléctricas. 31

2.8.1 Cálculo de las pérdidas de energías y potencia en los circuitos. 32

2.10 Análisis de los componentes eléctricos del circuito. 32

2.10.1 Conductores. 33

2.10.2 Transformadores. 35

2.12 Conclusiones 38

CAPITULO 3. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA Y VALORACIÓN DEL IMPACTO MEDIO AMBIENTAL. 39

3.1 Introducción. 39

Cambio de conductor en alimentadores 42

División de circuito 43

Reajuste de la potencia instalada. 43

Balanceo del circuito. 45

3.2 Criterios de evaluación económica. 48

3.2.1. Valor Actual Neto (VAN). 49

3.2.2. Relación Beneficio-Costo (B/C). 50

3.2.3. Tasa Interna de Rendimiento (TIR). 50

3.2.4. Período de Recuperación de la Inversión (PR). 51

Impacto medioambiental de las mejoras realizadas. .....

Ahorro de combustible. 57

Efecto ecológico. .....

Conclusiones parciales. 59

Conclusiones Generales 60

Recomendaciones 61

Bibliografía 62

Anexos **65**

Resumen

Este trabajo fue desarrollado con el objetivo de reducir al máximo las pérdidas de energía eléctrica, con la ejecución de medidas técnico-económica que combinen tanto mínimas como importantes inversiones en los circuitos de distribución primaria a 4,16 kV O-1844 y M-2407 del municipio Caimanera. Señalando que este trabajo solo tratara la disminución de pérdidas técnicas. Con la realización de un análisis detallado de las variables eléctricas que actúan en el proceso de distribución de energía, se pudo constatar que los mismos se encontraban fuera de norma con un 4,1 y 3,13 porciento de pérdidas de potencia. A fin de contrarrestar lo antes visto se concluyo que la mejor variante seria la conversión de voltaje combinada otras mejoras conllevaría a un ahorro de 39,14 MWh/año dejándose de emitir un volumen de gases contaminantes a la atmósfera de 25,67 t/año, además obtener benéficos netos de 9,5 miles de pesos al final del periodo, tasa interna de retorno de 14,06 % y una relación beneficio costo de 1,11. Por este motivo, es sumamente importante que se incluya el trabajo en el plan de inversiones de la Empresa Eléctrica y se ejecute en un periodo no mayor a 5 años.

Summary

This work was developed in order to minimize power losses, with the implementation of technical and economic measures that combine both minimal as significant investments in primary distribution circuits to 4,16 kV O-1844 and M-2407 the municipality Caimanera. Noting that this work will only treat decreasing technical losses. With the completion of a detailed analysis of the electrical variables operating in the energy distribution process, it was found that they were out of standard with 4.1 and 3.13 percent of power loss. To counteract seen it before it was concluded that the best option would be combined voltage converting other improvements would lead to a saving of 39.14 MWh / year allowing himself to issue a volume of polluting gases into the atmosphere from 25.67 t / year also obtain beneficial net 9.5 thousand pesos at end of period, internal rate of return of 14.06% and a benefit cost ratio of 1.11. For this reason, it is extremely important that the work be included in the investment plan of the Electric Company and executed in a period no longer than 5 years.

INTRODUCCIÓN GENERAL

Una de las principales tareas de nuestro país en los últimos años es el ahorro de energía eléctrica, junto a un suministro constante, estable, confiable y a un costo razonable, dirigido al desarrollo y consolidación de la eficiencia económica en todos los sectores satisfaciendo con ello las necesidades de toda la sociedad. Es imposible ni siquiera imaginarnos la vida moderna sin electricidad. La causa principal de esta preocupación la constituye la crisis energética mundial, la cual está presente hasta en los países más industrializados, ligada indiscutiblemente a la escasez del petróleo, pues este recurso no renovable es el principal portador energético en la generación eléctrica. (Fernández Martín, G. 2014).

La Empresa Eléctrica tiene como misión fundamental la transmisión, distribución y comercialización del suministro de energía eléctrica. Dentro del Sistema Electroenergetico Nacional (SEN), las redes de distribución tienen gran importancia, puesto que son las encargadas de suministrar la energía a los consumidores de media tensión. Tanto a nivel mundial como en Cuba, estas redes representan, junto a la generación, alrededor del 80 % de la inversión total en un Sistema Electroenergetico (Sierra, 2010). El gobierno cubano, desde hace varios años, aprobó y garantizó el financiamiento de mejoras en las redes e instalaciones del Sistema Electroenergetico Nacional (SEN) con el objetivo de reducir las pérdidas técnicas de energía eléctrica. Se ha trabajado en diferentes direcciones (Revolución Energética) entre las principales están la generación de electricidad a partir de grupos electrógenos, introducción de equipos electrodomésticos más eficientes, educación popular para contribuir a una nueva forma de ver, de pensar, y de tener en cuenta los beneficios de estas medidas aplicadas.(Marrero Álvarez, R. 2012).

Las medidas aplicadas, revolucionaron nuestro sistema eléctrico, reduciendo las grandes pérdidas eléctricas que anteriormente existían en los sistemas eléctricos de Distribución Primaria. Actualmente se continúan realizando mejoras en las condiciones técnicas de los circuitos, pues en los sistemas de distribución primaria actuales, siguen existiendo problemas, unos ocasionados por el añejamiento de los

elementos que constituyen el proceso de distribución, la falta de recursos para la sustitución de los elementos dañados, así como un incremento en el mantenimiento a los elementos del proceso de Distribución Primaria. Estos aspectos crean en si pérdidas de energía técnicas en el proceso de distribución de la energía eléctrica, haciéndose necesario seguir aplicando medidas que busquen en sí, un desarrollo ascendente en toda la infraestructura eléctrica de nuestro país, a la par de un desarrollo sostenido y equilibrado. Teniendo en cuenta los problemas económicos que enfrentamos, se hace prioritario cada vez más, tomar medidas que hagan más eficientes las redes de distribución, disminuyendo las grandes pérdidas técnicas en los circuitos de Distribución Primaria, contribuyendo así al ahorro del capital financiero.

Es por ello que en el marco de las actuales transformaciones económicas y la implantación de los nuevos lineamientos de la política económica y social para el desarrollo sostenible del país, para lo que es necesario mantener en óptimas condiciones el sistema eléctrico, tanto técnica como económicamente, revirtiendo la existencia de circuitos antiguos.

En la provincia de Guantánamo existen aún circuitos fuera de parámetros técnicos (Blanco Pons, O. 2014). El 67% de las pérdidas técnicas de energía se producen en los circuitos de distribución primarios de 4,16kV (Suárez Galindo, D. 2010). De un total de 78 circuitos de distribución primaria, 65 de ellos a 13,2 KV y 13 a 4,16 KV, que cubren 1603.5km de líneas en total que representan el 75.68 % del total de líneas de la provincia. La longitud promedio por circuito de 13.2 y 4.16 kV es de 22.91 y 8.82 km respectivamente. Además el 7.2 % de las redes de distribución está a 4.16 kV (Bayeux Quiroga, O. 2015). Es evidente la necesidad de continuar el estudio de nuestro sistema eléctrico. Una contribución útil sería estudiar los índices de pérdidas técnicas en dichos circuitos.

Esto ha conllevado a que se le realice un estudio técnico de explotación de circuitos primarios O-1844 y M-2307 del poblado Boquerón municipio Caimanera, salientes de la subestación NJ11 Boquerón de 33/4,16 kV mediante el cual se trataran de dictar

medidas técnico económicas que permitan disminuir las pérdidas técnicas que tienen efecto negativos para cada parte del sistema eléctrico que distribuye la energía.

Situación Problémica

En el municipio de Caimanera existen circuitos de distribución primarios con baja calidad de energía y bajo nivel de tensión

Problema

Pérdidas técnicas elevadas en los circuitos O-1844 y M-2407 a 4,16 kV pertenecientes al poblado de Boquerón, municipio Caimanera, trayendo consigo reducción de la calidad de la energía y afectaciones a los clientes residenciales y pequeños estatales.

Objeto de estudio

Redes de distribución primaria O-1844 y M-2407 pertenecientes al poblado de Boquerón, municipio Caimanera.

Campo de acción

Reducción de pérdidas técnicas en los circuitos O-1844 y M-2407 que se encuentran dentro del poblado de Boquerón municipio Caimanera.

Hipótesis

Si se realiza un análisis del comportamiento actual de las variables eléctricas y no eléctricas que rigen los circuitos de 4.16 kV O-1844 y M-2407 de Boquerón, se podrán proponer un conjunto de medidas técnico-organizativas y así reducir el por ciento de pérdidas asociadas a este circuito y los índices de interrupción por usuario.

Objetivo General

Disminuir las pérdidas de energía eléctrica a través de la implementación medidas técnico-organizativas en los circuitos de 4,16 kV O-1844 y M-2407 de la localidad de Boquerón en el municipio Caimanera. Destacar que este trabajo se refiere solo a la disminución de pérdidas técnicas.

Objetivos específicos

1. Caracterizar el sistema de distribución del circuito.
2. Analizar el monolineal actual en RADIAL en la OBE del municipio Caimanera.
3. Verificar del comportamiento energético concerniente a las pérdidas eléctricas del sistema a través del software Radial.
4. Realizar una valoración técnica económica.
5. Disminuir perdidas eléctricas, optimizar el suministro de energía en redes de media tensión a través de un análisis técnico-económico.
6. Realizar recopilación de datos y elaboración de cálculos correctamente en el sistema o red en análisis.
7. Realizar el estudio técnico que permita determinar las perdidas eléctricas del sistema en estudio con el objetivo de dar una solución adecuada con mejoramiento de la infraestructura o remodelación futura, de acuerdo a las posibilidades físicas del lugar y económicas de la empresa.
8. Sugerir remodelaciones y readecuaciones futuras en donde está situada la red, siendo este es un factor importante para la disminución de pérdidas eléctricas.

Tareas de trabajo

1. Búsqueda sobre el Estado del Arte, sistematización de los conocimientos, y teorías relacionadas con el objeto de estudio.
2. Recopilación de información sobre circuitos de distribución de energía eléctrica.
3. Evaluar las pérdidas en las condiciones actuales del sistema.

4. Proposición de medidas técnicas y organizativas para disminuir las pérdidas eléctricas.
5. Análisis económico de las variantes escogidas.

Métodos de la investigación

- Método de investigación documental y bibliográfica para la sistematización del conjunto de conocimientos 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 los circuitos de distribución primaria de O-1844 y M-2307.
- Análisis y Síntesis: para el análisis del comportamiento de las redes de distribución primaria salientes de la subestación Boquerón de 33/4,16kV del Municipio de Caimanera, un estudio de los antecedentes y los trabajos realizados anteriormente en función del mejoramiento en la evaluación de las cargas y disminución de las pérdidas de energía en el mismo.

CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL.

1.1 Introducción.

En este capítulo, se abordarán diferentes aspectos en lo que respecta a los circuitos de distribución primaria que servirán de base teórico-metodológica para aplicar un conjunto de ideas en función de resolver la problemática planteada en la investigación.

1.2 Generalidades de un Sistema Electroenergetico de potencia.

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos.

Aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia, están dedicados a la parte de distribución (Gigante Invisible), lo que implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño y construcción y en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja pero de gran trascendencia.

Nótese que es en esta parte donde se producen los porcentajes más grandes de pérdidas de energía en todas sus manifestaciones debido al gran volumen de elementos que lo conforman, y a los bajos niveles de tensión que se manejan.

Para ubicar el sistema de distribución obsérvese el esquema de un sistema de potencia de la figura 1. El sistema de distribución a su vez está conformado por:

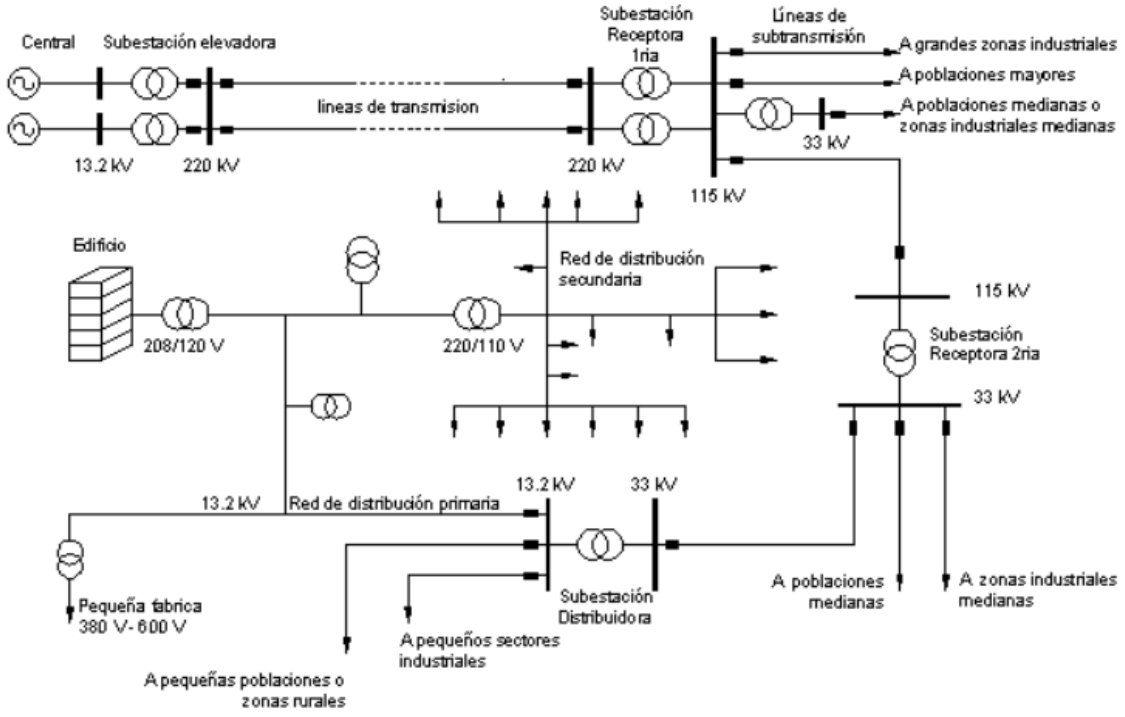


FIGURA 1 Ubicación de sistemas de distribución dentro de un sistema de potencia.

Este modelo fuera perfectamente aplicable al SEN, si se le incluyeran además las centrales de generación distribuida, las unidades de generación de emergencia, las subestaciones de distribución conectadas a las redes de transmisión y los transformadores de distribución conectados a las redes de subtransmisión, utilidades que se implementaron desde una concepción novedosa de acortar las distancias desde la fuente generadora hasta los consumidores finales, con la consecuente reducción, tanto de las pérdidas en la transmisión de la energía, como de las probabilidades de interrupción del suministro eléctrico ante cualquier causa o eventualidad de fuerza mayor.[6]

1.3 Trabajos Precedentes

Para la confección y realización de este Trabajo de Diploma investigativo, fueron analizaron varios 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 Caimanera, 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, [6], 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.

Ismay Iraola Tamayo de 2012 [33], realiza un análisis de perdidas eléctricas en la distribución eléctrica del municipio Baragua provincia Ciego de Ávila, sin plantear una situación problémica, ni el problema de la investigación. De los 7 circuitos de distribución primaria existentes 3 son a 4,16 kV y el resto a 13,8 kV, tres de ellos eran los que presentaban mayores problemas en cuanto al nivel de pérdidas, planteando que la causa de esas pérdidas era en nivel de voltaje de los mismos, pasando directamente a la conversión de tensión de los tres que mayor problemas presentaban y realizar otros tipos de mejoras a los demás restantes con un alto por ciento de pérdidas de energía eléctrica en su distribución.

Gustavo Rafael Fernández Martín de 2014 [22], realiza un estudio para la disminución de pérdidas de energía en el circuito de distribución primaria Guerrita a 4,16 kV del municipio Mayarí, el cual presenta altos índices de pérdidas técnicas, conllevándolo a plantear un grupo de mejoras técnico-económica para la reducción de las mismas y utilizar la variante de mayor aporte entre las diversas posibles con aporte económico en las condiciones actuales de ambos circuitos.

1.4 Caracterización de la Grupo Municipal Empresa Eléctrica de Caimanera.

El municipio Caimanera se encuentra situado al Sur de la provincia Guantánamo, limita al Norte con el municipio Guantánamo, al Sur con el Mar Caribe, por el Este con los municipios San Antonio de Sur y Manuel Tamez, al Oeste con el municipio Niceto Pérez.

La extensión territorial es de 362,9 km^2lo cual representa el 3,94% más un 1,86% ocupado por la ilegal Base Naval norteamericana para un total de 5,86% de la provincia Guantánamo. La población actual es de 10782 habitantes distribuidos en

los siguientes asentamientos Boquerón, Hatibónico, Cayamo y Glorieta. El total de viviendas del municipio es de 3088, de estas la UNE le presta servicio a 3066 para un 99,3% de electrificación, mientras que por planta industrial 2, kerosene 17 y otras fuentes 3.

Infraestructura Técnica:

El municipio es alimentado a través del Circuito de Subtransmisión (33 kV) 5015, con su origen en la Subestación “Gtmo 110/34.5 kV” ubicada en la salida de la ciudad de Guantánamo hacia Niceto Pérez y se extiende 15 km hasta la Sub Cayamo 33/13.8 Kv y por otro lado al asentamiento de Glorieta, Boquerón y la franja fronteriza.

Líneas a 33,4 kV de 8,0 km.

Líneas a 13.2 kV de 80,80 km.

Líneas a 4.16 kV de 8,118 km.

Total de líneas a 13,2 kV y 4,16 kV de 88,9 km.

Líneas secundarias 298 km

Total de líneas 134,9 km.

En el municipio existen 5 subestaciones todas de distribución con una capacidad instalada total de 11 MVA, estas se encargan de alimentar 6 circuitos de distribución primaria de los cuales 3 son a 4.16 kV y el resto a 13.8 kV, cubriendo 88,9 km de líneas en total lo que representa el 4,19 % del total de líneas de la provincia, además de tener una longitud promedio por circuito de 13.8 kV y 4.16 kV de 32,42 y 2,5 km respectivamente. También podemos decir que las redes de distribución a 4,16 kV en este municipio representan el 23,07 % de este nivel en la provincia. Luego están los 204 bancos de transformadores, 122 exclusivos y 5 de alumbrado para un total de 286 transformadores de distribución con capacidad instalada de 11583 kVA y para brindar un servicio hasta 3303 clientes residenciales y 26 no residenciales, 247 estatales y 47 estatales mayor para un total de 3623 están los 74 circuitos secundarios.

Dentro del municipio se encuentran instalados 16 Grupos electrógenos de emergencia con una capacidad instalada de 0.85 MVA que cubren gran parte de la demandada en horario pico y para casos excepcionales. [00][0]

1.5 Caracterización del objeto de estudio.

En la subestación Boquerón se convierte de 33/4,16 kV mediante un transformador reductor de 1000 kVA con 2 salidas a 4,16 kV que se describen a continuación:

El circuito O-1844 con código NJ-39 alimentado a través de un desconectivo con el mismo nombre el cual cuenta con un NULEC. Este circuito brinda servicio a la parte residencial del asentamiento encontrándose algunos estatales como es el caso de bombeos, centros educacionales entre otros. Existen un total de 18 bancos de transformadores instalados a lo largo de 3.56 km de líneas, de ellos 18 con secundarios y 7 exclusivos para un total de 25 transformadores, a fin de alimentar un total de 388 clientes entre residenciales, estatales, privados no residencial y Autofinanciados.

Por la otra salida se encuentra el circuito M-2307 alimentado a través de un interruptor con el mismo nombre, este no cuenta con un moderno interruptor NULEC. Este circuito brinda servicio a la parte del puerto donde todos clientes estatales como la Terminal de azúcar y unidades militares. Con un total de 11 transformadores instalados distribuidos a lo largo de 0,56 km de líneas de la siguiente manera, presentando 6 bancos de transformadores para brindar servició a 11 clientes exclusivos.

1.6 Componentes principales de los circuitos.

Los circuitos de distribución se encuentran conformados por diferentes elementos interconectados entre sí, estos deberán transformar en niveles de uso necesario y ser capaces de conducir en proporción adecuada hasta llegar a su destino final. Algunos debido a sus características de configuración y funcionamiento en las redes, traen consigo una serie de pérdidas asociadas a ellos, por lo que serán analizados principalmente los transformadores de distribución y los conductores posteriormente:

- **Postes**
- **Crucetas**
- **Aisladores**
- **Herrajes**
- **Equipos de seccionamiento**
- **Transformadores**
- **Protecciones**
- **Conductores**

1.5.1 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 33 kV, tanto monofásicos como trifásicos, aparecen en los postes formando bancos de uno, dos y tres según del tipo de servicio a prestar siendo estos una parte importantes en el sistema de distribución. Los transformadores normalizados más utilizados en las redes de distribución en Cuba son de 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 167, 250 y 333 kVA.

1.5.2 Conductores para líneas aéreas.

Los conductores representan el elemento indispensable para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes bloques que integran un Sistema Eléctrico, estos las características eléctricas propias del material, pueden ser de cobre, aluminio y aluminio-acero y se presentan normalmente desnudos. Estos conductores van sujetos a los aisladores; éstos, a través de los herrajes, son colocados en las crucetas, que a su vez, se colocan sobre el poste que los mantiene distanciados del suelo. Un uso inadecuado de los calibres provocaría pérdidas adicionales e innecesarias en las redes ya que resulta inevitable que parte de esta energía se pierda en forma de calor. [ ]

1.5.2.1 Resistencia de un conductor.

La resistencia eléctrica de un material conductor está dada por la expresión [5] [4]:

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

Donde

ρ (rho) representa el valor de la resistividad lineal (W·m)

L es la longitud del conductor (m)

A es el área de la sección del conductor (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. 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).

1.5.2.2 Selección de conductores.

Para la selección adecuada de los conductores se deben tener en cuenta una serie de factores, tanto de orden técnico como económico [1], con objeto de garantizar la operación confiable y la eficacia económica.

Por su parte, los factores técnicos que influyen en el proceso de selección de la sección transversal del conductor más adecuado son los que se enlistan enseguida.

1) Calentamiento por el prolongado desprendimiento de calor causado por la corriente de trabajo nominal.
   Fec≥Fnom.carg
   $F_{ec\ I}$: sección mínima permitida por corriente de carga.
2) Calentamiento por el desprendimiento de calor de corta duración causado por la corriente de cortocircuito.

Fec≥Fnom.sobreCarg

F_{ec}: sección mínima permitida por estabilidad térmica durante el cortocircuito.

3) Caída de tensión (voltaje) en la línea aérea causada por el paso de la corriente en régimen normal o anormal de larga duración, por ejemplo, con falla de fase a tierra cuando se tiene neutro flotante o con la apertura de una fase.

   $S_{\Delta V}$: sección mínima permitida por caída de tensión.

4) Resistencia mecánica. Las líneas aéreas deben ser estables con la carga mecánica correspondiente a su propio peso, viento, tensión de tendido, etcétera.

   Fec≥Fnom.Mec

   F_{ec}: sección mínima permitida por resistencia mecánica.

5) Factor corona. Este efecto depende del voltaje utilizado, de la sección del conductor y del medio ambiente.

   S_c: sección mínima permitida por efecto corona.

Nota: Las secciones mecánicas y corona para conductores son las únicas que se obtienen sin cálculo directamente como secciones normalizadas.

En la práctica los conductores se deben seleccionar teniendo en cuenta los siguientes cuatro puntos:

- ✓ La corriente de carga.
- ✓ La corriente de corto circuito.
- ✓ La caída de tensión.
- ✓ La efectividad económica.

1.6 Pérdidas de energía eléctrica.

Se entiende por pérdida eléctrica a la parte de la energía que resta de la diferencia de energía producida por las plantas generadoras como (entrada) y la energía comercializada (facturada), teniendo en cuenta que una parte se pierde inevitablemente por causas físicas que obedece a la ocurrencia de una serie de fenómenos provocados por los parámetros que caracterizan a las redes ,subestaciones ,las características de los materiales ,equipos empleados y de las condiciones de operación existentes en su entorno (pérdidas técnicas). Y la otra

originada por causas comerciales (pérdidas no técnicas) dentro de las que no escapan los problemas en la medición, lectura, facturación, fraude eléctrico.

Clasificación de las pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía eléctrica se pueden clasificar en:

- Pérdidas Técnicas
- Pérdidas no Técnicas o Comerciales

1.6.1 Pérdidas Técnicas.

Las perdidas tecnicas constituyen una parte de la energia que no es aprovechada y que el sistema requiere para su operación.Se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través de la redes de transmisión y distribución. Su magnitud depende entonces de las características de las redes y de la carga a que éstas se ven exigidas, perdiendose principalmente en forma de caloren los diferentes equipos, redes y elementos que forman parte en un sistema de distribucion y que sirven para conducir y transformar la electricidad.Estas serán tratadas con un criterio económico debido a que estas pérdidas degradan el coeficiente de eficacia global de la red. [00000]

1.6.1.2 Causas que originan las pérdidas Técnicas.

Pérdidas por efecto Corona:

El efecto corona está causado por la ionización del aire alrededor de un conductor siendo más apreciables en altos niveles de tensión de la línea. En el momento que las moléculas de aire se ionizan, éstas serán 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 azulados para los más severos acompañados de un ruido audible.

Pérdidas por efecto Joule.

Cuando una corriente eléctrica circula a través de los elementos conductores del sistema con lo cual parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo.[1]

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.

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t \qquad (W) \tag{1.2}$$

Las pérdidas por efecto joule se manifiestan principalmente en:

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

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.[2]

Las pérdidas pueden dividirse de acuerdo a su comportamiento en función de la carga:

- Constantes (pérdidas de núcleo o de hierro en el transformador).
- Variables (resultado de la variabilidad de la carga sucedida en líneas y transformadores).

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 pérdidas debido a factores que influyen en estas y se muestran en la figura 1.3.

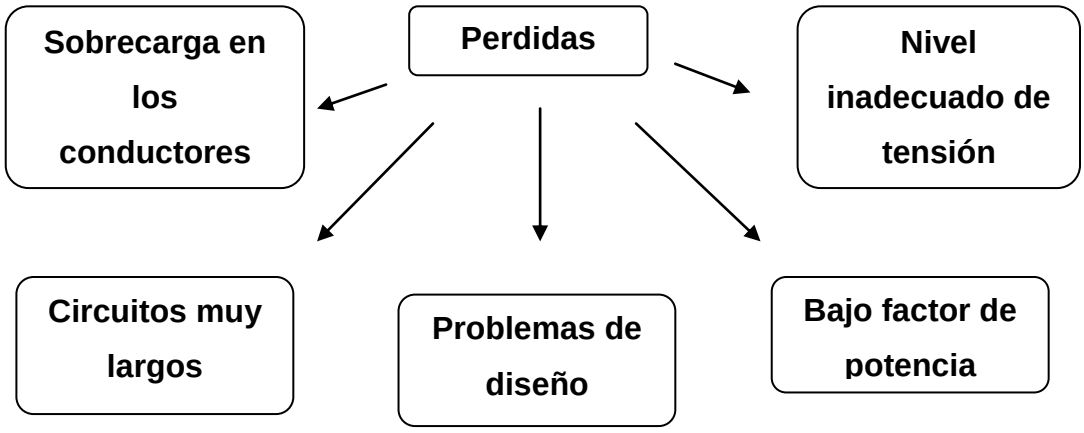


Figura 1.3: Factores que inciden en las pérdidas técnicas.

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. Por lo que es objetivo de este trabajo el desarrollar solamente los métodos de cálculo relacionados con estas pérdidas en las redes de distribución primaria.

1.6.2 Pérdidas no Técnicas o Comerciales

Se las obtiene como la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas del sistema, estas pérdidas a diferencia de las pérdidas técnicas es energía que se utiliza por algún usuario registrado o no en el sistema comercial de la empresa distribuidora la misma que no recibe la respectiva retribución por el servicio prestado

[ ].Esta se deben a varios factores, unos ocasionados por parte de la empresa como problemas técnicos, comerciales y administrativos y otros que afectan el comportamiento normal de los clientes como son los factores económicos, culturales o sociales.[0000]

Según las causas que las originan las pérdidas no técnicas se clasifican en [000]:

- Fallas Administrativas
- Fraude y Hurto

1.6.3 Pérdidas en Conductores.

$$P = R \cdot I^2 \cdot L \tag{1.3}$$

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

$$\Delta V = I \cdot L(R_{COS\varphi} + X_{SEN\varphi}) \tag{1.4}$$

Se tiene que:

$$I = \frac{\Delta V}{\left[L(R_{COS\varphi} + X_{SEN\varphi})\right]} \tag{1.5}$$

Sustituyendo (4) en la ecuación (2) tenemos que:

$$P = \frac{[R \cdot \Delta V \cdot I \cdot L]}{\left[L(R_{COS\varphi} + X_{SEN\varphi})\right]} \tag{1.6}$$

Donde:

P → Pérdida de potencia en Horas pico (kW)

R → Resistencia eléctrica del conductor (Ohm/km)

L → Longitud de la línea (km)

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

ΔV → Caída de tensión en voltios, (V)

Cosφ → Factor de potencia activa.

Senφ → Factor de potencia reactiva. [7]

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:

$$EP_{CU} = P_{CU} \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_n}\right)^2 \cdot T_{eq}(kWh) \quad (1.7)$$

Dónde

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

S_n: Potencia nominal del transformador en kVA.

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

$$T_{eq} = 8760 \cdot F_{perd} \quad (h) \tag{1.8}$$

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.

$$F_{perd} = 0.3 \cdot F_C + 0.7F_C^2 \tag{1.9}$$

$$F_C = \frac{P_m}{P_{max}} \tag{1.10}$$

Dónde:

Fpérd → Factor de pérdidas.

F_C → Factor de carga.

P_m → Potencia media (kW).

P_{max} → Potencia Máxima (kW)

Las pérdidas de energía en el núcleo (Pfe) 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:

$$WP_{Fe} = P_{Fe}(kW) \cdot 8760 \qquad (KWh/año) \tag{1.11}$$

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

$$\Delta W_t \approx n \cdot \Delta P_X \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S_m}{S_{nom}}\right)^2 \cdot t \quad (KWh/año) \tag{1.12}$$

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. [4]

Estas pérdidas se pueden considerar aproximadamente constante para los transformadores que posean la misma potencia. Ver anexo 3.

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

1.7 Conclusiones.

Al desarrollar el marco teórico conceptual, se pudo concluir que:

1. Se llevó a cabo un análisis de trabajos precedentes acerca del tema a tratar.
2. Se realizó una caracterización del objeto de estudio (Circuitos de distribución primaria de M-2307 y O-1844 pertenecientes a la subestación de Boquerón).

3. Se explicó de manera detallada 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 2. ESTUDIO TÉCNICO Y PROPUESTA DE MEJORAS AL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA INVESTIGADO.

2.1 Introducción.

Para corregir la confiabilidad en los circuitos de distribución y disminuir el costo de transmisión de la energía eléctrica hasta a los consumidores, es posible realizar mejoras que conllevan a acometer inversiones en un menor o mayor grado de gasto de recursos, tanto materiales como financieros y humanos, lo que impone a las nuevas construcciones el requisito de que en sus nuevos valores de depreciación, deba concebirse la combinación entre la racionalidad de los recursos usados y la producción de beneficios futuros, los que se pueden entender como ingresos por concepto de ahorro.[17][18]

2.2 Descripción del software utilizado (RADIAL 7.7)

Para analizar el circuito escogido se utilizó el programa de computación RADIAL, el cual constituye un instrumento muy útil para los profesionales de la rama. En el cual su metodología se basa en el cálculo de flujo de potencia en redes radiales. Entre las características fundamentales se destacan la consideración de los circuitos balanceados, la flexibilidad en los métodos y criterios de optimización y la variedad de salidas y posibilidades de reportes.

Debido al desarrollo actual que poseen sus herramientas y utilidades que proporciona, este programa garantiza rapidez, eficacia en el diseño y un ambiente de trabajo agradable. Por la validación de los datos y resultados obtenidos, las posibilidades gráficas y la profundidad de la ayuda creada, el uso de este programa está generalizado en el área técnica de las empresas eléctricas del país. La ventana principal de trabajo se muestra en la Figura 2.1.

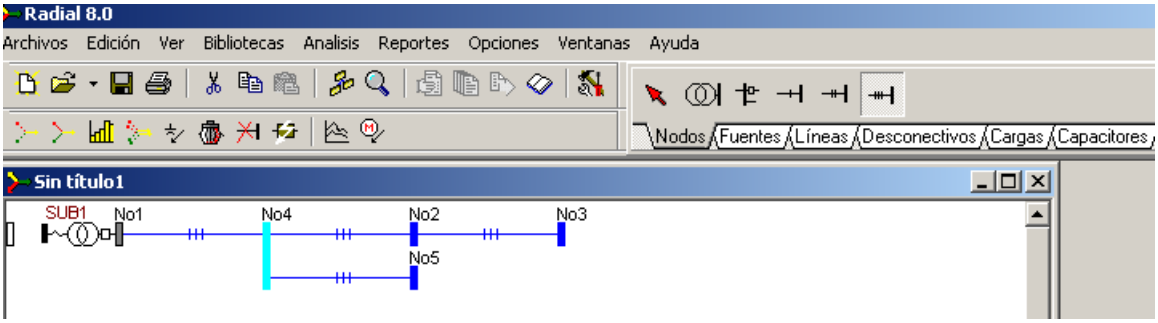


Figura 2.1 Ventana de trabajo del programa RADIAL.

En esta aplicación se reflejan de modo gráfico los componentes principales del circuito a escala, y se especifican en diferentes ventanas todos los datos referentes a ellos en cuanto a capacidad de los transformadores, calibre de los conductores, distancia entre postes. Terminada la representación del circuito en esta aplicación, se puede realizar una corrida de este, la que arroja resultados, pérdidas de potencia y de energía, caídas de tensión.

El software ofrece una gran variedad de resultados con facilidades de impresión, como:

1. Flujo de carga monofásico: Representado por un sistema de fasores trifásico con dos fasores semi ocultos. Al ejecutarse muestra la hora de máxima y de mínima. Por “default” ejecuta el flujo a la hora de máxima, pero se puede elegir otra hora.
2. Flujo de carga trifásico: Representado por un sistema de fasores trifásico. Al ejecutarse muestra la hora de máxima y de mínima. Al ejecutarse muestra la hora de máxima y de mínima. Por “default” ejecuta el flujo a la hora de máxima, pero se puede elegir otra hora.
3. Capacitores.
4. Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de potencia.
5. Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de energía.

6. Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de potencia.
7. Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de energía.
8. Cálculo de las corrientes de cortocircuitos de circuitos radiales.
9. Selección y coordinación de protecciones en circuitos radiales.
10. Análisis de cogeneración.
11. Corridas de flujo monofásico simultánea de varios circuitos.
12. Traspaso de cargas de un circuito a otro.
13. Reubicación de la subestación.

2.3 Aspectos principales de la primera etapa de la actualización.

La principal tarea de esta etapa fue la confección del plano monolineal de los circuitos primario O-1844 y M-2307 (Ver anexo 7) pertenecientes al asentamiento Boquerón. Este se confeccionó a medida que se recorrían los circuitos observando su configuración y características principales, para reflejar la distancia entre postes, calibre de los conductores, capacidad de los transformadores, fase en que se encuentran conectados, datos de P y Q máxima, entre otros; todo esto para tener una base de datos precisa y con información actualizada sobre ellos.

2.4 Determinación de la potencia del circuito.

Actualmente es posible determinar la potencia máxima en las redes de transmisión, subtransmisión y distribución primaria, mediante las mediciones captadas por modernos equipos electronicos como es el caso de los interruptores (NULEC) instalados en nuestro país a partir del año 2005 en la gran mayoría de los circuitos de distribución primarios, lo cual ha marcado un cambio considerable en su monitoreo y garantizan además la protección en cada una de ellas.

Al realizar un análisis y estudio de las mediciones tomadas en el período de un año (2013), 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.

En la figura 2.2 y 2.3 se observa el comportamiento de la Potencia Activa (P), Potencia Reactiva (Q) y la Aparente (S) para los diferentes horarios en un día típico de los circuitos O-1844 y M-2307 respectivamente

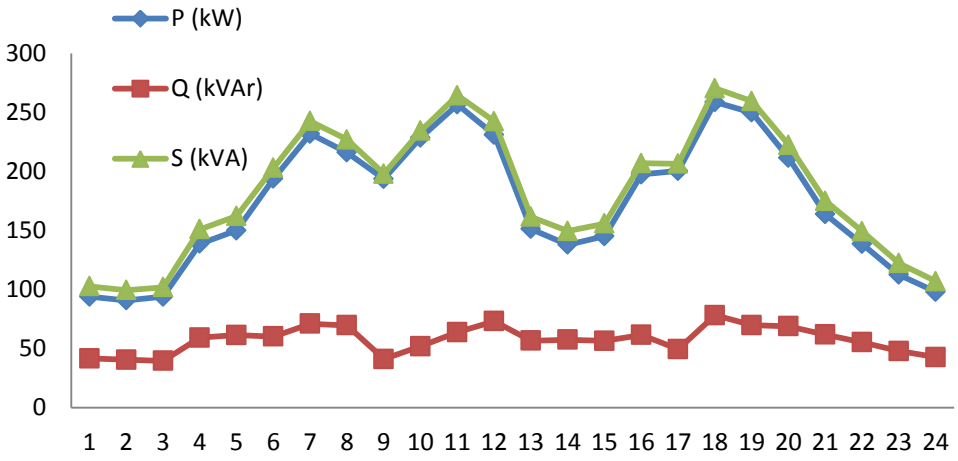


Figura 2.2 Comportamiento de la potencia en el circuito O-1844.

En este grafico de carga del circuito O-1844 se puede observar que entre las 18:00 hasta las 19:00 se manifestó el horario de máxima demanda con valores que oscilaban entre 259 y los 250 kW , mientras que a las 2:00 de la madrugada con 90,93 kW de potencia activa se encontraría el horario de mínimo consumo.

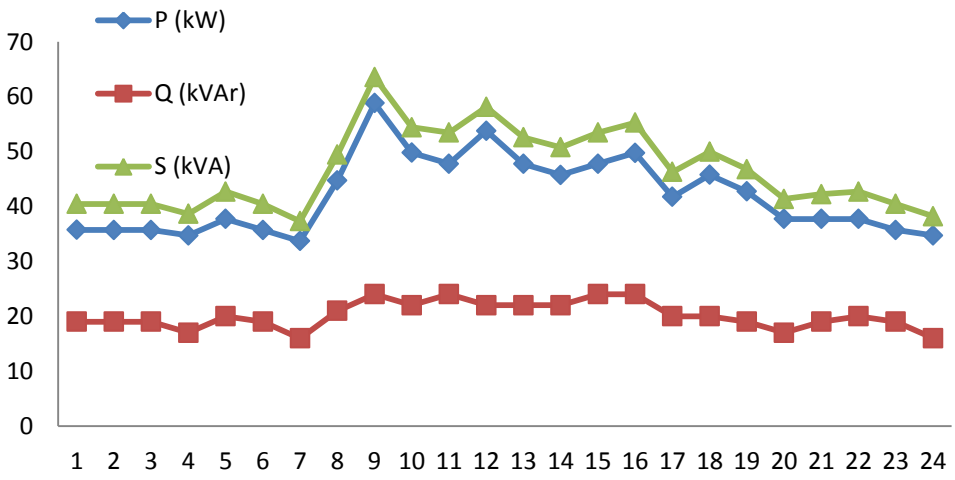


Figura 2.3 Comportamiento de la potencia en el circuito M-2307.

En la figura 2.3 se puede ver a simple vista que el comportamiento su máxima demanda a las 9:00 con un valor de 59 kW en el horario, junto con la mínima demanda de 35 kW en la primera hora de la madrugada.

2.5 Levantamiento de cargas.

Luego del levantamiento de las cargas en el circuitos O-1844 y M-2307, 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).

Tabla 1: Total de transformadores instalados en el circuito según su capacidad.

Capacidad (kVA)	Cantidad de transformadores	
	O-1844	M-2307
5	(-)	(-)
10	3	1
15	7	2
25	6	4
37.5	5	(-)
50	3	3
75	1	(-)
100	(-)	1
	25 622.5	11 540

Cantidad de transformadores por banco (Los bancos pueden tener desde 1 hasta 3 transformadores).En este circuito existen un total de 79 bancos prestando servicio eléctrico, de ellos 18 con servicios trifásicos para un total de 35 transformadores monofásicos y dos trifásicos, los 37 transformadores con los 61 bancos restantes

prestando servicio monofásico, completan el total de 98 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:

Tabla 2: Existencia de los transformadores según el tipo de servicio que brindan.

Capacidad (kVA)	Cantidad de transformadores	
	O-1844	M-2307
Alumbrado Publico	2	(-)
Residencial	8	(-)
Industrial	7	6
Mixta	1	(-)
Total	18	6

Transformadores trifásicos (El banco ofrece servicios trifásicos) en el circuito existen dos de ellos, uno prestando servicio exclusivo de 100 kVA en alumbrado público.

Nombre o Identificación del Banco de Transformadores (Se tomaron el número o identificador del banco de transformadores).Para todos los bancos de los circuitos, el identificador es: M-# y O-# del banco. Ver anexo 6.

Número de Hilos (Se tomó en cuenta el calibre de los conductores por fases y del neutro). En el recorrido de las redes primarias objeto de estudio nos percatamos que el calibre que predomina es el Cu#4, Cu#6 y Al 78 mm^2 con una baja resistencia a la intensidad de corriente eléctrica lo cual ofrece menores pérdidas de energía eléctrica al circuito.

2.6 Procedimiento para formar la base de datos del programa Radial.

Con la utilización de los resultados obtenidos por el personal técnico capacitado en el levantamiento eléctrico de los circuitos primarios en investigación. Para entender el mismo sólo se reflejaron algunos de los parámetros analizados como es el caso de: datos de la curva de carga de la subestación, configuración real del circuito, con el

conductor existente, ubicación exacta de los transformadores, como se ilustrará a continuación. De la misma manera se elaboraron todos los monolineales.

Para formar la base de datos en el programa Radial se hizo necesario

1. Realizar un celaje a los circuitos primarios, donde se dibujó el monolineal y se especificó la cantidad de postes existentes, así como el tipo y la distancia entre estas estructuras.

2. Especificar el material del conductor, su distancia y su calibre.

3. Especificar la capacidad del transformador o del banco de transformadores y distancias entre ellos.

Luego de realizado el levantamiento del circuito primario se procedió a su introducción en la base de datos del programa Radial.

Una vez conocido todo lo anterior, se hizo necesario realizar tomas de la carga instantánea del circuito en el horario de máxima demanda, creándose todas las condiciones para la corrida del flujo.

2.7 Corrida del flujo de carga para la máxima demanda.

Las mediciones de potencias obtenidas del dispositivo de protección (NULEC) 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 tabla siguiente:

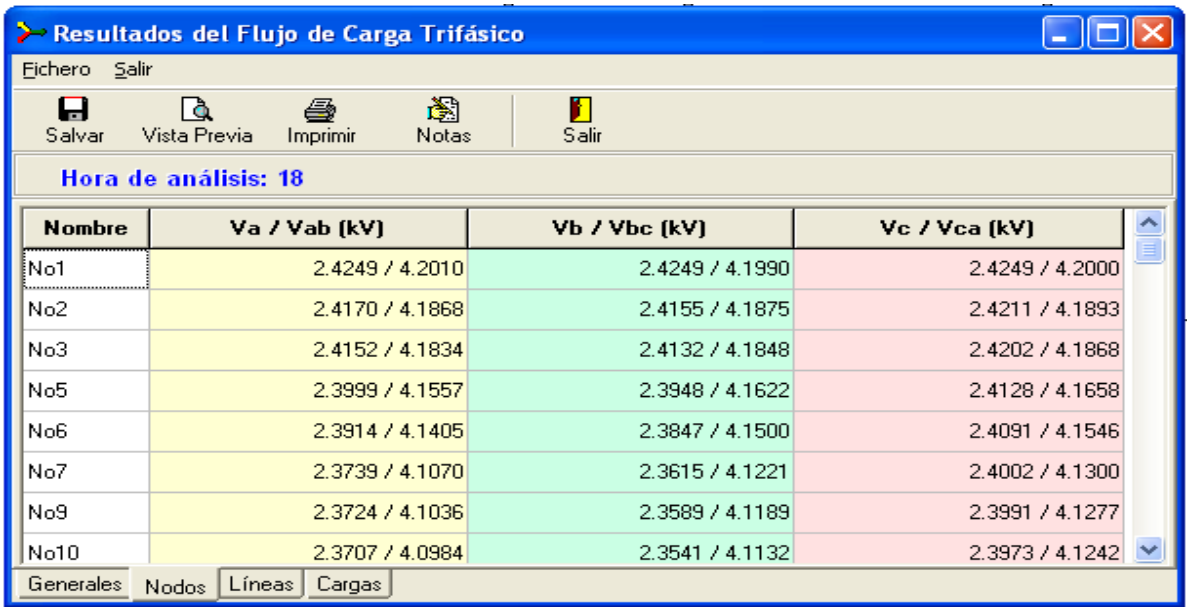
Tabla 3: Resultados del flujo de carga trifásico las corridas de los circuitos en estudio en condiciones actuales, según Radial.

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	245	kW
Potencia reactiva de las cargas	74	kvar
Pérdidas activas en líneas	8,4	kW
Pérdidas reactivas en líneas	4,29	kvar
Pérdidas de cobre en transf.	2,4	kW
Pérdidas de hierro en transf.	2,98	kW
Pérd. totales de potencia activa	13,78	kW
% de pérdidas de potencia	4,1	%
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar
% en el peor de los Nodos	4.5	%
Factor de potencia	0,96	

Tabla 4: Resultados de las corridas de los circuitos en estudio en condiciones actuales, según Radial.

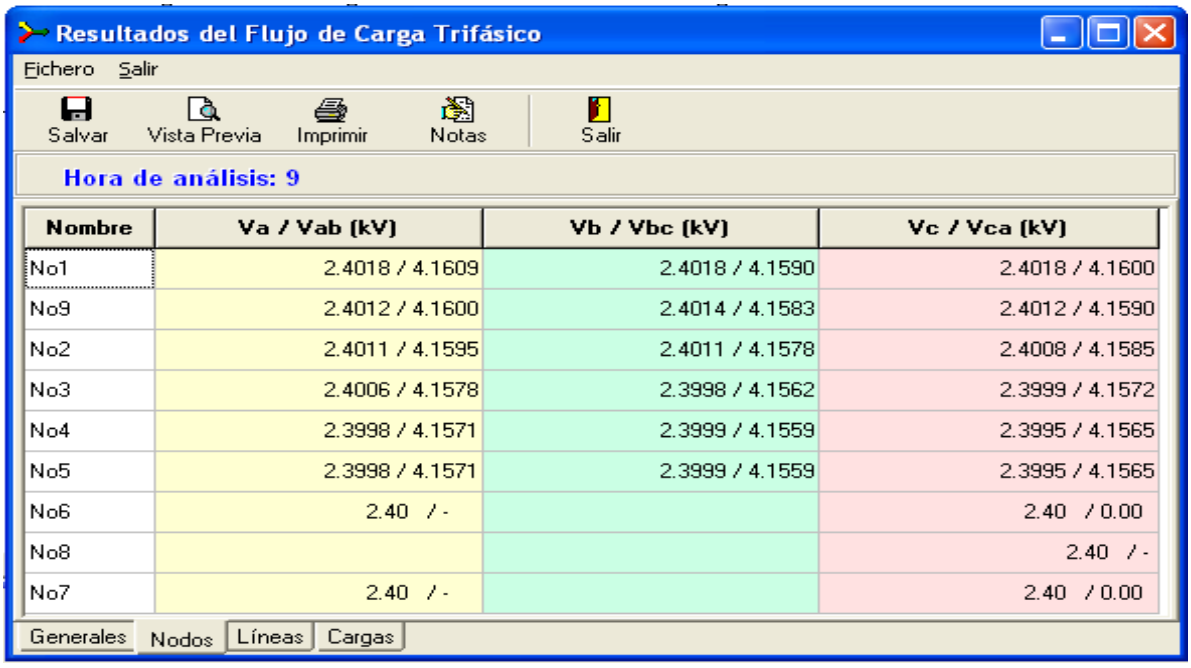
Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	57	kW
Potencia reactiva de las cargas	24	kvar
Pérdidas activas en líneas	0,059	kW
Pérdidas reactivas en líneas	0,036	kvar
Pérdidas de cobre en transf.	0,19	kW
Pérdidas de hierro en transf.	1,59	kW
Pérd. totales de potencia activa	1,839	kW
% de pérdidas de potencia	3,13	%
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar
% en el peor de los Nodos	0,09	%
Factor de potencia	0,92	

Los datos ofrecidos sobre el por ciento en el peor de los nodos en cada uno de los circuitos, fueron determinados a través del análisis realizado con las figuras 2.4 y 2.5 observando la caída de tensión para cada fase del circuito y la observación de la fase con mayor problema, es decir con una variación de Potencial.



Nombre	Va / Vab (kV)	Vb / Vbc (kV)	Vc / Vca (kV)
No1	2.4249 / 4.2010	2.4249 / 4.1990	2.4249 / 4.2000
No2	2.4170 / 4.1868	2.4155 / 4.1875	2.4211 / 4.1893
No3	2.4152 / 4.1834	2.4132 / 4.1848	2.4202 / 4.1868
No5	2.3999 / 4.1557	2.3948 / 4.1622	2.4128 / 4.1658
No6	2.3914 / 4.1405	2.3847 / 4.1500	2.4091 / 4.1546
No7	2.3739 / 4.1070	2.3615 / 4.1221	2.4002 / 4.1300
No9	2.3724 / 4.1036	2.3589 / 4.1189	2.3991 / 4.1277
No10	2.3707 / 4.0984	2.3541 / 4.1132	2.3973 / 4.1242

Figura 2.4 Valores de tensión en la línea y fases del circuito O-1844.



Nombre	Va / Vab (kV)	Vb / Vbc (kV)	Vc / Vca (kV)
No1	2.4018 / 4.1609	2.4018 / 4.1590	2.4018 / 4.1600
No9	2.4012 / 4.1600	2.4014 / 4.1583	2.4012 / 4.1590
No2	2.4011 / 4.1595	2.4011 / 4.1578	2.4008 / 4.1585
No3	2.4006 / 4.1578	2.3998 / 4.1562	2.3999 / 4.1572
No4	2.3998 / 4.1571	2.3999 / 4.1559	2.3995 / 4.1565
No5	2.3998 / 4.1571	2.3999 / 4.1559	2.3995 / 4.1565
No6	2.40 / -		2.40 / 0.00
No8			2.40 / -
No7	2.40 / -		2.40 / 0.00

Figura 2.5 Valores de tensión en la línea y fases del circuito M-2307.

2.8 Método para el cálculo de las pérdidas de potencia y energía eléctricas.

De los métodos conocidos los más difundidos en las bibliografías, que tratan el cálculo de las pérdidas dependientes de las cargas, ya que el software Radial utilizado presenta errores al brindar la información correspondiente respecto a pérdidas de energías son:

-**Tiempo equivalente**, o como también se le conoce, horas equivalentes (número de horas que debe mantenerse el valor pico de las pérdidas de la carga, para que se produzcan unas pérdidas equivalentes a las que produce la carga con sus variaciones).

-**Tiempo de utilización de la carga máxima**: Como su nombre lo indica, es el tiempo que está conectada la carga máxima en una distribución de potencia determinada. [14]

$$\Delta Wa = \Delta Pm \cdot Tep \qquad (kWh/a) \tag{2.1}$$

$$Tep = \left(0{,}124 + \frac{Tucmax}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 \qquad (h/a) \tag{2.2}$$

$$Tucmax = \frac{Waño}{Pmax} \qquad (horas) \tag{2.3}$$

Dónde:

ΔWa: Pérdidas de energía activa.

ΔPm: Pérdidas de potencia activa en el horario de máxima demanda.

Tep: Tiempo de pérdidas máximas.

Tucmax: Duración de carga máxima.

Waño: Energía total al año de la línea.

Pm: Carga máxima. [3]

2.8.1 Cálculo de las pérdidas de energías y potencia en los circuitos.

Implementación del método 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 #5 con los valores obtenidos a través de la ecuación 2.1, en la configuración actual de circuito.

Tabla 5: Energía al año y potencia máxima medida en cada circuito.

Circuito	**Energía (MWh/año)**	**Potencia máxima (kW)**
O-1844	1528	259
M-2307	368,3	59

Con la utilización de los datos expuestos en la tabla y las ecuaciones 2.2 y 2.3 se calcularon los resultados obtenidos en la tabla.

Tabla 6: Perdidas de energía al año por circuito.

	O-1844		**M-2307**	
Pérdidas de energías	(kW)	(MWh/año)	(kW)	(MWh/año)
Activas en líneas	8.4	37.56087605	0.059	0.290710405
En el Cu del transf.	2.40	10.73167887	0.19	0.936186049
En el Fe del transf.	2.98	13.32516793	1.59	7.834399039
total	13.78	61.62	1.84	9.06

2.10 Análisis de los componentes eléctricos del circuito.

Es preciso realizar el análisis de los diferentes elementos de una red de distribución y aporte de cada uno a las pérdidas totales de distribución, sin un estudio de variadas características físicas y operativas en forma precisa. Conociendo que la mayor parte de las pérdidas se debe a las corrientes por los conductores de las líneas, incluyendo las pérdidas en el cobre o pérdidas de carga y las pérdidas en el hierro de los transformadores.

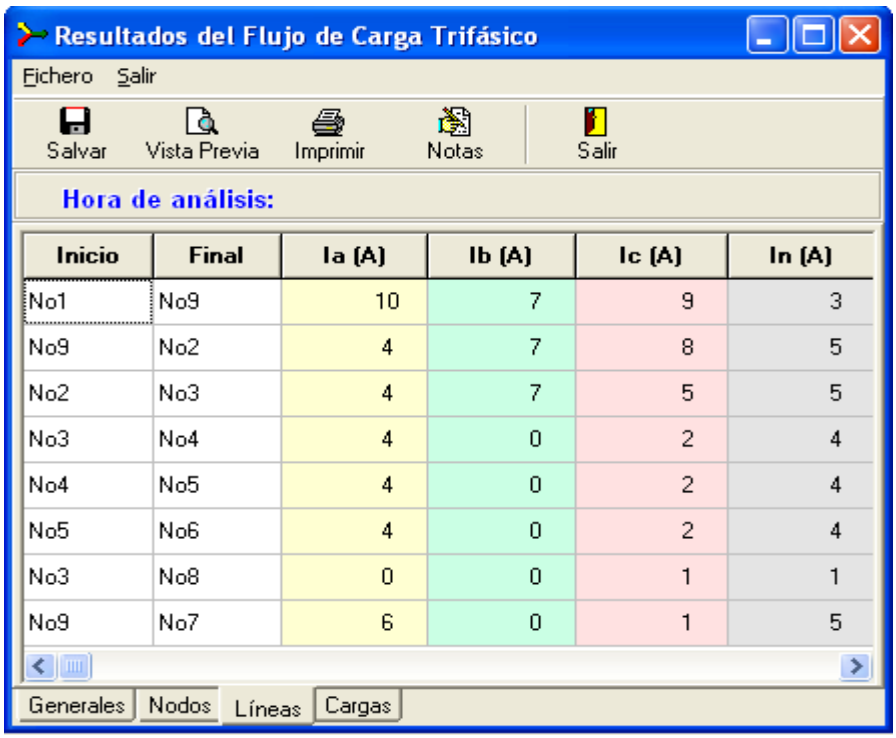
2.10.1 Conductores.

Los conductores eléctricos, con cierta sección transversal son capaces de soportar hasta un valor determinado de corriente para una temperatura ambiental dada, por lo que magnitudes de corrientes por encima del valor admisible producirían perdidas por efecto joule ocasionando serios daños, reduciendo su tiempo de vida útil. En los circuitos en cuestión no se encentraron tramos de líneas que se encentrarán sometidos a tales condiciones, como resultado de la utilización del software, aunque se detectaron algunos tramos de conductores de cobre Cu #6 se muestran en la tabla # 6, presentando una sección transversal de 20 mm^2 y una resistencia óhmica de 1,36 ohm/km al ser expuestos 40 ^{0} C y 60 Hz soportan una corriente máxima de 170 A, aunque este tipo de conductor se encuentre dentro las intensidades de carga admisible según normas , este tipo de conductor debe ser eliminado en las redes de distribución primarias, ya que estos son propenso a partirse aumentando el tiempo de interrupción causando daños al cliente.

Tabla 7: Cantidad en metros de conductores a eliminar en el circuito O-1844.

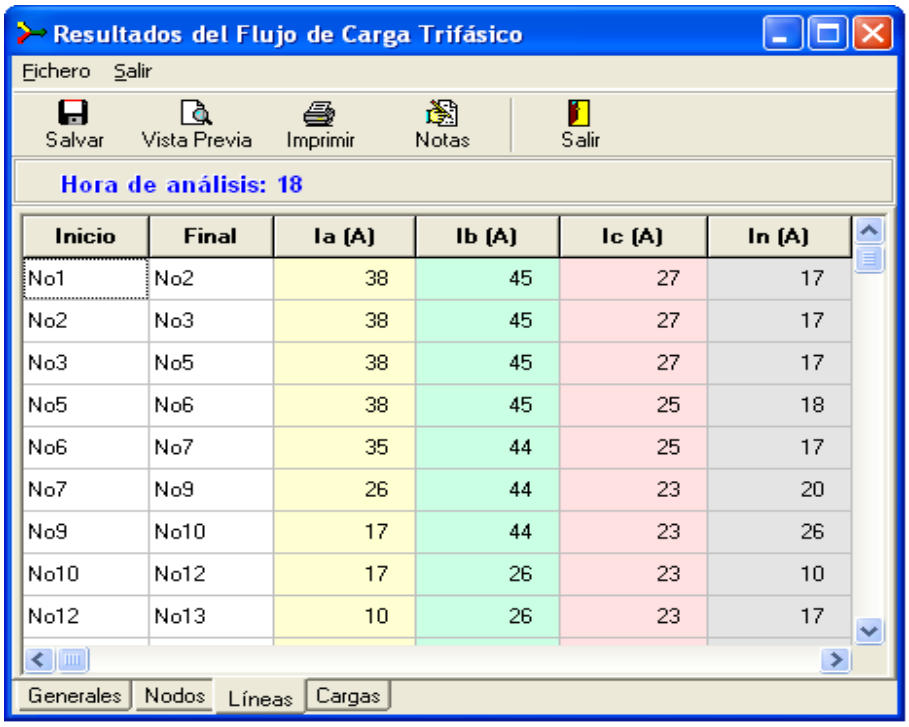
Nodo (s)	Conductor existente	Cantidad de Metros x fases	Total de metros (m)
06-08	Cu#6	2X80	160
16-20	Cu#6	2x98	196
20-21	Cu#6	2x103	206
21-32	Cu#6	1x60	60
21-22	Cu#6	2x506	1012
22-24	Cu#6	2x190	380
22-25	Cu#6	1x167	167
Total			2181

En la figura que se muestra a continuación se exponen las magnitudes de las corrientes que circulan por cada fase del circuito, así como también por el neutro. De ahí es posible apreciar que los valores máximos de cada una de las fases no sobrepasan los 170 A siendo este el limite térmico de los conductores que se encuentran instalados.



Inicio	Final	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	In (A)
No1	No9	10	7	9	3
No9	No2	4	7	8	5
No2	No3	4	7	5	5
No3	No4	4	0	2	4
No4	No5	4	0	2	4
No5	No6	4	0	2	4
No3	No8	0	0	1	1
No9	No7	6	0	1	5

Fig 2.6 Valores de las corrientes por el neutro y cada fase del Cto M-2307.



Inicio	Final	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	In (A)
No1	No2	38	45	27	17
No2	No3	38	45	27	17
No3	No5	38	45	27	17
No5	No6	38	45	25	18
No6	No7	35	44	25	17
No7	No9	26	44	23	20
No9	No10	17	44	23	26
No10	No12	17	26	23	10
No12	No13	10	26	23	17

Fig 2.7 Valores de las corrientes por el neutro y cada fase del Cto O-1844.

2.10.2 Transformadores.

A continuación veremos una tabla con los resultados obtenidos sobre la cargabilidad de los transformadores de cada circuito, tomada del programa Radial, en ella se puede apreciar la existencia de los transformadores que se encuentran en régimen de sobrecarga así como los subutilizados.

Tabla 8: Resultados del Estudio de Cargabilidad de transformadores. Cto M-2307 y por ciento de carga actual.

Nodo(s)	Unidades en (kVA)	Demanda (kVA)	% de carga	Tipo de conexión	fase(s)
No8	Transformador (10)	4	40	Fase -Neutro	C
No2	Transformador de Fuerza (15)	0	0	Estrella-Abierta	B
No2	Transformador de Alumbrado (50)	8	16	Estrella-Abierta	C
No3	Transformador de Fuerza (50)	7	14	Estrella-Abierta	B
No3	Transformador de Alumbrado(100)	17	17	Estrella-Abierta	C
No5	Transformador de Fuerza (25)	3	12	Estrella-Abierta	B
No5	Transformador de Alumbrado (25)	3	12	Estrella-Abierta	C
No6	Transformador de Fuerza (15)	4	27	Estrella-Abierta	C
No6	Transformador de Alumbrado (25)	9	36	Estrella-Abierta	A
No7	Transformador de Fuerza (25)	2	8	Estrella-Abierta	C
No7	Transformador de Alumbrado (50)	16	32	Estrella-Abierta	A

Tabla 9: Resultados del Estudio de Cargabilidad de transformadores. Cto O-1844 y por ciento de carga actual.

Nodo(s)	Unidades en (kVA)	Demanda (kVA)	% de carga	Tipo de conexión	fase (s)
No23	Transformador (37,5)	45	120	Fase -Neutro	C
No5	Transformador (10)	3	30	Fase -Neutro	C
No12	Transformador (37,5)	16	43	Fase -Neutro	A
No27	Transformador (25)	13	52	Fase -Neutro	C
No28	Transformador (25)	13	52	Fase -Neutro	A
No29	Transformador (25)	11	44	Fase -Neutro	A
No24	Transformador (15)	8	53	Fase -Neutro	C
No25	Transformador (15)	6	40	Fase -Neutro	B
No19	Transformador (50)	24	48	Fase -Neutro	B
No3	Transformador de Alumbrado(37,5)	9	24	Estrella-Abierta	B
No26	Transformador de Fuerza (25)	13	52	Estrella-Abierta	A
No26	Transformador de Alumbrado (50)	13	26	Estrella-Abierta	C
No20	Transformador de Fuerza (15)	3	20	Estrella-Abierta	C
No11	Transformador de Alumbrado (75)	23	31	Estrella-Abierta	A
No11	Transformador de Fuerza (15)	3	20	Estrella-Abierta	C
No8	Transformador de Alumbrado (25)	8	32	Estrella-Abierta	A
No8	Transformador de Fuerza (15)	1	7	Estrella-Abierta	B

Según resultados obtenidos sobre la cargabilidad y por ciento de carga de los transformadores, el circuito M-2307 presenta sus 11 transformadores subcargados con un coeficiente de carga promedio de 19,45 %.

Mientras en el O-1844 el coeficiente promedio de los sobrecargados está a un 120 % de carga. Los transformadores con menor demanda pertenecen al banco CB-061 con la utilización del 7 % de la carga, prestando servicio trifásico en el Bombeo de la herradura. En el nodo 23 encontramos el banco CB-068 con un elevado por ciento de sobrecarga en el transformador con (120 %).En la siguiente tabla se representa el por ciento de carga al cual están sometidos estos transformadores.

Al concluir el estudio de los parámetros eléctricos encada uno de los circuitos de distribución primaria, es apreciable, que las condiciones de operación a la cual están

sometidos no son las adecuadas, alcanzando niveles de pérdidas eléctricas fuera de norma, por lo que a continuación se relaciona un grupo de mejoras aplicables a las redes de media tensión para la disminución de estas pérdidas, y así mejorar el estado de operación de los circuitos.

2.11 Tecnologías para la reducción de pérdidas en redes de media tensión.

En las redes de media tensión existen varias posibilidades de realizar mejoras [9], las cuales dependen de la envergadura de los trabajos a realizar, en tal sentido esta subdivisión concibe mejoras con mínimas inversiones o con inversiones importantes o la combinación de estos dos tipos explicados.

Para ejecutar una mejora a cualquier circuito, hay que hacerlo con la solución más económica, sin embargo, en muchos casos es preciso acometer trabajos complejos para restablecer los parámetros de calidad en el servicio a prestar.

En la concepción para realizar una mejora se deben tener en cuenta el procedimiento de evaluación del estado operativo y confiabilidad de la red 33 kV y menores que rigen este tipo de acción en la UNE para los circuitos primarios, las que conciben que:

- las pérdidas de potencia deberán ser menores que 3 %.

- la caída de tensión 5%.

Las mejoras con inversiones mínimas consisten en:

- Balanceo de fases.

Sin embargo, los circuitos que no admiten mejoras con inversiones mínimas serán mejorados por los siguientes métodos:

- Optimización de la potencia reactiva.
- Cambio de conductor en alimentadores.
- Incremento de la tensión nominal.
- Readecuación de la carga instalada.

2.12 Conclusiones

Con el desarrollo del actual capítulo se llevó a cabo un análisis del comportamiento de las principales variables eléctricas a conocer para un análisis del trabajo.

1. Se determinó el estado actual de los circuitos con la utilización del software Radial, herramienta computacional para determinar los flujos de potencia en diferentes horarios.
2. Se concluyó que las pérdidas totales de energías en el circuito son 4,1 %.
3. El por ciento en el peor nodo del circuito es de 4,5 y 0,09 %.
4. Existen tramos de líneas en mal estado de funcionamiento (sobrecorrientes).
5. Algunos transformadores se encuentran trabajando en estado de sobrecarga y otros subutilizados.
6. Es posible disminuir el costo de distribución de la energía eléctrica hasta a los consumidores en los circuitos primarios en cuestión, a través de mejoras que combinen tanto mínimas como importantes inversiones, que conciban el cambio de conductores, la división y/o el balanceo de circuitos, la readecuación de la capacidad instalada.

CAPITULO 3. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA Y VALORACIÓN DEL IMPACTO MEDIO AMBIENTAL.

3.1 Introducción.

En términos de gestión de proyectos, la evaluación técnico-económica y del impacto medioambiental es el proceso por el cual se determina el establecimiento de cambios generados por las soluciones propuestas a partir de la comparación entre el estado actual y el estado previsto en su planificación. Es decir, se intenta conocer qué tanto un proyecto ha logrado cumplir sus objetivos, o bien qué tanta capacidad poseería para cumplirlos.

3.2 Variantes para Disminuir las Pérdidas de Energías Eléctricas.

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

3.2.1 Variante 1 Conversión Total de Voltaje en los circuitos M-2307 y O-1844 de 4.16 kV a 13.8 kV.

Consiste en elevar el nivel de tensión de circuitos distribución como es el caso de la subestación de Boquerón de 4.16 kV a 13.8 kV y con esto elevar la eficiencia del mismo.

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

Dónde:

ΔP→ Pérdidas de potencia

U → Tensión

P → Potencia activa

R → Resistencia

X → Reactancia

Cosφ → Factor de Potencia activa

Senφ → Factor de potencia Reactiva

Como se puede apreciar 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:

ΔP_1→ Nuevas pérdidas de potencia

U_1 → Nueva Tensión

Por Tanto:

$$\Delta P_1 = \Delta P \cdot \frac{U^2}{U_1^2} = \Delta P \left[\frac{(4{,}16\text{kV})^2}{(13{,}8\text{kV})^2}\right] \approx 0.0909\Delta P \tag{3.3}$$

$$\Delta P_1 = 0{,}09\Delta P \tag{3.4}$$

El efecto del voltaje de 4.16 kV sobre las pérdidas eléctricas

A continuación se mostraran tablas comparativa de los circuitos en cuestión en la que se observa el beneficio de cambiar el voltaje no deseado de 4.16 kV, y las ventajas que trae esto sobre las pérdidas eléctricas.

Tabla 3.1: Resultados O-1844

Estado	Perdidas de potencia (kW)					Perdidas de energía (MWh/a)				
	ΔPL	Pcu	Po	ΔPtotal	ΔP%	ΔPL	Pcu	Po	ΔEtotal	ΔE%
Actual	5,7	2,348	2,98	11,086	4,3	25,57	10,53	13,37	49,47	4,1
Futuro	0,54	2,25	2,98	5,77	2,25	2,364	9,854	13,05	25,26	2,6

En este circuito con un voltaje por el primario de 4,16 kV una potencia activa en la carga de 245 kW se aprecia el impacto tan significativo que trae el cambio del nivel de voltaje para las pérdidas eléctricas, donde se logra un ahorra de pérdidas en las líneas de 23,2 MWh/a de energía y se disminuye los % de pérdidas de potencia y energía de un 4,3 y 4,1 % a un 2,25 y 2,6 % respectivamente. Por ello tanto en el municipio como en la provincia están trabajando para la eliminación de este voltaje no deseado de en nuestras líneas.

Tabla 3.2: M-2307

Estado	Perdidas de potencia (kW)					Perdidas de energía (MWh/a)				
	ΔPL	Pcu	Po	ΔPtotal	ΔP%	ΔPL	Pcu	Po	ΔEtotal	ΔE%
Actual	0,038	0,186	1,59	1,814	3,1	0,187	0,916	7,834	8,937	4,1
Futuro	0,004	0,186	1,59	1,780	3	0,019	0,91	7,784	8,713	4,1

Al igual que en el circuito anterior, este con potencia activa en la carga de 57 kW es posible apreciar lo que implica el cambio del nivel de voltaje de 4,16 a 13,8 kV para las pérdidas eléctricas, lográndose un ahorra en las pérdidas en las líneas de 0,168 MWh/a de energía y la disminución en los % de pérdidas de potencia y energía de un 3,1 y 4,1 % a un 3 y 4,1 % respectivamente. Resultados similares obtuvo (Gustavo Rafael Fernández Martin) con la conversión a 13,8 kV del circuito Guerrita municipio Mayarí.

Cambio de conductor en alimentadores.

Esta tecnología consiste en el cambio parcial de conductores en los tramos que se sobrepase el límite térmico del mismo, teniendo en cuenta la carga máxima instalada en una de las fases.

El uso de conductores de baja resistencia (conductores trapezoidales que se describe en el apartado siguiente relativo a las pérdidas en transmisión), permiten disminuir las pérdidas técnicas. En este caso aplica un concepto similar, solo que la utilización de conductores trapezoidales es limitada, por lo que refiere mayormente al uso de conductores de mayor sección.

Tabla 3.3: Sustitución de conductores en tramos del circuito O-1844.

Nodo (s)	Conductor existente	Sustitución	Total de metros (m)
06-08	Cu #6	Cu #4	160
16-20	Cu #6	Cu #4	196
20-21	Cu #6	Cu #4	206
21-32	Cu #6	Cu #4	60
21-22	Cu #6	Cu #4	1012
22-24	Cu #6	Cu #4	380
22-25	Cu #6	Cu #4	167
Total			2181

En este caso se ha utilizado un conductor de cobre de mayor sección transversal y no de Al 78 mm², debido a que con el Cu #6 no se puede utilizar en niveles de voltaje a 13,8 kV por que impide el trabajo en caliente en líneas aéreas. A pesar de que un aumento en la sección de los conductores disminuye pérdidas de potencia y energía en las líneas, este incrementara los costos totales de inversión.

Tabla 3.4: Resultados del cambio de conductores en el circuito O-1844.

Estado	Perdidas de potencia (kW)					Perdidas de energía (MWh/a)				
	ΔPL	Pcu	Po	ΔPtotal	ΔP%	ΔPL	Pcu	Po	ΔEtotal	ΔE%
Actual	0,54	2,25	2,98	5,77	2,2	2,44	10,19	13,50	26,14	4,1
Futuro	0,533	2,25	2,98	5,763	2,2	2,36	9,98	13,22	25,58	2,5

Luego del cambio del calibre de los conductores en los tramos mostrados en la tabla anterior, se ve como disminuyen las pérdidas de potencia como de energía en las líneas.

División de circuito

Esta mejora consiste en la división del circuito secundario, causado por motivos de que un transformador este sobrecargado, sea muy extenso lo que implica que no se brinden los niveles de tensión y pérdidas adecuados. Resultando menos factible el utilizar uno de mayor capacidad.

Tabla 3.5: Resultados de la división del circuito en el banco CB-068

Estado	Perdidas de potencia (kW)					Perdidas de energía (MWh/a)				
	ΔPL	Pcu	Po	ΔPtotal	ΔP%	ΔPL	Pcu	Po	ΔEtotal	ΔE%
Actual	0,533	2,25	2,98	5,763	2,2	2,36	9,98	13,22	25,58	2,5
Futuro	0,675	2,179	3,28	6,134	2,3	2,96	9,57	14,4	26,94	2,7

En este caso se observa como todas las pérdidas de potencia y energía aumentan como resultado de un aumento en la cantidad de clientes en estos bancos, por lo que se hizo preciso la instalación de nuevos bancos lo explicado anteriormente.

Reajuste de la potencia instalada.

El hecho de que los transformadores de distribución estén normalmente conectados las 24 horas del día durante los 365 días al año, determina que las pérdidas de estos equipos tengan incidencia en los costos de operación en los usuarios.

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.

Dada la importancia de las pérdidas que no dependen de la carga (pérdidas en el núcleo), el diseño de las subestaciones debe permitir, en la medida de lo posible, que

se pueda desconectar uno, o más transformadores durante los períodos en que la carga es reducida o nula.

La selección de transformadores para un proyecto dado debe tomar en cuenta los costos de inversión de las distintas opciones, las pérdidas en el núcleo, el grado de carga de los transformadores, las pérdidas en el cobre o en carga. Debido al crecimiento exponencial de las pérdidas en carga, un transformador cargado a un 110% de su potencia nominal presenta pérdidas de por lo menos el doble que uno cargado al 80% de su capacidad nominal. Obviamente, esta situación no debe conducir a afirmar que lo ideal es utilizar el transformador al mínimo de carga, ya que en ese caso las pérdidas en el núcleo pasan a tener una gran relevancia y el rendimiento del transformador se deteriora significativamente. Por el contrario, 80 a 90% de carga, respecto de la capacidad nominal, parece corresponder a un dimensionamiento adecuado. En el anexo 6 se observan los transformadores seleccionados para el circuito para cada circuito:

Influencia de los transformadores subcargados y sobrecargados en las pérdidas de un sistema de distribución

Tabla 3.6: Influencia de los transformadores subcargados en el circuito M-2307.

Estado	Perdidas de potencia (kW)					Perdidas de energía (MWh/a)				
	∆PL	Pcu	Po	∆Ptotal	∆P%	∆PL	Pcu	Po	∆Etotal	∆E%
Actual	0.004	0,186	1,59	1,780	3	0,019	0,91	7,83	8,77	4,1
Futuro	0,004	0,401	1,06	1,465	2,5	0,019	1,96	5,18	7,17	3,2

Se demuestra como disminuye él por ciento de pérdidas de potencia y de energía de 3 y 4,1 % a 2,5 y 3,2 respectivamente, también disminuyen las pérdidas de hierro de los transformadores aunque aumenta las pérdidas de cobre, las pérdidas de las líneas no se afectan por el cambio de los transformadores.

Tabla 3.7: Influencia de los transformadores subcargados en el circuito O-1844.

Estado	Perdidas de potencia (kW)					Perdidas de energía (MWh/a)				
	ΔPL	Pcu	Po	ΔPtotal	ΔP%	ΔPL	Pcu	Po	ΔEtotal	ΔE%
Actual	0,675	2,179	3,28	6,134	2,3	2,96	9,57	14,4	26,94	2,7
Futuro	0,679	2,922	2,88	6,481	2,5	2,97	12,79	12,61	28,38	2,7

En este circuito se obtuvieron resultados similares al anterior como disminuye tanto él por ciento de pérdidas de potencia y de pérdidas de energía, también disminuyen las pérdidas de hierro de los transformadores aunque aumenta las pérdidas de cobre, las pérdidas de las líneas no se afectan por el cambio de los transformadores.

Balanceo del circuito.

En los circuitos de distribución primaria, las cargas se conectan a las diferentes fases de los circuitos. Si bien tratamos de que las cargas en las distintas fases estén siempre balanceadas, no siempre se logra en forma óptima. El desbalance de fases trae consigo el efecto de las corrientes de desbalances que dan origen a un incremento de las pérdidas de energía además de contribuir al desbalance de los voltajes en los distintos nodos y la circulación de una elevada corriente por el conductor neutro en condiciones de operación normal complicando la detección de las fallas a tierra a partir de protecciones de sobre corriente de neutro.

Un rebalanceo apropiado de las fases es una medida de relativamente bajo costo que puede ayudar a reducir las pérdidas en distribución. Para ello, conforme a la medida, registro y características de uso de los clientes de cada alimentador, se puede llegar a reubicar a cada uno de los mismos, para llegar a una optimización de la carga y mejorar el factor de uso de cada fase.

Si la diferencia máxima entre cualesquiera dos de las fases excede el 15 % de la más cargada en el mismo intervalo de tiempo es necesario balancear el circuito (UR-BD-102)

$$\text{Idesbalance} = \left(\frac{\text{Ifm}-\text{Ifn}}{\text{Ifn}}\right) 100 \quad (\%) \qquad (3.5)$$

Donde:

Ifm: Corriente de la fase más cargada

Ifn: Corriente de la fase menos cargada

Tabla 3.8: Corrientes por cada fase y % de desbalance del circuito en estudio O-1844.

Estado	Ia	Ib	Ic	In	I promedio	%Desbalance
Actual	12	16	9	7	12	44
Futuro	12	13	12	2	12	8

Se deben pasar 3 A hacia la fase C, esto debe realizarse con un estudio desde el final del circuito hacia el inicio a fin de tratar de mover la menor cantidad de transformadores.

En la siguiente tabla podemos apreciar que la fase C es la más cargada con un desbalance del 44% si solo pasamos el banco CB-065 para la fase C.

Tabla 3.8: Resultado obtenidos con el balanceo del Cto O-1844.

Estado	Perdidas de potencia (kW)					Perdidas de energía (MWh/a)				
	ΔPL	Pcu	Po	ΔPtotal	ΔP%	ΔPL	Pcu	Po	ΔEtotal	ΔE%
Actual	0,679	2,922	2,88	6,481	2,5	2,97	12,79	12,61	28,38	2,7
Futuro	0,637	2,921	2,88	6,438	2,5	2,78	12,79	12,61	28,19	2,7

3.3 Resultados obtenidos con la realización de las variantes propuestas.

Tabla 3.9: Resultados de la combinación de todas las mejoras en el Cto O-1844.

Concepto	Actual (4,16 kV)	Futuro (13,8 kV)	Ahorro	Unidad
Potencia activa de las cargas	245	253	(-)	kW
Potencia reactiva de las cargas	74	79	(-)	kvar
Pérdidas activas en líneas	4,29	0,755	5,121	kW
Pérdidas reactivas en líneas	8,4	0,391	(-)	kvar
Pérdidas de cobre en transf.	2,4	2,281	(-)	kW
Pérdidas de hierro en transf.	2,98	2,95	(-)	kW
Pérd. totales de potencia activa	13,78	5,9856	7,794	kW
% de pérdidas de potencia	4,29	2,31	1,98	%
Potencia reactiva en capacitores.	0	0	0	Ckvar
Pérdidas de energía en líneas	37400	3300	34100	kW.h
//////////////////////////////	///	///	////	////
Pérdidas de energía Cu en transf.	11,5	11,4	0,1	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf.	26,1	25,8	0,76	kW.h
Pérdidas totales de energía	74,94	40,5	34,44	kW.h
% de pérdidas de energía	4,1	2,7	1,4	%
% en el peor de los nodos	5,4	0,33	5,07	%
Factor de potencia	0,96	0,96	(-)	

En la tabla #9 muestra como con la conversión total del voltaje de 4.16 kV a 13.8 kV se obtiene una mejora de 139 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 892.041 MW/h representando una mejora del 10%.

Tabla 3.10: Resultados de la combinación de todas las mejoras en el Cto M-2307.

Concepto	Actual (4,16 kV)	Futuro (13,8 kV)	Ahorro	Unidad
Potencia activa de las cargas	57	57	(-)	kW
Potencia reactiva de las cargas	24	24	(-)	kvar
Pérdidas activas en líneas	0,059	0,0046	0,034	kW
Pérdidas reactivas en líneas	0,036	0,0033	(-)	kvar
Pérdidas de cobre en transf.	0,19	0,3694	(-)	kW
Pérdidas de hierro en transf.	1,59	0,98	(-)	kW
Pérd. totales de potencia activa	1,839	1,354	0,349	kW
% de pérdidas de potencia	3,13	2,32	0,81	%
Potencia reactiva en capacitores.	0	0	0	Ckvar
Pérdidas de energía en líneas	327	25	302	kW.h
//////////////////////////////	///	///	////	////
Pérdidas de energía Cu en transf.	1,113	1,96	-1,04	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf.	13,928	5,189	2,645	kW.h
Pérdidas totales de energía	15,36	7,172	1,766	kW.h
% de pérdidas de energía	4,17	3,2	0,9	%
% en el peor de los nodos	0,09	0,01	0,08	%
Factor de potencia	0,92	0,92	(-)	

En la tabla #9 muestra como con la conversión total del voltaje de 4.16 kV a 13.8 kV se obtiene una mejora de 139 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 892.041 MW/h representando una mejora del 10%.

Para ejecutar este tipo de mejora se tuvieron en cuenta los conductores a retirar y transformadores que no se encontraban dentro de los parámetros eléctricos establecidos, entre otros elementos del circuito.

Recursos necesarios para la solución de la primera variante.

3.2 Criterios de evaluación económica.

En este sentido este proyecto realizará tal evaluación mediante la determinación de los criterios económicos utilizados, específicamente el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación Beneficio-Costo (B/C), a partir de las

pérdidas de potencia y energía, las cuales constituyen la base fundamental para dicha valoración económica.

Para efectuar esta evaluación económica de la solución propuesta, se utilizó el criterio del Valor Actualizado Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), y se complementó con la relación Beneficio-Costo (B/C) y el Período de Recuperación del capital (PR).

3.2.1. Valor Actual Neto (VAN).

El VAN consiste en actualizar todos los flujos de efectivos (positivos o negativos, según sea el caso) a valor presente de una tasa de interés dada y compararlos con el monto de la inversión. Si el resultado es positivo, la inversión es provechosa, si es negativo, no conviene llevar a cabo el proyecto.

La forma de cálculo de este indicador es:

$$\mathrm{VAN} = -\mathrm{C} * \mathrm{F}_0 + \frac{\mathrm{C} * \mathrm{F}_1}{(1+\mathrm{K})^1} + \frac{\mathrm{C} * \mathrm{F}_2}{(1+\mathrm{K})^2} + \cdots + \frac{\mathrm{C} * \mathrm{F}_\mathrm{n}}{(1+\mathrm{K})^\mathrm{n}} \qquad (3.6)$$

Donde:

CF: Es el flujo neto efectivo esperado en el período de tiempo (t).

K: Es la tasa de actualización o descuento.

0…n: Años.

El fundamento para el uso es el siguiente:

Si el VAN=0, significa que los flujos efectivos del proyecto son justamente suficientes para rembolsar el capital invertido y para alcanzar la tasa requerida de rendimiento sobre ese proyecto.

Si el VAN>0, significa que se estará generando más efectivos del que se necesita para rembolsar una deuda y alcanzar la tasa requerida de rendimiento.

Por lo tanto, a mayor VAN, la rentabilidad del proyecto es más atractiva.

3.2.2. Relación Beneficio-Costo (B/C).

La relación Beneficio-Costo es un índice que compara el valor presente de los ingresos netos llamados beneficios netos y el valor presente de la inversión o costo inicial del proyecto, descontado a una determinada tasa de interés. Un proyecto es rentable cuando su relación beneficio costo es igual o mayor a la unidad. El índice B/C tiene una relación directa con el VAN, por lo que el uso de estos valores proporciona los mismos resultados acerca de la decisión sobre la rentabilidad de un proyecto. [18]

Mientras tanto, la utilización del índice analizado facilita visualizar la productividad de la inversión realizada. Este índice se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\mathrm{B/C} = 1 + \frac{\mathrm{VAN}}{\mathrm{I}} \qquad (3.7)$$

Donde:

I => Costo inicial del proyecto.

3.2.3. Tasa Interna de Rendimiento (TIR).

La Tasa Interna de Rendimiento (TIR) es aquel tipo de actualización que hace igual a cero el VAN. Este criterio consiste en encontrar la tasa a la que se descuentan los flujos positivos de efectivo, de tal manera que su valor sea igual a la inversión; la tasa obtenida significa el rendimiento de la inversión, tomando en consideración que el dinero tiene un costo a través del tiempo. Solo interesan aquellos proyectos cuya TIR sea superior al interés normal del dinero en el mercado de capitales.

$$TIR = I_1 + \frac{V_p * (I_1 - I_2)}{V_p - V_n} \quad (3.8)$$

Donde:

I1 => Es la tasa de retorno para la cual el VAN es negativo.

I2 => Es la tasa de retorno para la cual el VAN es positivo.

Vp=> Es el valor actual neto (VAN) positivo.

Vn=> Es el valor actual neto (VAN) negativo.

La tasa interna de retorno es un indicador que se expresa como un valor relativo donde se refleja el rendimiento por peso invertido en un tiempo dado. [1111]

Entonces, la TIR es el valor de “r” para el cual no se tiene ni pérdidas ni ganancias.

3.2.4. Período de Recuperación de la Inversión (PR).

Consiste en determinar el período en el que el costo de la inversión puede recuperarse (FAo) por el beneficio anual obtenido (FGn) o por la economía anual de los gastos que supone. Cuando se trata de flujos iguales durante la vida del proyecto, la fórmula para su cálculo será:

$$PR = FA_0/FG_n \quad (3.9)$$

Son aconsejables aquellas inversiones que tienen:

1. El Valor Actual Neto mayor que cero para que el proyecto sea rentable.

VAN > 0

2. La Tasa Interna de Retorno mayor que la tasa de descuento.

TIR > r

3. La Relación beneficio-costo debe ser mayor que 1 para que el proyecto sea rentable.

B/C > 1

PR => lo menor posible

3.3 Resultados de la valoración económica.

Para realizar el estudio de estos indicadores económicos se utilizó como herramienta la aplicación Excel de Microsoft, la que está provista de posibilidades de cálculo a partir de fórmulas y funciones financieras.

En las hojas de cálculo de Excel se introducen las pérdidas de potencia activa y de energía antes de y después de realizadas las mejoras (Tabla 3.11).

Tabla 3.11: Beneficios técnicos antes y después de realizadas las mejoras

	BENEFICIOS TECNICOS			
INDICADORES	U/M	ACTUAL	MEJORA	**AHORRO**
Pérdidas de potencia	kW	19.539	11.520	8.02
Pérdidas de energía	MW-H	119.888	76.051	43.84

En la hoja de valoración económica del proyecto se utilizan una serie de indicadores que se muestran en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12: Indicadores para la evaluación económica.

INDICADORES	U/M	CANTIDAD
Costo del combustible(C)	Pesos/t	382,97
Consumo específico (CE)	t/MW-h	0,268
Factor de insumo (FI)	%	0,073
Factor de reserva (FR)	%	0,35
Factor de pérdidas de transmisión (FPT)	%	0,06
Factor de pérdidas de distribución(FPD)	%	0,154
Costo kW instalado en planta marginal (CLG)	Pesos/W	60
Costo medio incremental de capacidad de distrib. (CMIcd)	Pesos/W	60

Costo medio incremental de capacidad de transm. (CMIct)	Pesos/W	100
Tasa de descuento	%	0,1
Tiempo de vida útil de los proyectos de distribución	Años	20
Factor de liberación de redes (FLR)	Pesos/W	166
Costo de combustible por kWH instalado	Pesos/W	0,004
Factor de liberación plantas (FLP)	Pesos/W	1252
Factor de contribución al pico (FCPI)	Pesos/W	0,7
Factor de recuperación de capital (FRC)	1/Año	0,177
Factor de liberación de capacidad en redes	$/kW/Año	152

Luego de actualizar los indicadores expuestos en la Tabla 5, se obtienen los beneficios económicos (Tabla 3.13).

Tabla 3.13: Beneficios Económicos.

INDICADORES	**U/M**	**VALOR**
Ahorro de combustible	$/Año	6103.20
Liberación de capacidad en plantas	$/Año	177.73
Liberación de capacidad en redes	$/Año	215.74
TOTAL	Miles $/Año	6.50

Como se puede observar el costo debido a las pérdidas eléctricas (CΔE) es 6,50 M$/año.

A partir de los Beneficios Económicos y teniendo en cuenta un crecimiento de la demanda de un 3% para el primer año y de un 2% para el resto de los años, se obtiene la Tabla 3.14 en la que se recogen los gastos y ahorros del proyecto.

Tabla 3.14: Ahorro e ingreso del proyecto.

AHORRO E INGRESOS DEL PROYECTO											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
% CRECIMIENTO		1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
SIN INVERSION											
Pronóstico en (MW)	0.318	0.324	0.331	0.337	0.344	0.351	0.358	0.365	0.373	0.380	0.388
Energía servida en (MWh/a)	1896	1934	1973	2012	2053	2094	2136	2178	2222	2266	2312
% de Pérdidas de Energía	4.76	4.86	4.95	5.05	5.15	5.26	5.36	5.47	5.58	5.69	5.80
Pérdidas de Energía (MWh/a)	90	94	98	102	106	110	115	119	124	129	134
CON INVERSION											
% Pérdidas de Energía	0.00	2.75	2.81	2.86	2.92	2.98	3.04	3.10	3.16	3.22	3.29
Pérdidas de Energía (MWh/a)	51	53.22	55.37	57.60	59.93	62.35	64.87	67.49	70.22	73.05	76.01
% Reducción de Pérdidas.	0	2.11	2.15	2.19	2.23	2.28	2.32	2.37	2.42	2.47	2.52
Reducción de Pérdidas (MWh/a)	0	41	42	44	46	48	50	52	54	56	58
Ahorro de combustible por reducción de Pérdidas (MTotal)	0.0	6.5	6.8	7.0	7.3	7.6	7.9	8.2	8.6	8.9	9.3
Ingresos por ventas de energia MCU	128.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Con los ahorros e ingresos del proyecto se procede a efectuar el flujo de caja para un período de 10 años y una tasa de interés de un 10%, criterios preestablecidos por la UNE en el cálculo de mejoras primarios. En la Tabla 3.15 se muestra lo antes expuesto.

Tabla 3.15: Flujo de caja.

Costo de la Inversión	85.23	MT

		FLUJO DE CAJA									
AÑOS	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
COSTOS	**85.23**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**
BENEFICIOS		**59.24**	**6.76**	**7.03**	**7.32**	**7.61**	**7.92**	**8.24**	**8.57**	**8.92**	**9.28**
Ahorro de Combustible Anual por reducción de perdidas	0.00	6.50	6.76	7.03	7.32	7.61	7.92	8.24	8.57	8.92	9.28
Beneficio por recuperación de equipos MP		52.75									
FLUJO	**-85.23**	**59.24**	**6.76**	**7.03**	**7.32**	**7.61**	**7.92**	**8.24**	**8.57**	**8.92**	**9.28**

Como para realizar las mejoras se deben utilizar recursos financieros adicionales que no forman parte del circuito, estos se presupuestan en el Módulo de Proyecto del Sistema de Gestión de Redes (SIGERE) preestablecido en la UNE, como programa para realizar dichos cálculos. Los resultados de los mismos se muestran en la Tabla # 2 y forman parte de los costos evaluados en el flujo de caja efectuado en la Tabla 3.15.

Tabla 3.16: Comportamiento de los indicadores económicos de la inversión.

			VALORES ACTUALIZADOS ACUMULADOS								
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VPC	85.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
VPB	0.00	53.86	5.59	5.28	5.00	4.73	4.47	4.23	4.00	3.78	3.58
VPB-VPC	-85.23	53.86	5.59	5.28	5.00	4.73	4.47	4.23	4.00	3.78	3.58
Valor Act Ac	-85.23	-31.37	-25.79	-20.50	-15.51	-10.78	-6.31	-2.08	1.92	5.70	9.28

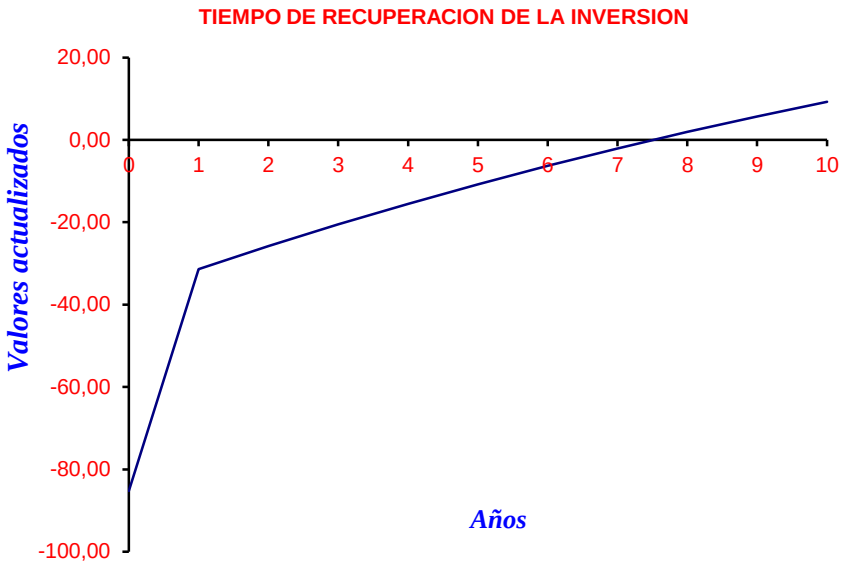


Figura 3.1 Tiempo de recuperación de la inversión.

Tabla 3.17: Resultados Económicos.

Criterios	**Resultados**		
VAN (M)	9,28	>	0
TIR (%)	14,06	>	10%
P/R (Año)	7.5		
B/C	1,11	>	1

De la tabla anterior se observa que el valor agregado (VAN=9,28 miles de pesos) es mayor que 0. La tasa interna de rendimiento (TIR=14,06 %) es mayor de 10% y la relación Benéfico Costo (B/C=1.11) es mayor que uno, por lo que el proyecto es económicamente rentable y el período de recuperación de la inversión es de 7.5 años.

3.4 Valoración Medio-Ambiental de las mejoras propuestas.

La reducción del impacto ambiental es un factor importante en los estudios de cualquier proyecto que se quiera llevar a cabo. Con esto se puede lograr que los efectos secundarios sean positivos, o menos negativos. Este análisis parte de la energía eléctrica que se ahorra al aplicar la mejora propuesta a cada circuito primario

en estudio, la misma se fue determinada por la diferencia entre las pérdidas de energía en el estado actual y luego de realizadas las mejoras del circuito dando como resultado 43,83 MWh/a. Con este ahorro se determinó el costo debido a estas pérdidas CΔE = 6,50 Miles$/año determinadas en la Tabla 3.13.

3.4.1 Ahorro de combustible.

$$\text{Ahorro de comb} = \text{C comb. esp} \cdot \Delta E \quad (3.10)$$

Donde:

C comb. esp: Consumo específico de combustible cubano en las unidades de

Renté después de la modernización (0,268 t/MW-h).

Ahorro comb: Ahorro de combustible.

Ahorro comb = 0,268· 43,84 = 11,749 t/año.

Ahorro en costo.

$$\text{Ahorro en costo} = \text{Ahorro comb} \cdot \text{C. ton. crudo Cub} \quad (3.11)$$

Donde:

Cant. ton. Crudo. Cub. => Precio en tonelada del crudo cubano (382,97 Pesos /t).

Ahorro en costo = 11,749 · 382,97

Ahorro en costo = 4499,51 Pesos/año

3.4.2 Efecto ecológico.

Aunque en el mundo se está incrementando el uso de energías renovables, el uso de combustibles fósiles que se extrae de la corteza terrestre es la principal fuente de energía que se utiliza en las Centrales Termoeléctricas. Producto de la combustión se emiten al medio ambiente un porciento de gases, siendo los más significativos el Dióxido de Azufre (SO_2), Trióxido de Azufre (SO_3), Monóxido de Nitrógeno (NO), Dióxido de Nitrógeno (NO_2), Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO_2) e Hidrocarburos (CH_4 y C_2H_4). (Almenares, 2011) [20]

Para determinar la reducción de emisiones de contaminantes por concepto de ahorro de energía se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Emisiones} = F_e \cdot E_a \cdot 10^{-6} \quad (3.12)$$

Donde:

F_e: Factor de emisión (g/kWh)

E_a: Energía ahorrada (MWh/año)

En la tabla 3.18 se muestran los factores de emisión para cada tipo de contaminantes. Con estos se procede a determinar los gases que se dejan de emitir a la atmosfera, a través de la ecuación 3.12 (Infante, 2011)

Tabla 3.18: Factores de emisión de los contaminantes.

Impactos ambientales	Contaminantes	Factor de emisión g/kWh	Factor de emisión g/L
Lluvias acidas	NO_2	3,41	8
Gases dañinos	CO	0,23	0,6
Hidrocarburos	HC	0,083	0,12
Lluvias acidas	SO_2	0,0984	0,399

Fuente .Articulo sobre protección ambiental y producción mas limpia. Tabloide

El factor de emisión del CO_2 fue corregido en (Salazar, 2010), para las condiciones de Cuba. El valor es 794 g/kW.h .Utilizando la expresión (3.12) se calculo la cantidad de gases contaminantes que se dejaran de emitir a la atmosfera por concepto de ahorro de energía, obteniéndose los siguientes resultados:

$NO_2 = 3{,}41 \cdot 43{,}84 \cdot 10^{-6} = 0{,}1494$ t/año

$CO = 0{,}23 \cdot 43{,}84 \cdot 10^{-6} = 0{,}0100$ t/año

$HC = 0{,}083 \cdot 43{,}84 \cdot 10^{-6} = 0{,}0036$ t/año

$SO_2 = 0{,}0984 \cdot 43{,}84 \cdot 10^{-6} = 0{,}0043$ t/año

$CO_2 = 794 \cdot 43{,}84 \cdot 10^{-6} = 34{,}8089$ t/año

Estos resultados significan que por concepto de ahorro de energía se dejan de emitir a la atmósfera 34,97 t/año, de los gases contaminantes anteriormente especificados.

3.5 Conclusiones parciales.

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.

   Con las mejoras se ahorran 43,84 MWh/año, dejándose de emitir un volumen de gases contaminantes a la atmósfera de 34,97 t/año, determinados según la metodología adoptada para el cálculo del volumen de gases contaminantes emitidos al ambiente a cuenta de la generación termoeléctrica.

Conclusiones Generales

1. Se determinó el nivel de las pérdidas técnicas actuales y posteriores de las variantes analizadas.
2. Se obtienen benéficos netos de 9.5 MP al final del periodo, y una tasa interna de retorno de 14,06 % y una relación beneficio costo de 1,11.
3. Se dejan de emitir a la atmósfera 25,67 t/año, de los gases contaminantes.
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 3%.

Recomendaciones

- La inclusión del proyecto en el plan de inversiones de la Empresa Eléctrica.
- Unir ambas salidas por un solo recerrador por la baja influencia del circuito M-2073 sobre el tiempo de afectación por usuario.
- Analizar reubicación de la Subestación Boquerón para dar servicio al circuito Los Pozos y así eliminar la Subestación Los Pozos.
- 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] http://www.monografia.com/trabajos/termodinamica/termodinamica.shtml

[2] http://www.ifent.org/lecciones/Cap07/cap0706.htm

[3] Cervantes, J. D, Selección de conductores y cables, Sistemas de distribución de energía, primera edición, Sans Serif Editores, volumen1, pp67 y 68, México (1995).

[4] Fernández, Martin,G.R , Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria e de Guerrita, municipio Mayarí ,Trabajo de Diploma en Opción al Título De Ingeniero Eléctrico, ISMM, Dpto.Eng.Electrica, 2014.

[5] Castaños, R. S, Parámetros básicos para el cálculo de redes de distribución, Redes de distribución de energía, tercera edición, Centro de publicaciones Universidad nacional de Colombia sede Manizales, volumen 1, pp 73, Colombia (2004).

[ ] ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN UN RANGO DE POTENCIAS COMPRENDIDOS ENTRE LOS 5 KVA Y LOS 3 MVA, INSTALADOS EN COMPAÑÍAS DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD DE ARGENTINA, International Copper Association, Ltda., abril 2008

[6] 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

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

[ ] 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

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

[9] Llamo, L. S. 2008. Capítulo III. Mejoras aplicables a las redes de distribución urbanas. En Sistemas eléctricos II. ISPJAE. (pp. 79, 124-125).

[17] GESTIÓN DE PROYECTOS, C.A. (2014) Evaluación de proyectos [en línea]: <http://es.wikipedia.org/wiki/Evaluaci%C3%B3n_de_proyectos> [Consulta: 14 abril 2014].

[23] Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente Universidad de Cienfuegos, Gestión Energética Empresarial, edición, volumen (si hay más de uno),páginas (inicial y final), Universidad de Cienfuegos, ciudad, país, 2001. Ejemplo:

[18] BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID) (1997). Evaluación: Una herramienta de gestión para mejorar el desempeño de los proyectos. New York, USA: BID.

[10] Pons, O .B. Estudio técnico económico para disminuir las pérdidas eléctricas en circuitos secundarios del primario O-1820, Trabajo de Diploma. Universidad de Oriente. 2014.

[15] Distribution System Losses Evaluation, Reduction: Technical and Economic Assessment. EPRI, Palo Alto, CA: 2008. 1016097.

[16] EPRI White Paper, “Potential for Reducing Consumption Through Distribution Efficiency”, December 2010

[17] Green Circuits: Distribution Efficiency Case Studies. EPRI, Palo Alto, CA: 2011. 1023518.

[00] Quiroga, B.O., Programa de Desarrollo (2015-2030) (CD), Empresa Eléctrica, Guantánamo, Cuba, (2015)

[0] Quiroga, B.O., Estrategia de distribución (2012-2016) (CD), Empresa Eléctrica, Caimanera, Cuba, (2015)

[000] OLADE, Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de perdidas eléctricas Volumen 1, Diciembre 1993

[0000] http://www.miliarium.com/Paginas/Leyes/Energia/estado/RLAAT_2.htm

[00000] Maldonado, Remegio Ing., “Reflexiones sobre las pérdidas de energía eléctrica”, Revista CIEEPI, No 8, Quito, Junio del 2005

[Ex] Fonseca, R.E.,Mejoras en el circuito de distribución primaria Mir-1 del municipio Calisto García. Trabajo de Diploma. ISMM, Departamento de eléctrica ,2011.

[XML] Fonseca, R.E., Propuesta de mejoras en los circuitos de distribución primaria correspondiente al municipio de las Tunas zona Este. Trabajo de Diploma. ISMM, Departamento de eléctrica ,2012.

[1111] Lineamientos para la Planificación y Proyecto de Redes de 34,5 kV y menores, Información Técnica. Dirección Técnica. UNE. MINEM.

[14] Manual de Consumidores. Dirección Comercial. UNE. MINEM.

[Mmmm] Salazar, I., Mockey, I.O. y Canal, M., 2010. Estimado de la reducción de la emisión de CO_2 por acciones de ahorro de electricidad en las condiciones de Cuba. Ingeniería Energética. 31(3), pp. 1-5.

[6] LEE WILLIS, H. Confiabilidad y Criterios de Contingencia. – España: Ed. CFE división Centro Occidente Departamento de Operaciones DIVNAL, 2007. Capítulo 7.

[20] PELÁEZ, G. A., Y OTROS. Reducción de la emisión de gases contaminantes al medio ambiente en la termoeléctrica “Renté” mediante mejoras en redes secundarias de la ciudad de Santiago de Cuba, Provincia Santiago de Cuba, Octubre de 2004.

Anexos

Anexo 3: Pérdidas promedio en los transformadores.

Pérdidas promedio de los transformadores según su capacidad.

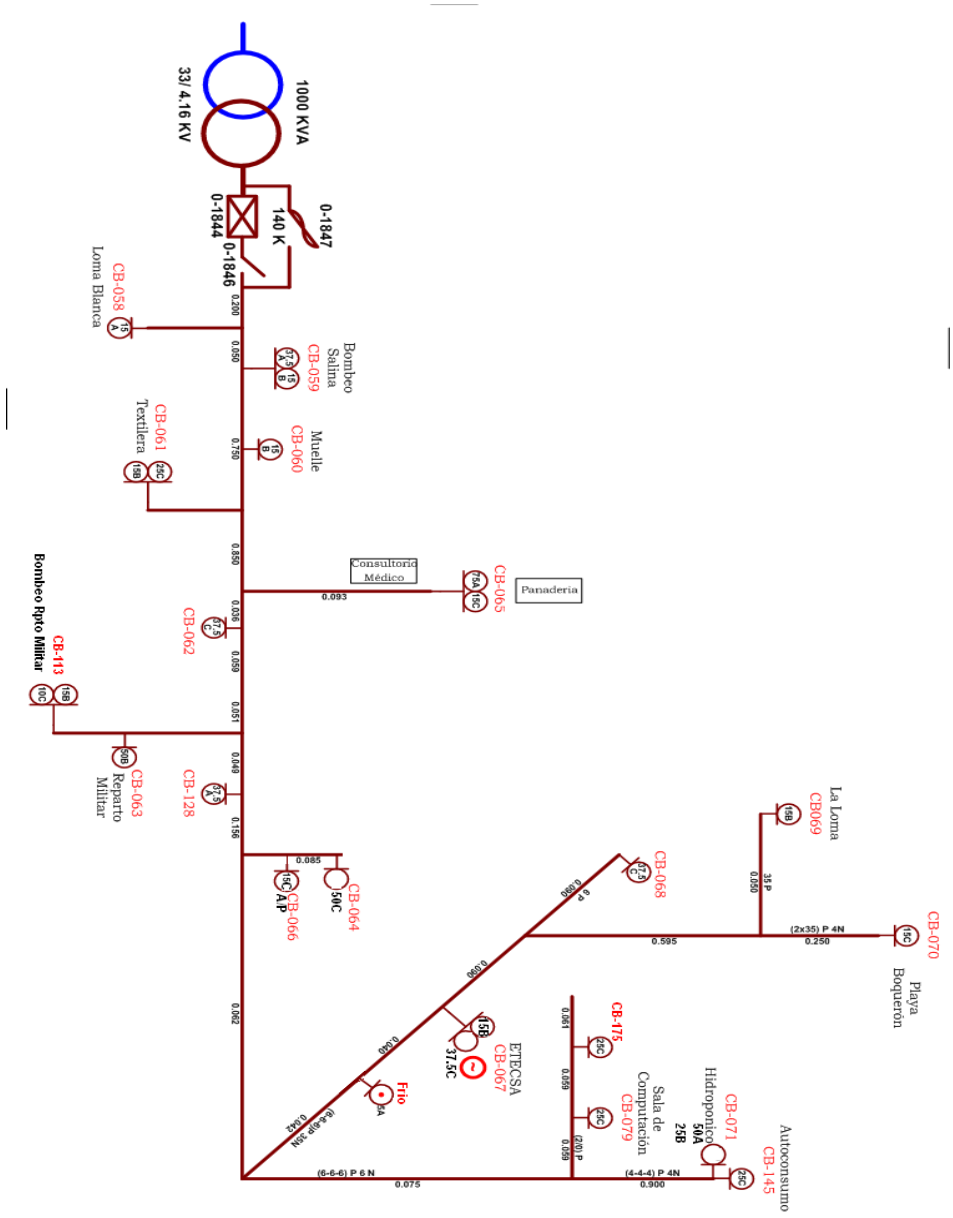
Pérdidas promedio de los transformadores según su capacidad.					
Monofásico			Trifásico		
Potencia (KVA)	Pérdidas en el Hierro %	Pérdidas en el cobre %	Potencia (KVA)	Pérdidas en el Hierro %	Pérdidas en el cobre %
5	0,046	0,107	25	0,23	0,553
10	0,065	0,18	37,5	0,259	0,718
15	0,084	0,251	40	0,263	0,86
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

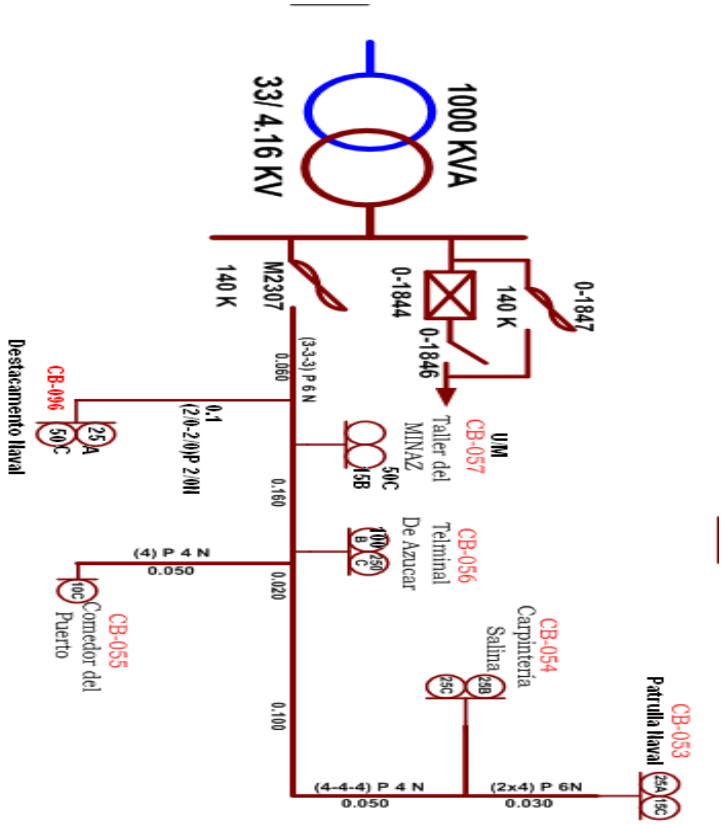
Anexo 5: Mediciones según el Nu – Lec

Mediciones de Potencia en las 24 horas de un día en el circuito O-1844.

	O-1844			M-2307		
Hora	**Pmed (kW)**	**Qmed(kVA)**	**Smed(kVA)**	**Pmed (kW)**	**Qmed(kVA)**	**Smed(kVA)**
1	93	42	102	36	19	40
2	**90**	**41**	**99**	36	19	40
3	93	40	101	36	19	40
4	138	59	150	35	17	39
5	149	61	161	38	20	43
6	192	60	201	36	19	40
7	230	70	240	**34**	**16**	**37**
8	214	70	225	45	21	49
9	192	41	196	**59**	**24**	**64**
10	227	51	232	50	23	55
11	254	63	262	48	24	53
12	229	72	240	54	22	58
13	150	57	161	48	22	53
14	137	57	148	46	22	51
15	144	56	155	48	24	53
16	196	61	205	50	24	55
17	199	49	205	42	20	46
18	**259**	**78**	**267**	46	20	50
19	248	69	257	43	19	47
20	210	68	220	38	17	41
21	163	61	174	38	19	42
22	138	55	148	38	20	43
23	112	48	122	36	19	40
24	98	43	106	35	16	38

Anexo 7: Esquema monolineal del circuito.




1000 KVA
33/ 4.16 KV
140 K
M2307
0-1844
0-1846
140 K
0-1847
(3-3-3) P 6 N
0.060
0.160
0.020
0.100
UM
CB-057
Taller del
MINAZ
50C
15B
CB-056
Telminal
De Azucar
100
250
B
A
C
(4) P 4 N
0.050
CB-055
Comedor del
Puerto
10C
CB-054
Carpinteria
Salina
25C
20B
CB-053
Patrulla Ilaval
25A
15C
(4-4-4) P 4 N
0.050
(2x4) P 6N
0.030
Destacamento Ilaval
CB-096
25
A
50C
0.1
(2 0-2 0)P 2 0II

Anexo 8 Transformadores seleccionados.

Transformadores seleccionados para el reajuste de la potencia del circuito O-1844 con un 2% de crecimiento de la demanda.

Nodo(s)	Unidades en (kVA) Actual	Selección (kVA)	Demanda (kVA)	% de carga
	O-1844			
No14	Transformador (50)	37,5	8	32
No8	Transformador de Fuerza (15)	10	7	47
No8	Transformador de Alumbrado (25)	15	17	45
No12	Transformador (37,5)	25	3	30
No29	Transformador (25)	15	3	30
No26	Transformador de Alumbrado (50)	37,5	4	40
No11	Transformador de Fuerza (15)	10	2	20
No11	Transformador de Alumbrado (75)	50	16	43
No32	Transformador (37)	25		
	M-2307			

Nodo(s)	Unidades en (kVA) Actual	Selección (kVA)	Demanda (kVA)	% de carga
	O-1844			
No5	Transformador (25)	10	8	32
No5	Transformador de Fuerza (25)	10	7	47
No6	Transformador de Alumbrado (25)	15	17	45
No6	Transformador Fuerza (15)	10	3	30
No7	Transformador (25)	15	3	30
No7	Transformador de Alumbrado (50)	37,5	4	40
No11	Transformador de Fuerza (15)	10	2	20
No11	Transformador de Alumbrado (75)	50	16	43
No32	Transformador (37)	25		
	M-2307			

Anexo 6 Datos de los circuitos.

Código	Dirección	kVA	Clientes	Tx	Exclusivo	Banco	Fase A	Fase B	Fase C
Cto	**M-2307**								
CB-053	Patrulla Naval	25/15	1	2	1	1	25		15
CB-054	Carpintería y Banco de Batería	2 X 25	2	2	1	1		25	25
CB055	Comedor de Puerto	10	3	1	1	1			10
CB-056	Terminal de Azúcar	100-50	1	2	1	1		100	50
CB-057	U/M (taller del MINAZ	50/15	2	2	1	1		15	50
CB-096	U/M (Destacamento Naval)	50/25	1	2	1	1	50		25
CB-146	**Sub Boq (NULEC Uso Planta)**	15	1	1	1	1			
Cto	**O-1844**								
CB-058	Carret al Puerto de Boquerón (tito)	15	1	1	1	1	15		
CB-059	Carret al Puerto de Boquerón	37,5/15	1	2	1	1	37.5	15	
CB-060	Carret al Puerto de Boquerón (Muelle)	15	1	1	1	1		15	
CB-061	Carret al Puerto de Boquerón (textilera)	25/15	**4**	2	1	1		15	25
CB-065	Calle I % C y H Boquerón	75/15	69	2		1	75		15
CB-062	Calle H	37.5	37	1		1			37.5
CB-063	Rpto Militar Boquerón	50	79	1		1			50
CB-113	Bombeo Rpto Militar Boquerón	10/ 15	1	2	1	1		10	15
CB-128	Calle H % C y I	37.5	25	1			37.5		
	Ramal Calle C								
CB-066	Calle C **AP**	15	1	1	1	1		15	
CB-064	Calle C	50	52			1		50	
	Ramal Calle B								
CB-067	Calle B % H y D Boquerón	37.5/15	39	2		1	37.5	15	
CB-068	Calle B Boquerón Final	37.5	41	1		1	37.5		
CB-069	Loma de la Playa Boquerón	15	12	1		1	15		
CB-070	Playa de Boquerón	15	1	1	1	1			15
	Ramal Calle A								
CB079	Calle A % H y B (Joven Club Computación)	25	1	1	1	1	25		
CB-175	Calle A % H y B	25	21	1		1	25		
	Tronco								
CB-071	Carretera (Hidropónico)	50/25	1	2	1	1	50		25
CB-145	Carretera (Hidropónico)	25	1	1	1	1		25	
Totales			399	36	17	25	430	300	358