



República de Cuba
Ministerio de Educación Superior
Instituto Superior Minero Metalúrgico
"Dr. Antonio Núñez Jiménez"
Facultad de Metalurgia - Electromecánica
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Trabajo de Diploma en Opción al Título de Ingeniero Eléctrico

Tema: Análisis de la eficiencia eléctrica en los circuitos
primario de distribución del municipio Mayarí.

Autor: Rubén Darío Añel Castañeda

Tutor(es): M. Sc. Odalys Robles Laurencio

Ing. María Cristina Ferreiro Mora

Moa, Holguín
Junio 2013
"Año 55 de la Revolución"

Declaración de Autoridad

Yo, Rubén Dario Añel Castañeda, autor de este trabajo de diploma en opción al título de Ingeniero Eléctrica con tema: “Análisis de la eficiencia eléctrica en los circuitos de distribución primario del municipio Mayarí”, certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

Rubén Dario Añel Castañeda

Diplomante

M. Sc. Odalys Robles Laurencio

Tutor

Ing. María Cristina Ferreiro Mora

Tutor

Pensamientos

Dedicatoria

Agradecimientos

Agradezco infinitamente a todas las personas que de una forma u otra me apoyaran, con su ayuda fue posible la culminación de este trabajo diploma.

Dentro de ellas:

A mis tutores M. Sc. Odalys Robles Laurencio y la Ing. María Cristina Ferreiro Mora por la infinita dedicación, empeño y la experiencia puesta en función de este trabajo.

A mis padres Nancy Castañeda Vargas y Rubén Añel Quiroga, y a toda mi familia en general.

A mis Profesores que de una forma u otra han estado presente en todos mis estudios y me han apoyado incondicionalmente.

A mis amigos y compañeros de estudios por la ayuda, armonía y coherencia en las relaciones de equipo.

A los trabajadores de la empresa eléctrica de Mayarí, por ayuda oportuna.

A la Revolución por ser esta una de las muchísimas oportunidades que me ha dado a favor de mi crecimiento profesional y humano.

Resumen

En el presente estudio se realizó un análisis de los circuitos primarios de distribución eléctrica del municipio Mayarí, con el objetivo estudiar la eficiencia eléctrica en este, para lo que se hace necesario tener un diagnóstico de las pérdidas eléctricas técnicas y proponer alternativas para minimizarlas

Para este estudio fue necesaria la utilización de herramientas computacionales como el radial útil a la hora de simular circuitos eléctricos y brindar un reporte donde muestra datos tanto de las potencias activas y reactivas así como de las pérdidas que se producen en estos. WSOS para la adquisición de datos de los dispositivos de medición NULEC. Excel como hoja de cálculos herramienta excelente por la variedad de operaciones matemáticas que pone a disposición del usuario.

Se calculó un conjunto de parámetros eléctricos para el cálculo de las pérdidas totales de los circuitos, conocimiento imprescindible a la hora de hacer una propuesta y la valoración económica conjunto a esta.

Abstract

Presently study was carried out an analysis of the primary circuits of electric distribution of the municipality Mayarí, with the objective to study the electric efficiency in this, for what becomes necessary to have an I diagnose of the technical electric losses and to propose alternatives to minimize them

For this study it was necessary the use of computational tools as the radial one useful when to simulate electric circuits and to offer a report where it shows so much data of the active powers and you reactivate as well as of the losses that take place in these. WSOS for the data acquisition of the mensuration devices NULEC. Excel like leaf of calculations excellent tool for the variety of mathematical operations that puts to disposition of the user.

A group of electric parameters was calculated for the calculation of the write-offs of the circuits, indispensable knowledge when making a proposal and the valuation economic group to this.

Índice

Declaración de Autoridad.....	I
Pensamientos	II
Dedicatoria	III
Agradecimientos	IV
Resumen.....	V
Abstract	VI
Introducción General	- 1 -
Capítulo I. Marco Teórico de la Investigación	- 6 -
1.1 Análisis Bibliográfico	- 6 -
1.2 Caracterización de los circuitos de distribución primarios del municipio Mayarí	- 7 -
1.3 Actualidad del tema	- 8 -
1.4 Fundamentación teórica	- 9 -
1.4.1 Teoría de evaluación de pérdidas de potencia	- 10 -
1.4.2 Partes fundamentales de un sistema eléctrico	- 14 -
1.5 Dispositivos NULEC.....	- 15 -
1.5.1 Modo de adquisición de datos y panel de control	- 17 -
1.6 Herramienta para la modelación de circuitos: Radial 8.0.	- 19 -
1.6.1 Principales características del Radial 8.0.....	- 19 -
1.6.2 Edición de circuitos en Radial 8.0.....	- 20 -
1.6.3 Otras facilidades de Radial 8.0.	- 22 -
1.7 Calidad del servicio prestado	- 23 -
Capítulo II: Determinación de pérdidas y métodos para su reducción.....	- 30 -
2.1 Determinación de las pérdidas de potencia:	- 30 -
2.1.1 Pérdidas en los conductores.	- 30 -
2.1.2 Pérdidas técnicas en las líneas aéreas.....	- 31 -
2.1.3 Pérdidas en los transformadores eléctricos.....	- 35 -
2.1.3.1 Pérdidas de los transformadores en el Hierro	- 37 -
2.1.3.2 Pérdidas de los transformadores en el Cobre	- 38 -
2.1.3.3 Pérdidas de energía total en el transformador	- 40 -
2.2 Análisis de los circuitos.....	- 43 -

2.3	Flujo de potencia.....	- 44 -
2.4	Métodos de reducción de pérdidas para los circuitos más afectados.....	- 48 -
2.4.1	Cambio de calibre.....	- 50 -
2.4.1	Cambio de nivel de tensión.....	- 50 -
2.4.2	Aumento de la capacidad de los transformadores.....	- 52 -
2.5	Conclusiones.....	- 53 -
Capítulo III:		- 56 -
3.1	Propuesta	- 56 -
3.2	Valoración económica para la propuesta de cambio de nivel de tensión de 4.16 a 13.2 kV con un cambio de calibre previo en los circuitos de Felton y El Purio.....	- 57 -
3.2.1	Reducción de pérdidas por cambio de calibre.....	- 58 -
3.2.2	Reducción de pérdidas por cambio de nivel de tensión.....	- 58 -
3.3	Metodología para el cálculo técnico económico del proyecto.....	- 63 -
3.3.1	Valor Actual Neto (VAN).....	- 63 -
3.3.2	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	- 64 -
3.3.3	Cálculo del VAN y el TIR para los circuitos Felton y El Purio.....	- 65 -
3.3.4	Tiempo de Amortización.....	- 66 -
3.4	Impacto al medio ambiente.....	- 67 -
3.5	Conclusiones.....	- 68 -
Conclusiones		- 70 -
Recomendaciones		- 71 -
Bibliografía		- 73 -
Anexo		- 76 -

Introducción General

La Revolución energética exige de trabajos encaminados a disminuir las pérdidas técnicas que posibiliten realizar la rehabilitación en las redes eléctricas de forma tal que sean más confiables y aporten el menor porcentaje de pérdidas técnicas de energía.

La presión sobre el uso de los recursos, en especial los energéticos y los hídricos, obliga a utilizarlos cada vez de manera más racional y eficiente. La tendencia al encarecimiento de la energía y al agotamiento de los recursos hídricos, está presionando social y económicamente a la humanidad. Los más afectados son los países con menos recursos, pues la presión no es proporcional al desarrollo económico.

El desarrollo actual y prospectivo del país requiere de acciones encaminadas a reducir costos, aumentar la competitividad de las empresas, contribuir a la conservación de los recursos naturales y el medio ambiente, ante una economía cada vez más abierta y globalizada.

La Eficiencia Energética en la producción, distribución y uso de la energía, es una de las principales áreas de oportunidad para reducir costos, proteger el medio ambiente e incrementar la competitividad de las empresas. Eficiencia Energética en el ámbito empresarial implica lograr un nivel de producción o servicios, con los requisitos de calidad establecidos por el cliente, con los menores consumos y costos energéticos posibles, y la menor contaminación ambiental por este concepto.

El programa de desarrollo de las fuentes nacionales de energía, aprobado por la asamblea nacional del poder popular en 1993, considera que entre un 5 y un 10% del ahorro del consumo de portadores del país puede lograrse mediante el incremento de la eficiencia energética, fundamentalmente a través de medidas técnico - organizativas, con inversiones que se recuperarán en menos de 1.5 años.

Cuba dedica más del 50% del combustible para el suministro de energía eléctrica, esto es más de 4 millones de toneladas al año. Es crucial para hacer un uso óptimo de esta energía contar con un sistema de distribución que proporcione el mínimo de pérdidas eléctricas. Hoy en día el 67% de las pérdidas eléctricas de energía se producen en los circuitos de distribución primarios de 4,16kV. La provincia de Holguín cuenta con 26 circuitos de este tipo, de ellos 10 son del municipio Mayarí.

En los sistemas de distribución de energía eléctrica actuales, siguen existiendo problemas, unos ocasionados por el envejecimiento de los elementos que constituyen un proceso de distribución, la falta de recursos para la sustitución de los elementos dañados, así como un incremento en el mantenimiento a los elementos de un proceso de Distribución Primaria. Estos aspectos producen pérdidas de energía técnicas en el proceso de distribución de la energía eléctrica. Cada año que pasa el comportamiento de los sistemas de distribución varía, las cargas siguen incrementándose, producto a la demanda de todos los usuarios conectados al Sistema Electroenergetico Nacional (SEN). Motivo por el cual, al ocurrir un incremento de la demanda y junto a ello la existencia de pérdidas, se producen altos niveles de gastos económicos para nuestro país. Dado los problemas económicos que hoy enfrentamos en el mundo se hace prioritario cada vez más, tomar medidas que hagan más eficientes las redes de distribución, disminuyendo las grandes pérdidas técnicas en los circuitos de Distribución Primaria, contribuyendo así al ahorro del capital financiero. Por tanto, se hace necesario, la aplicación de medidas que proporcionen mejoras en las condiciones técnicas de los sistemas eléctricos y vayan a la par de los adelantos, que conlleven la implementación de la Revolución Energética en nuestra nación.

Situación Problémica

Con las actuales condiciones técnicas, y el aumento de la demanda causado por el desarrollo de la sociedad, los circuitos de Distribución Primaria correspondiente al municipio de Mayarí. Han aumentado las pérdidas de potencia en las líneas, ocasionando el incremento de las pérdidas técnicas y no técnicas, y el deterioro de algunos elementos del sistema

Problema

Existencia de notables pérdidas de potencia técnicas en los circuitos de distribución primaria del municipio Mayarí.

Campo de acción

Eficiencia en los circuitos de distribución primaria correspondientes al municipio de Mayarí.

Objeto de estudio

Circuito de distribución primaria del municipio Mayarí.

Hipótesis

Si se logra una correcta caracterización y modelación de las cargas en los circuitos de Distribución Primaria del Municipio, entonces se podrían analizar y proponer variantes para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico, reduciendo las pérdidas técnicas en las mismas.

Objetivo General

Realizar el análisis de las pérdidas técnicas en los circuitos primarios del municipio Mayarí y proponer medidas para su disminución

Objetivos Específicos

- 1- Caracterizar los circuitos de Distribución Primaria correspondiente al municipio Mayarí, para estudiar el comportamiento de las variables eléctricas, en diferentes condiciones de explotación, mediante el empleo de los resultados de las mediciones de los NULEC y el uso de herramientas computacionales como (Radial, WSOS, Excel, etc.).

- 2- Simular los circuitos con la herramienta computacional Radial 8.0, para determinar los flujos de potencia en diferentes regímenes de trabajo (máxima y mínima demanda).
- 3- Proponer y evaluar procedimientos para mejorar la calidad del suministro eléctrico y reducir las pérdidas técnicas en los circuitos de distribución.
- 4- Valorar económicamente la implementación del Trabajo de Diploma.

Capítulo I

Capítulo I. Marco Teórico de la Investigación

En este capítulo, se abordarán y se tendrán en cuenta diferentes aspectos teóricos que servirán de base para aplicar un conjunto de ideas en función de resolver la problemática planteada en la investigación. También se hizo un análisis profundo en lo que respecta a los circuitos de Distribución Primaria, haciendo énfasis en los dispositivos de protección y medición NULEC, pues de ahí parten las mediciones extraídas para la realización de este Trabajo de Diploma y los software utilizados para la adquisición de datos y el cálculo de variables eléctricas a partir de estas mediciones.

1.1 Análisis Bibliográfico

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

En el 2006 se comenzó el con el primer cambio de voltaje en el circuito de Mayarí 2, con la transformación de 4,16 kV a 13,2 kV apreciándose así la disminución de las perdidas eléctricas en línea de 808 kW antes de la rehabilitación de las redes a 164 kW en la actualidad.

En el 2008 se comenzó con el cambio de calibre en algunos sectores de los circuitos, cambiando aquellos conductores que presentan mayor resistencia por nuevos conductores

En general toda esta información nos da una perspectiva de lo que se debe hacer en la actualidad para mejorar las condiciones técnicas de los circuitos de Distribución Primaria:

1.2 Caracterización de los circuitos de distribución primarios del municipio Mayarí

La OBE Mayarí situada a unos 450 m de la entrada de este pequeño pueblo atiende una red radial que consta de 3 líneas de transmisión y 10 de sub-transmisión, 1 línea de 110 kV, una de 220 kV y 9 de 33kV que energizan 42 subestaciones de las cuales 19 destinadas a la alimentación de 22 Circuitos de distribución Primarios, estos se dividen en tres niveles de tensión, 12 son de 13.2 kV con 219,436 km y el resto de 4.16 kV en 144,785 km para un total de 364,221 km de líneas, donde el calibre que predomina es el ACSR70 y ACSR35 en las fases y el ACSR35 en el neutro, para abarcar un equivalente a 1 310.6 km² que es la extensión del territorio mayaricero y prestar servicio aproximadamente a más de 105 250 habitantes para un número de clientes de 35 006. Estos circuitos son alimentados por 19 transformadores para un total de potencia instalada de 37850kVA. En esta fracción de la red nacional están instalados 20 NULEC, de estos últimos 12 están situados en líneas de 13.2 kV, 7 a 4.16 kV y el restante a 33 kV, existen 7 bancos de capacitores, de los cuales 6 son de 75 Ckvar y uno de 150 Ckvar, se encuentran conectados 1325 transformadores de los cuales 1129 conforman bancos para una potencia total instalada de 48.83 MVA

Nº	Circuito (s)	Potencia del transformador de alimentación	Tensión nominal	
			33/4.16	33/13.2
1	Mayarí 1 y revolución	6300		X
2	Mayarí 2	4000		X
3	La pasa y Nicaro	2500	X	
4	bombeo levisa	1600	X	
5	Juan Vicente	1600		X
6	Herrera	750	X	
7	Guerrita	2500	X	
8	Guatemala	1600		X
9	Guaro	2500		X

10	Felton	1000	X	
11	Purio y Levisa	4000	X	
12	2 Bahía	1000		X
13	Cabonico	1000		X
14	Arroyo seco	1000		X
15	Arroyo el medio	2500		X
16	Nipe	1000		X
17	Melones	1000	X	
18	Ocujal	1000	X	
19	Pinares	1000		X
	total	37850	10	12

Tabla 1.1 Resumen de los transformadores instalados para la alimentación de los circuitos del municipio.

1.3 Actualidad del tema

La eficiencia de generación en los Sistemas Eléctricos según estadísticas mundiales está entre un 30-60 %. Las Unidades generadoras consumen entre 1-7 % de su producción. Para distribuir la electricidad se producen pérdidas entre un 5-30 % de la electricidad a la salida de los generadores.

En Cuba la eficiencia de generación es alrededor de un 36 %. Como promedio el insumo de generación es el 7,4 %.Las pérdidas en redes representan el 17 % como promedio. Datos de la oficina nacional de estadísticas de la república de cuba revelan que las pérdidas totales en sistemas de suministro de energía eléctrica son de 2 786,6 GW/h al año y representan un 15.7% de la generación bruta de electricidad y es equivalente a 813 490 toneladas combustible. En nuestra provincia Holguín estas pérdidas son de 226.6 GW/h al año, mientras que en Mayarí son de 35.88 GW/h en el período de un año, que representan 10 477 toneladas de petróleo.

Nuestro país tiene escasas reservas de petróleo, además de no ser de la calidad adecuada para la generación eléctrica, por tanto tenemos que importarlo de otros países con el correspondiente gasto que este conlleva. En cuanto a la adopción de

Análisis de la eficiencia eléctrica en los circuitos primario de distribución del municipio Mayarí.

tecnologías que emplean los recursos renovables ya nos hemos referido al alto precio que nuestro país por su situación económica no puede acceder. A modo de solución la vía más razonable que no queda es el uso racional y eficiente de los recursos con que contamos, llevar a la mínima expresión las pérdidas que se producen a lo largo del sistema de suministro de energía eléctrica.

Con la Revolución Energética, la conversión de los circuitos de 4.16/13.2 kV ha sido tomada en cuenta como uno de los métodos empleados para la reducción de las pérdidas en los circuitos primarios de distribución de energía. Según estudios realizados por el ingeniero Víctor Puentes Monto de la Unión Nacional Eléctrica, el 67 % de las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución primario, se localizan en los circuitos de 4.16 kV debido a la ineficiencia de los mismos. En el municipio se hizo un cambio de voltaje de 4.16 a 13.2 kV en el 2006 en el circuito de Mayarí 2 apreciándose en este como principales logros la disminución de las pérdidas en líneas de 808 kW antes de la rehabilitación de las redes a 164 kW en aquel tiempo. En la actualidad se está realizando un estudio sobre las pérdidas con el objetivo de conocer los resultados que podrían ser obtenidos al cambiar los circuitos que quedan de 4.16 kV.

1.4 Fundamentación teórica

La energía eléctrica actualmente es vital para el desarrollo de cualquier país, esta energía no puede ser almacenada, por tanto tiene que ser producida y distribuida de acuerdo al nivel de consumo que haya en un momento determinado.

Podemos definir como **sistema eléctrico** al conjunto de plantas generadoras de energía eléctrica que enlazadas por líneas de transmisión y distribución, y subestaciones transformadoras, se ocupa de producir y entregar a los consumidores las cantidades necesarias de energía eléctrica que los mismos requieren.

Una **red eléctrica** está compuesta por todos los elementos que componen la generación, transmisión y distribución de dicha energía.

A medida que se incrementa el desarrollo económico y social de un país, su sistema eléctrico también se expande y desarrolla ya sea para ganar en eficiencia o para seguir aumentando sus horizontes.

1.4.1 Teoría de evaluación de pérdidas de potencia

El manejo y la operación de la energía eléctrica conlleva factores que reducen el óptimo transporte y distribución, existe un porcentaje de pérdidas que se hallan intrínsecamente vinculadas al proceso que empieza desde la generación hasta la entrega al consumidor final. La figura 1.1 muestra el proceso de la entrega y distribución de energía, desde la generación hasta el usuario final.

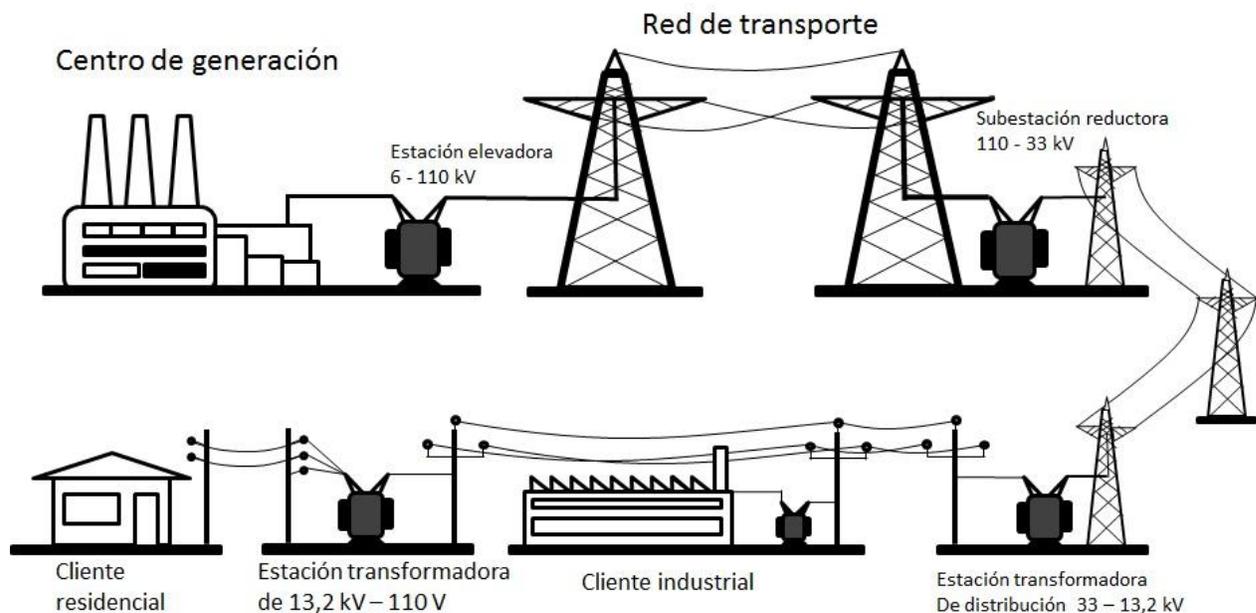


Fig. 1.1 Proceso de generación, transformación y distribución de energía

No toda la energía que se produce, se vende y se factura. Por lo tanto todas las empresas suministradoras del servicio de electricidad registran pérdidas, en la energía que generan y tiene disponible para su venta. Es decir, una proporción de la energía se queda por ahí. Los aparatos de medición no lo contabilizan como entregado a los usuarios y, por lo tanto, no puede ser objeto de cobro.

Las pérdidas de energía eléctrica, obedecen a la ocurrencia de una serie de fenómenos, provocado por los parámetros que caracterizan a las redes y subestaciones, por las características de los materiales y equipos empleados y por las condiciones de operación existentes en el entorno. Dentro de estos fenómenos podemos citar: efecto corona, efecto Joule, las corrientes de Eddy y de circulación, así como la circulación de potencia reactiva por las redes, las reactancias de líneas y susceptancias a tierra; que si bien es cierto son pequeñas, juntas incrementan los niveles de pérdidas.

Las pérdidas de energía eléctrica se pueden clasificar en:

- Pérdidas no Técnicas
- Pérdidas Técnicas

Pérdidas no Técnicas: son las pérdidas calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo, estas no constituyen una pérdida real de energía, ya que es utilizada por algún usuario de la empresa distribuidora, la cual solo recibe parte o ninguna retribución por la prestación del servicio.

Considerando el origen de las pérdidas, como criterio de clasificación, tenemos:

- *Por robo o hurto:* realizado por personas que no tienen ningún trato ni contrato con la empresa concesionaria.
- *Por fraude:* realizado por clientes de la empresa concesionaria con la finalidad de reducir su consumo real.
- *Por mala administración:* corresponde a la energía no cobrada por problemas en la gestión administrativa.

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

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

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

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

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

La magnitud de las pérdidas estará en función de la carga a las que suministren energía, esta es de una magnitud variable, y como las pérdidas estarán en función de la intensidad de la corriente suministrada, entonces los valores de las pérdidas también variarán, siendo mayores en las horas de demanda máxima. También debemos considerar la naturaleza de la carga, en la mayoría de los casos es de carácter inductivo, lo que provoca un desfasaje en el vector corriente con respecto al vector tensión. Eso es debido al consumo de potencia reactiva, requerida por los aparatos que

contienen elementos inductivos, necesarios para establecer corrientes de magnetización.

Los parámetros eléctricos: Resistencia, Inductancia y Capacitancia, son los que nos permitirán cuantificar las pérdidas de potencia y energía; puesto que el resistor ofrece una oposición al paso de la corriente, el inductor y el capacitor que producen efectos reactivos, son conocidos como reactancias inductiva y capacitiva, respectivamente, y que juntas producen las pérdidas técnicas de energía.

A su vez las pérdidas eléctricas técnicas se pueden clasificar por:

- Tipo de pérdidas: Obedecen a la parte y el proceso del sistema donde se producen las pérdidas, así tenemos:
 - ✓ Pérdidas por transporte: producidas por la circulación de la corriente en las redes y conductores de las líneas de transmisión, sub-transmisión y redes de distribución primaria y secundaria.
 - ✓ Pérdidas por transformación: se producen en los transformadores de AT/AT, AT/MT y MT/BT y dependen de su eficiencia y del factor de potencia de la carga que alimentan.
 - ✓ Pérdidas en las mediciones: producidas en los equipos y aparatos para realizar las mediciones.
- Causa de las pérdidas: se agrupan de acuerdo a tres causas:
 - ✓ Por efecto joule
 - ✓ Por efecto corona
 - ✓ Por corrientes parasitas e histéresis
- Clasificación de las pérdidas según su variación.
 - ✓ Pérdidas fijas: son aquellas cuyas variaciones dependen en un segundo orden de la demanda, a tal punto de considerarles fijas, así tenemos:

- a) Pérdidas por efecto Corona.
- b) Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.
- ✓ Pérdidas variables: son aquellas que dependen de la variación de la demanda, así tenemos:
 - a) Pérdidas por efecto Joule.

1.4.2 Partes fundamentales de un sistema eléctrico

Un sistema eléctrico es la unión o conjunto de estaciones generadoras, subestaciones de transformación, líneas y la carga, con el objetivo de llevar la energía necesaria a esta ultimo con la calidad y parámetros requeridos

Estaciones generadoras: Es donde se transforma la energía mecánica (cinética) en eléctrica mediante un sistema de motor primario-generator

Subestaciones de transformación: Son las encargadas de elevar el voltaje de generación para transmitirlo a grandes distancias y también bajarlo a diferentes niveles para su distribución i/o consumo.

Líneas de transmisión y Sub-transmisión: Son aquellas que manejan bloques de energía y enlazan las estaciones generadoras y los sistemas de distribución y grandes consumidores industriales, en Cuba actualmente hay 220 kV y 110 kV en transmisión, y en sub-transmisión 33 kV, 13.2 kV y escasos circuitos de 4.16kV.

Líneas de distribución: Son las encargadas de conectar las cargas individuales de un área dada con las líneas de transmisión y sub-transmisión.

Un sistema eléctrico se puede clasificar según la tensión, configuración, ubicación:

- Por la configuración o lo que es lo mismo la forma en que está diseñado se clasifica en:

- ✓ Radial: Red radial es aquella en que la corriente tiene una sola trayectoria desde la subestación de transmisión o sub-transmisión hasta los primarios de los transformadores de distribución o hasta la carga dada. El mismo posee ventajas como bajo costo de inversión relativamente y simplicidad. Este a la vez tiene desventajas como falta de continuidad del servicio ante perturbaciones y fallas, debe saberse que más del 80% en líneas son temporales y pueden desaparecer solas.
- ✓ Lazo: Se utiliza donde la zona de densidad de la carga (kW/m^2) es media o algo grande.
- ✓ Malla: Existen dos versiones, uno con malla en el secundario y el otro con malla en el primario este sistema de distribución es más confiable y de mejores características de regulación de voltaje pero es más costoso se usa exclusivamente en zonas de gran densidad de carga y generalmente es soterrado.
- Por la ubicación que no es más que el medio en se encuentra situado se clasifica en:
 - ✓ Soterrado: Son aquellos circuitos que se encuentran bajo tierra
 - ✓ Aéreo: circuitos al aire libre o ubicados en postes
 - ✓ Mixtos: tienen partes de su circuitos bajo tierra y otras al aire
- Por el nivel de voltaje los sistemas se clasifican en:
 - ✓ Alta tensión o transmisión
 - ✓ Media tensión o distribución
 - ✓ Baja tensión o distribución

1.5 Dispositivos NULEC

Los Recerradores o Seccionalizadores automáticos de industrias NULEC, son interruptores trifásicos para montar en postes y uso a la intemperie, están equipados con un gabinete de control que garantiza una protección avanzada, registro de eventos y comunicación local y remota. Las señales de la línea de Alta Tensión (AT) están conectadas dentro del módulo de la electrónica, por conexión directa a la entrada analógica. Los transformadores de corriente poseen un rango especial extendido desde 10 A hasta 12.500 A para medición y protección.

Las tres series tienen en común el gabinete de control y comunicaciones, que contiene un control electrónico que monitorea al interruptor y provee las funciones de protección, registro de eventos y capacidad de comunicación. En la figura 2.1 se muestran las tres series y el gabinete de control.

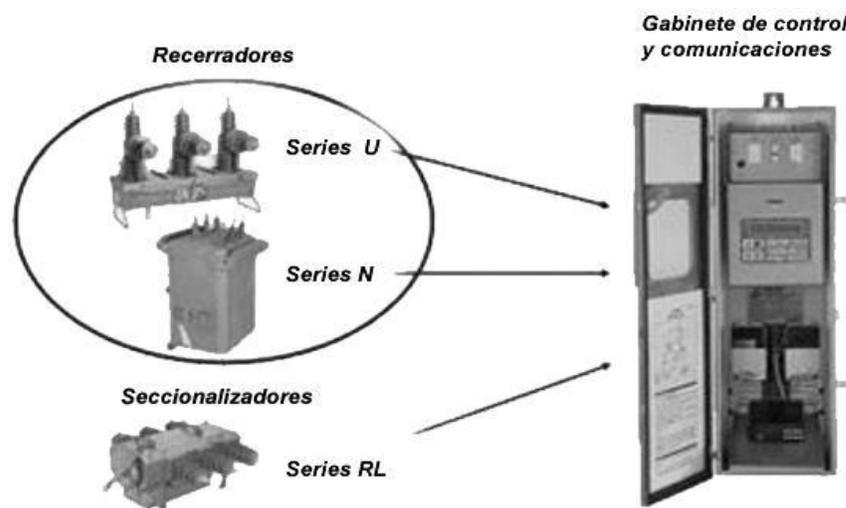


Fig. 1.2 Series de interruptores NULEC y gabinete de control.

Con la instalación e implementación de los dispositivos de protección y medición (NULEC) en diferentes posiciones fundamentales para la medición de variables eléctricas de la red del municipio, se facilitó el análisis y estudio de las componentes que tienen una influencia directa en nuestro caso investigativo, dígame en el ámbito de las pérdidas técnicas. El comportamiento de los datos obtenidos permitió enfocarnos en el procedimiento para mejorar la calidad de la energía eléctrica, ya que nos mostró el camino a la reducción de las pérdidas técnicas en los circuitos de distribución. Nuestra

intención consiste en aumentar la eficiencia del sistema eléctrico, así como, su confiabilidad, reduciendo lo más posible las pérdidas técnicas y situar las pérdidas totales de los circuitos por debajo del porcentaje exigido para la cual se proyecta la UNE en el 2015, que son de un 8,2 %.

Todo este sistema de implementación a través de los dispositivos de protección y muestreo NULEC, contribuye al ahorro energético que se está llevando a cabo en todo el país, dado que facilita la operación y contribuye al ahorro de tiempo y combustible, al permitir actuar sobre las redes sin necesidad de trasladarse físicamente al lugar y ayudar a un rápido aislamiento de las fallas, reduciendo así los daños técnicos ocasionados por averías o anomalías existentes en las redes eléctricas.

1.5.1 Modo de adquisición de datos y panel de control

Existe un software (WSOS), creado y desarrollado por Industrias NULEC, que sirve para manipular y configurar diferentes parámetros de estos equipos, ya sea un recerrador o un seccionalizador a través del puerto RS232. Este software es muy potente y eficaz para su uso por el personal técnico de comunicaciones y protecciones de los despachos de distribución eléctrica, pero no es la herramienta necesaria para los despachadores, los cuales deben disponer de un software SCADA, llamado TELENUL, que les permita conocer rápidamente el estado de todos los interruptores de la red, y poder interactuar con ellos de forma remota, a través de órdenes de control como, por ejemplo, abrir o cerrar un interruptor en una situación de operación específica.



Fig. 1.3 Interfaz con Computadora.

Las pantallas de tensión incorporadas, reflejan en forma exacta el valor de la tensión primaria y la relación de las fases, permitiendo la medición de la tensión, la corriente y el ángulo de fase en el módulo electrónico. Cada reconectador es provisto con un panel de control del operador. Este dispositivo, posee una pantalla de cristal líquido de cuatro líneas con iluminación fluorescente para la operación nocturna. Desde aquí, el usuario puede acceder y programar las características de medición y protección disponibles. A continuación se muestra el panel de control, donde el operador tiene acceso, para ver el comportamiento de las variables eléctricas medidas.



Fig. 1.4 Panel de control para el operador.

1.6 Herramienta para la modelación de circuitos: Radial 8.0.

Para la modelación de los circuitos, se utilizó la herramienta computacional **Radial 8.0**, este es un sistema concebido para realizar prácticamente todos los estudios relacionados con las redes radiales de distribución, forma parte del proyecto SIGEDI de la Unión Eléctrica de Cuba. Es un software desarrollado por el Centro de Estudios Electroenergéticos (**CEE**) de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Cuba. Está programado sobre Delphi 5, usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere para su ejecución configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC.

1.6.1 Principales características del Radial 8.0.

La información requerida para el uso del Radial 8.0 se divide en dos grandes grupos:

- **La general**, ofrecida por Radial 8.0 “por defecto”, y que puede modificarse de acuerdo a los datos más convenientes que disponga el usuario.
- **La particular**, que se vincula con los circuitos que se analizan. Esta última se introduce a través de cajas de diálogo abiertas sobre el diagrama monolineal del circuito, el que se edita de una forma simple, ágil y de fácil manipulación.

Este software brinda múltiples facilidades y realiza los cálculos siguientes:

1. Flujo de carga monofásico (considera las cargas balanceadas y las líneas simétricas)
2. Flujo de carga trifásico (considera las corrientes reales por fase y las líneas asimétricas)
3. Capacitores:

- ✓ Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de potencia.
 - ✓ Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de energía.
 - ✓ Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de potencia
 - ✓ Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de energía
4. Cálculo de las corrientes de corto circuitos de circuitos radiales
 5. Selección y coordinación de protecciones en circuitos radiales
 6. Análisis de cogeneración
 7. Corridas de flujo monofásico simultánea de varios circuitos
 8. Traspaso de cargas de un circuito a otro
 9. Reubicación de la subestación

1.6.2 Edición de circuitos en Radial 8.0.

Para la edición de circuitos, Radial 8.0 cuenta con cinco barras con sus correspondientes botones para su manejo.



Fig. Barras 1.5 de trabajo del RADIAL.

Barra Estándar: cuyos botones para la edición son:

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

Barra de elementos:

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

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

El proceso de edición se va desarrollando haciendo click en cada uno de los botones de la Barra de elementos y a continuación haciendo nuevamente click sobre el lugar del monolineal en que se quiere insertar el elemento seleccionado (nodo, línea, etc.).

La edición debe comenzar por los nodos, los que se pueden incorporar al naciente circuito solo o con sus líneas.

Antes de incorporar las líneas, debe situarse la Fuente en el Nodo 1. Para eliminar algún elemento ya incluido, se da click con el botón derecho del mouse sobre el elemento deseado y aparecerán varias opciones entre las que están COPY, PASTE... que operan de la forma tradicional.

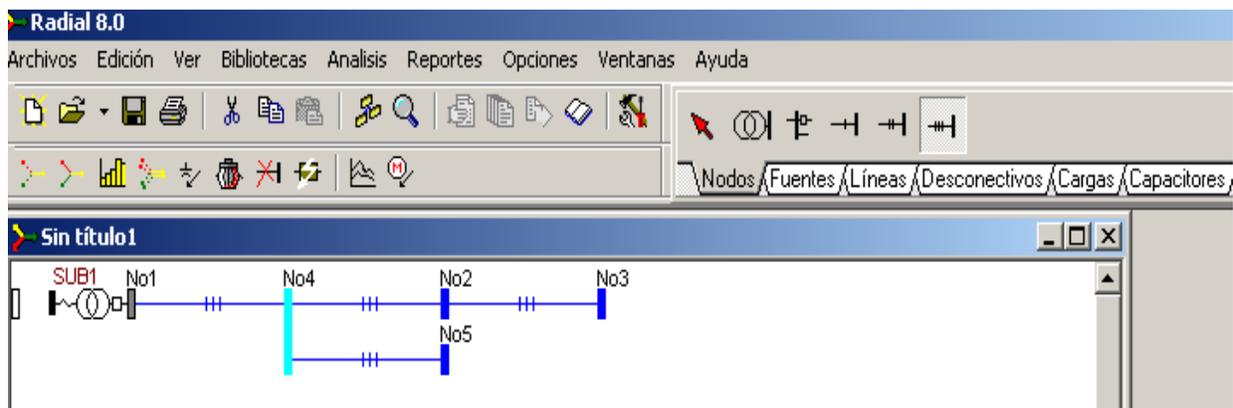


Fig. 1.6 Ventana de Edición de RADIAL.

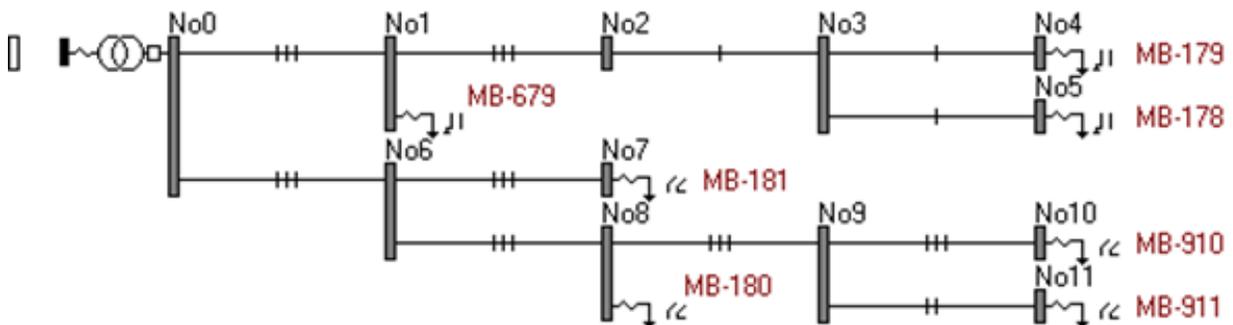


Fig. 1.7 Vista de un monolineal guardado por el software Radial 8.0 en formato JPG

1.6.3 Otras facilidades de Radial 8.0.

Además de las funciones ya conocidas en el radial, este también te otras opciones que permiten buscar y trabajar en circuitos ya creados con anterioridad

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

1.7 Calidad del servicio prestado

La definición de la calidad de la energía es muy amplia. Esta se puede definir como la ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicos en la red y variaciones de voltaje suministrado al usuario. Además le concierne la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. Actualmente la calidad de la energía es el resultado de una atención continua. En años recientes, esta atención ha sido de mayor importancia debido al incremento del número de cargas sensibles en los sistemas eléctricos, las cuales, por sí solas resultan ser una causa de degradación en la calidad de la energía eléctrica.

Debido a la importancia que representa la energía eléctrica en nuestra vida, la cual es usada en la iluminación, en la operación de diversos equipos, vídeo, aire acondicionado y sistemas de cómputo, así como en procesos industriales como de servicio, es importante contar con una buena calidad de energía. La energía eléctrica además se ha empleado en la fabricación de la mayoría de las cosas que utilizamos.

Por consiguiente los disturbios y variaciones de voltaje que se producen en la red eléctrica afectan directamente al usuario.

Por dar un ejemplo, las depresiones de voltaje por sólo cinco milisegundos son capaces de hacer que una computadora pierda su información o causar errores, es por esto que el incremento en el equipo de procesamiento de datos (computadoras) ha marcado al problema de la calidad de la energía como un problema muy serio.

Los disturbios no sólo afectan al equipo de los consumidores, sino que también perjudica la operación de la red de suministro. Los disturbios mencionados causan problemas como los que se citan a continuación:

- Operación incorrecta de controles remotos.
- Sobrecalentamiento de cables.
- Incremento de las pérdidas activas en los transformadores, por motores, líneas y otros equipos.
- Errores en medición.
- Operación incorrecta de sistemas de protección, entre otros.

Debido a estos problemas, algún componente de cualquier equipo puede sufrir un daño considerable al presentarse algún proceso transitorio que rebase su nivel de aislamiento. Otro ejemplo, un rectificador puede llegar a fallar si es expuesto a un voltaje transitorio por encima de cierto nivel. Podemos decir, que el objetivo de la calidad de la energía es encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de voltaje en el lado del usuario, y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de la compañías suministradoras de energía eléctrica, para lograr con ello un suministro de energía eléctrica con calidad.

Descripción de disturbios: Los términos usados para describir los disturbios frecuentemente tienen diferente significado para diferentes usuarios. Pero muchos atributos de calidad de energía son comúnmente reconocidos. A continuación se da una breve descripción de algunos de los disturbios más comunes.

Pico de voltaje: Es un incremento en el nivel de voltaje que dura microsegundos. Es debido principalmente por fallas en la red eléctrica, descargas atmosféricas o conexión y desconexión de grandes cargas.

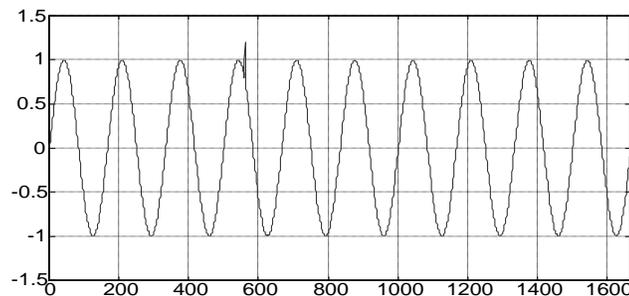


Gráfico 1.1 Pico de voltaje

Depresión de voltaje (sags): Es un decremento momentáneo (varios ciclos de duración) en el nivel de voltaje. Es debido a la conexión de grandes cargas, descargas atmosféricas y fallas en la red eléctrica.

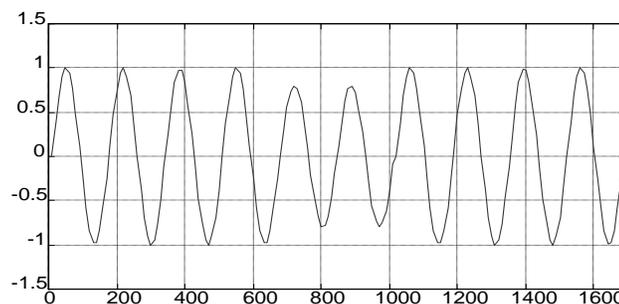


Gráfico 1.2 Depresión de Voltaje

Dilatación de voltaje (swell): Es un incremento del voltaje de varios ciclos de duración. Es ocasionado por la desconexión de cargas grandes y no llega a ser un sobre-voltaje.

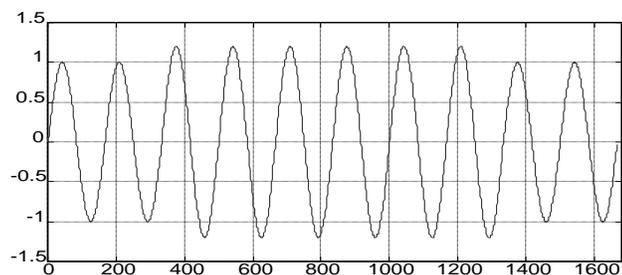


Gráfico 1.3 Dilatación de Voltaje.

Sobre-voltaje: Es una condición de voltaje elevado (arriba del valor nominal) que a diferencia del swell de voltaje, dura mucho más tiempo. Es causado por una pobre regulación de voltaje.

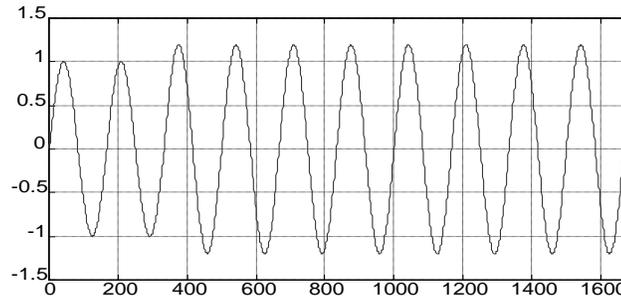


Gráfico 1.4 Sobre-voltaje.

Parpadeo (flickers): Se refiere a las fluctuaciones en el nivel de voltaje. Estas son debidas a la conexión de cargas cíclicas como hornos eléctricos o por oscilaciones sub-armónicas (sub-armónicas se refiere a señales de frecuencia menor a la fundamental). Por lo general este efecto se observa fácilmente en el cambio de intensidad bajo y alto de lámparas y ruido acelerado y desacelerado de motores.

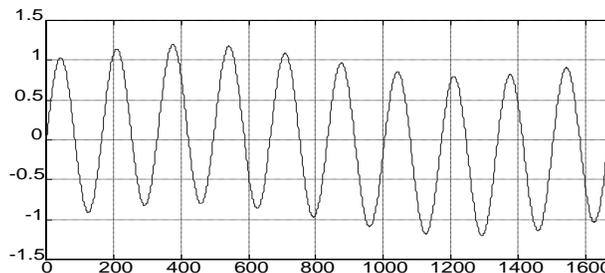


Gráfico 1.5 Parpadeo.

Interrupciones de energía: Es la pérdida total de potencia. Por lo general se considera interrupción cuando el voltaje ha decrecido a un 15 % del valor nominal o menos.

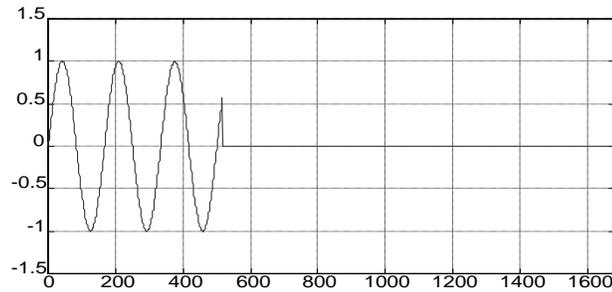


Gráfico 1.6 Interrupción de energía.

Este es debido a aperturas de líneas, daño de transformadores, operación de fusibles o equipos de protección de la red, entre otras posibilidades. También se consideran interrupciones de energía aquellas que duran milisegundos.

Ruido eléctrico: Es la distorsión (no necesariamente periódica) de la forma senoidal del voltaje. Este es debido a la conexión y desconexión, transmisores de radio y equipo industrial de arco eléctrico.

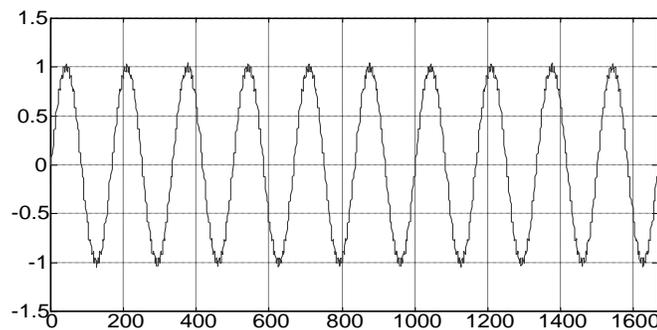


Gráfico 1.7 Ruido eléctrico.

Distorsión armónica: Es la distorsión (periódica) de la forma de onda senoidal del voltaje o corriente. Esta es causada por la operación de equipos no lineales como lo son rectificadores y hornos de arco eléctrico. Este es un fenómeno en estado estable.

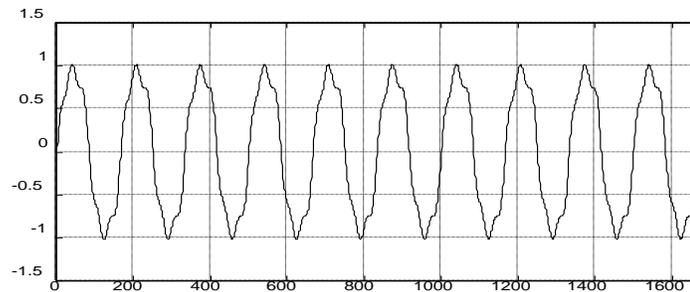


Gráfico 1.8 Distorsión armónica

Como se puede observar unos de los problemas más conocidos y que producen una gran cantidad de problemas por el efecto que produce son las armónicas.

Capítulo II

Capítulo II: Determinación de pérdidas y métodos para su reducción

La electricidad es una de las pocas energías que no es posible almacenar a gran escala (excepto los sistemas de baterías o las presas hidráulicas que pueden ser consideradas reservas electromecánicas de energía de baja inercia). Por ello los operadores de red deben de garantizar el equilibrio entre la oferta y la demanda en permanencia. Si se produce un desequilibrio entre oferta y demanda, se pueden provocar dos fenómenos negativos: En el caso en que el consumo supera la producción, se corre el riesgo de “apagón” por la rápida pérdida de sincronismo de los alternadores, mientras que en el caso de que la producción sea superior al consumo, también puede provocarse un “apagón” por la aceleración de los generadores que producen la electricidad.

Por lo que saber administrarla y distribuirla, teniendo en cuenta las pérdidas que se producen en los circuitos de distribución para que la producción sea lo más parecido a la demanda necesaria más el porcentaje de perdidas permisible, le da al país una eficiencia energética, lo que se traduce en una pérdida mínima en gastos de combustible.

2.1 Determinación de las pérdidas de potencia:

Para la obtención de las pérdidas eléctricas utilizamos un conjunto de fórmulas y comprobamos los resultados a través de la corrida de los circuitos en el radial

2.1.1 Pérdidas en los conductores.

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

$$P_p = I^2 * R \tag{2.1}$$

Dónde:

P_p → Pérdidas de potencia (W).

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

R → Resistencia efectiva.

Cálculo de efecto superficial:

$$Y_s = \frac{X^4}{192 + 0.8 * X^4_s} \tag{2.2}$$

$$X^2_s = \left(\frac{8\pi f}{R} \right) * 10^4 * K_s$$

Dónde:

f → Frecuencia del sistema en Hz.

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

En la tabla 2.1 se puede ver que existen grandes pérdidas activas en las líneas, para un total **734 KW**.

2.1.2 Pérdidas técnicas en las líneas aéreas.

Las pérdidas en las líneas aéreas, se producen básicamente debido al efecto Joule, a la reactancia inductiva y al factor de potencia de carácter inductivo de la carga, que hace que circule potencia reactiva por las redes, incrementando de esta manera las pérdidas técnicas. La reactancia capacitiva es prácticamente nula debido a las longitudes pequeñas del recorrido de las líneas, como bien se conoce a menor longitud menor

reactancia capacitiva. En nuestro análisis consideramos la resistencia y la reactancia inductiva, como los parámetros que nos ayudan a cuantificar las pérdidas. A continuación detallamos el método directo de evaluación de pérdidas, que está en función de los parámetros ya mencionados y de la corriente máxima, la caída de tensión y la longitud de los tramos.

Método directo:

Consideremos la expresión de la caída de tensión:

$$\Delta V = I * L(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \tag{2.3}$$

Dónde:

$$K \rightarrow R \cos \varphi + X \sin \varphi \tag{2.4}$$

ΔV → Caída de tensión en voltios.

I → Intensidad de corriente en amperios.

L → Longitud en metros.

R → Resistencia de la línea en Ohm/Km.

XI → Reactancia de la línea en Ohm/Km.

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

$$Xl = 2\pi f (0.50 + 4.605 * \text{Log}_{10} DMG / RMG) 10^{-4} \quad \Omega/\text{km} \tag{2.5}$$

Dónde:

Xl → Reactancia Inductiva.

DMG → Distancia media geométrica entre conductores m.

RMG → Radio medio geométrico.

El valor de la resistencia:

$$R_f = R(1 + \partial \Delta T) \quad \Omega/\text{km} \quad (2.6)$$

Dónde:

R_i → Resistencia del conductor a la temperatura inicial

R_f → Resistencia a la temperatura final

∂ → Coeficiente térmico, para el cobre duro = 0,00378/ °C para aleación de aluminio = 0,00360/ °C . Es el que se usa en los conductores del circuito analizado.

Sea la caída porcentual de un tramo:

$$\% \Delta V = \left[\frac{(V_1 - V_2)}{V_1} \right] * 100 \quad (2.7)$$

Dónde:

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

V_1 → Tensión al inicio del tramo en voltios.

V_2 → Tensión al final del tramo en voltios.

La pérdida de potencia está dado por:

$$P = R * I^2 * L \quad (2.8)$$

De la siguiente ecuación tenemos la corriente:

$$I = \frac{\Delta V}{\left[L(R \cos \varphi + X \text{sen} \varphi) \right]} \quad (2.9)$$

Sustituyendo en la ecuación:

$$P = \frac{[R * \Delta V * I * L]}{[L(R \cos \varphi + X \text{sen} \varphi)]} \quad (2.10)$$

$$P = \frac{[100 * R * \Delta V * L * V_1 * I]}{[100 * V_1 * L(R \cos \varphi + X \text{sen} \varphi)]}$$

$$P = \frac{[R * \% \Delta V * K_w * I]}{[100(R \cos \varphi + X \text{sen} \varphi)]}$$

P → Pérdida de potencia en horas pico kW.

R → Resistencia eléctrica del conductor Ohm/km.

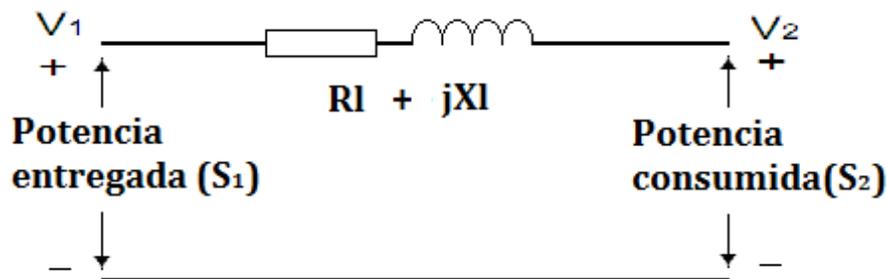
X → Reactancia eléctrica del conductor, Ohm/km.

%ΔV → Caída de tensión porcentual del tramo.

kW → Carga consumida del alimentador.

V → Tensión en el punto inicial de entrega.

Sea el gráfico del balance de energía.



De donde:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{(R_l + R_c)}; P_2 = \frac{V_2^2}{R_c}; R_c = \frac{V_2^2}{P_2} \quad (2.11)$$

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

Debido a la demanda resistiva (consumidores residenciales y comerciales), podemos afirmar que:

$$R_c \gg R_l; R_l = 0 \quad (2.12)$$

Con esta condición tenemos:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{V_2^2} * P_2 \quad (2.13)$$

Finalmente obtenemos:

$$\% P' = \frac{P_1 - P_2}{P_1} * 100 \quad (2.14)$$

Dónde:

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

P_1 → Potencia emitida al alimentador en kW.

P_2 → Potencia consumida por el alimentador en kW.

2.1.3 Pérdidas en los transformadores eléctricos.

El transformador es un dispositivo estático que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro magnéticamente; es decir, por inducción, en lugar de conducción, esta característica hace que en la estructura interna del transformador se produzcan fenómenos magnéticos que producen pérdidas de energía. El origen de las pérdidas radica en dos causas. Una en el núcleo (llamadas perdidas en el hierro o en vacío), son constantes y ocurren aun cuando el secundario del transformador esté a circuito abierto, es decir, sin carga, y la otra en las bobinas del transformador (pérdidas en el cobre o resistivas).

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

Estas pérdidas pueden descomponerse en las siguientes componentes:

- a) Pérdidas por histéresis
- b) Pérdidas por corrientes turbillonarias
- c) Pérdidas Joule por corrientes de vacío
- d) Pérdidas dieléctricas

De todas estas, las de mayor relevancia son las pérdidas por histéresis, las cuales tienen una participación del 50 al 80% en el total de pérdidas de vacío. Las mismas son causadas por la resistencia de las moléculas que conforman el núcleo magnético al ser magnetizadas y desmagnetizadas por acción de un campo magnético variable. Esta resistencia genera fricción entre las moléculas, resultando en pérdidas por disipación de energía calórico.

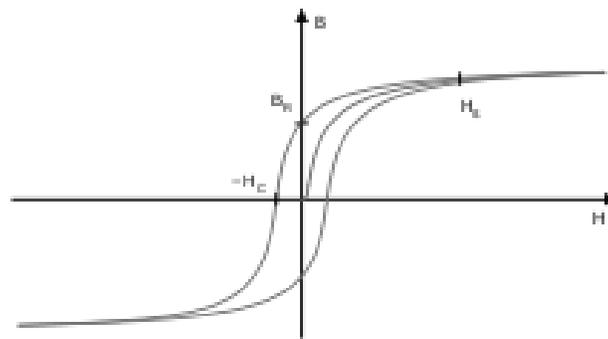


Grafico 2.2: Curva de histéresis

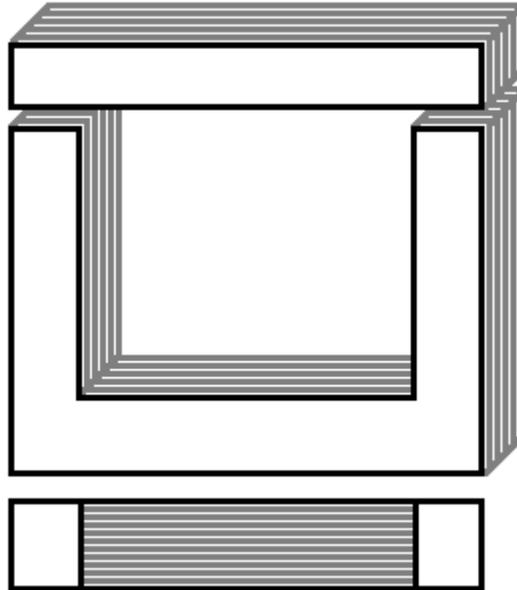
En segundo orden de importancia y con una participación del 20 al 50 % se ubican las *pérdidas por corrientes turbillonarias*. Las mismas son causadas por corrientes inducidas en el núcleo creadas por el campo magnético variable, más precisamente en las láminas de material magnético que lo conforman.

2.1.3.1 Pérdidas de los transformadores en el Hierro

La potencia pérdida en el hierro del circuito magnético de un transformador puede ser medida la prueba de vacío. Se alimenta el transformador al vacío, la potencia absorbida en ese momento corresponde exactamente a las pérdidas en el hierro. En efecto por ser nula la intensidad de corriente en el bobinado secundario no aparecen en las pérdidas de potencia.

Por consiguiente se puede afirmar que el total de la potencia absorbida por un transformador funcionando al vacío bajo a voltaje nominal, representa el [valor](#) de la potencia pérdida en el hierro del circuito magnético. Dichas pérdidas son causadas por el fenómeno de histéresis y por las corrientes de foucoult, las cuales dependen del voltaje dela [red](#), de la frecuencia y de la inductancia a que está sometido el circuito magnético.

La potencia pérdida en el núcleo permanece constante, ya sea en vacío o con carga.



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

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

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

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

2.1.3.2 Pérdidas de los transformadores en el Cobre

Las corrientes de Foucault crean pérdidas de energía a través del efecto Joule. Más concretamente, dichas corrientes transforman formas útiles de energía en calor no deseado, por lo que generalmente es un efecto inútil, en este equipo. A su vez disminuyen la [eficiencia](#) de muchos dispositivos que usan campos magnéticos [variables](#), como los transformadores de núcleo de hierro. Estas pérdidas son

minimizadas utilizando núcleos con materiales magnéticos que tengan baja conductividad eléctrica (como por ejemplo ferrita) o utilizando delgadas hojas de material magnético, conocidas como laminados.

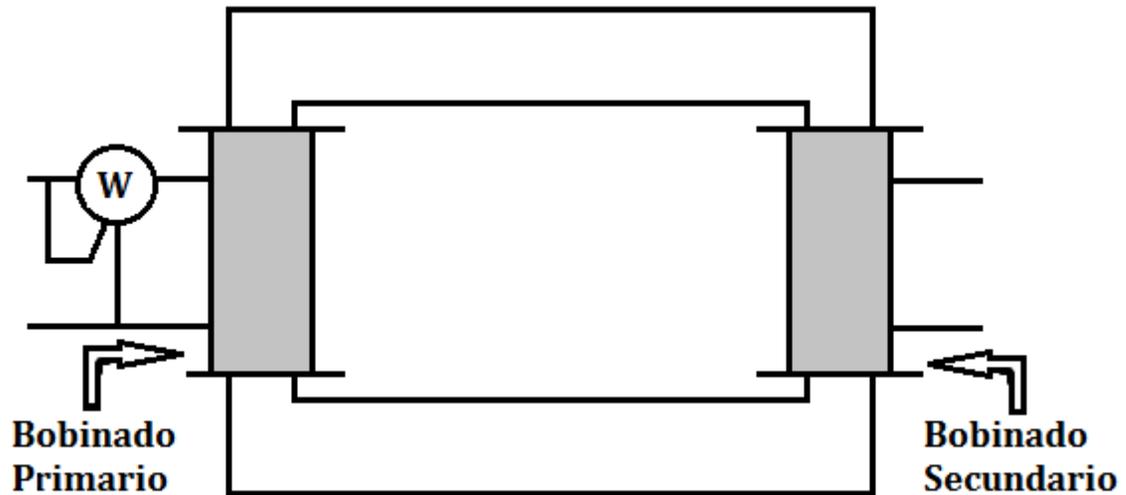


Fig. 2.2 Estructura interna de un transformador

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

$$WP_{CU} = P_{CU} * \left(\frac{S_{max}}{S_n} \right)^2 * T_{eq} \quad (\text{kWh}) \quad (2.16)$$

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

S_n : Potencia nominal del transformador en kVA.

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

$$T_{eq} = 8760 * F_{perd} \quad (2.17)$$

T_{eq} : Tiempo equivalente de pérdidas en horas (tiempo en el cual el transformador funcionando a plena carga produce las mismas pérdidas de energía en carga, que en condiciones normales, durante todo el año, $T=7860$).

$$F_{perd} = 0.3 * F_c + 0.7 * F_c^2 \quad (2.18)$$

$$F_c = \frac{P}{P_{max}} \quad (2.19)$$

Dónde:

F_c : Factor de carga.

P: potencia media, (kW).

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

2.1.3.3 Pérdidas de energía total en el transformador

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

Dónde:

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

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

$$K_C = \frac{I_m}{I_{nom}} : \text{Coeficiente de carga del transformador.} \quad (2.23)$$

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

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

K_{ip} : Coeficiente incremental de pérdidas de potencia activa.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

I_m : Corriente media (A).

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

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

$$\Delta E_r = S_{nt} \frac{I_{sc}\%}{100} T_0 + S_{nt} \frac{U_{cc}\%}{100} K_C^2 T_i \quad (2.28)$$

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

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

Dónde:

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

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

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

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

De acuerdo con el manual de operaciones de circuitos de la Unión Nacional Eléctrica se tienen las pérdidas promedio de los transformadores según su capacidad, estos valores fueron los mismos que se utilizaron en la programación de la herramienta computacional utilizada, el Radial 8.0. A continuación presentamos la tabla de pérdidas promedio de los transformadores.

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

Tabla 2.2: Pérdidas promedio de los transformadores según su capacidad.

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

2.2 Análisis de los circuitos

Para el estudio de los circuitos se hace necesario el análisis de estos con herramientas computacionales como son: Excel, Radial, WSOS, previo a un levantamiento minucioso

en todos los elementos de cada circuito y las mediciones tomadas de los NULEC, se actualizan los diagramas monolineales con el radial y se simulan, obteniéndose reportes como el que se presenta en la fig. 2.1 para cada uno de los circuitos después de los resultados arrojados por este software, es importante comprobar algunos de estos resultados de forma manual.

Como resultado del estudio realizado, se calcula que el municipio tiene un total de pérdidas de 1069 kWh. En la [tabla 2.2](#) se muestran las pérdidas totales de potencia activa en una hora.

➤ Estimación general de pérdidas

La estimación de pérdidas consiste en determinar de manera global las pérdidas presentes en el sistema de distribución; para lo cual, se realiza un balance entre la energía ingresada y la registrada. La energía que ingresa, es la energía que adquiere la empresa mediante compras al sistema nacional interconectado y generación propia. La energía registrada, es la energía que se vende, consumos propios, alumbrado público, autoconsumos en sus instalaciones, entre otros, que se conocen y se cuantifican.

Energía Ingresada = Energía Facturada + Pérdidas Totales

De forma general el total de pérdidas de energía para todos los circuitos es de 1069 kWh, siendo al año una pérdida de energía de: 9.37 GWh/a. Estas pérdidas de energía son altas, lo que significa en cuestiones de generación un gasto en petróleo de 2 718 barriles. Esto significa un gasto en USD, teniendo en cuenta que el barril está a \$ 88.264 USD, el costo es de \$1 799 040 USD y en CUP: \$ 43 176 960 al año.

2.3 Flujo de potencia

Según radial, a través de la corrida de los circuitos, el comportamiento de la potencia en los circuitos se muestra en la fig. 2.1, 2.2, y 2.3 y en las tablas 2.1 y 2.2

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	2241	kW	Energía activa de las cargas	30	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	841	kvar	Energía reactiva de las cargas	11	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	1049	kW.h
Factor de potencia	0.94		Pérdidas de energía Cu en transf.	1140	kW.h
Pérdidas activas en líneas	14	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	815	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	29	kvar	Pérdidas totales de energía	3004	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	17	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	3	%
Pérdidas de hierro en transf.	34	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	9	%
Pérd. totales de potencia activa	65	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Fig. 2.1 Resultado de flujo de carga trifásico para el circuito de Mayarí 1

En la tabla 2.1 y 2.2 se hacen un resumen de la demanda promedio de las cargas de forma histórica durante todo un año, las potencias y las pérdidas en una hora por circuitos y el porcentaje que representan estas últimas con respecto a las potencias activa, y en las Fig. 2.2 y 2.3 se muestran el comportamiento de estas respectivamente, observándose que en los circuitos, Guerrita, Felton y el Purio son los que presentan pérdidas superiores a los estándares establecidos por la Unión Nacional Eléctrica (UNE), oscilando entre 9,42 y 25,37 %

Nº	circuitos	Demanda promedio anual (MW)	potencias de cargas	
			activa	reactiva
1	Levisa	1.5	1479	557
2	Mayarí 1	1.5	2241	841

3	Mayarí 2	1.2	2587	971
4	La pasa	0.5	340	154
5	Nicaro	0.6	682	262
6	Bombeo levisa	0.6	415	188
7	Juan Vicente	0.3	170	72
8	Herrera	0.6	393	163
9	Guerrita	2.8	835	350
10	Guatemala	1.4	1377	572
11	Guaro	1.9	1005	422
12	Felton	0.5	618	263
13	Purio	1.5	922	279
14	2 Bahía	0.1	827	366
15	Cabonico	0.4	347	191
16	Arroyo seco	0.3	293	123
17	Arroyo el medio	1.4	655	278
18	Juliana	0.2	843	401
19	Melones	0.3	290	138
20	Revolución	0.7	2571	1015
21	OcujaI	0.2	382	156
22	Pinares	0.5	663	324
	total	19.1	19935	8086

Tabla 2.1: Resumen de potencias activas y reactivas de todos los circuitos

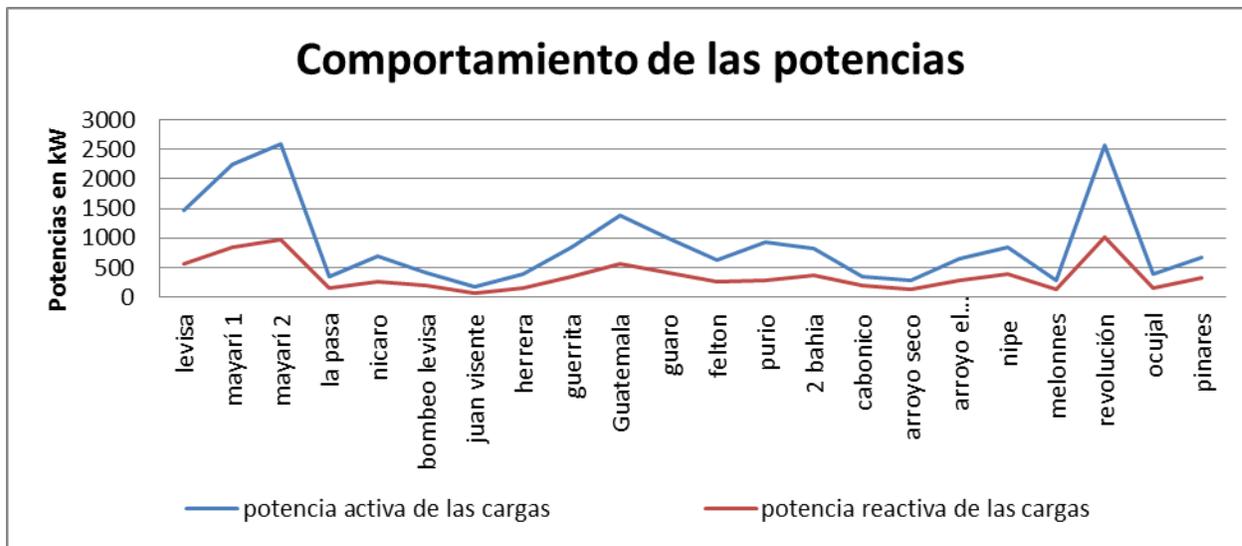


Fig 2.2 Comportamiento de la potencia activa y reactiva de los circuitos del municipio

Nº	circuitos	Pérdidas				Totales (kW)	%
		líneas		Transf.			
		Activa (kW)	Reactiva (kVAr)	Cobre (kW)	Hierro (kW)		
1	Levisa	70	86	19	10	100	6,76
2	Mayarí 1	14	29	17	34	65	2,90
3	Mayarí 2	28	36	30	16	75	2,90
4	La pasa	6	10	3	4	13	3,82
5	Nicaro	19	32	8	13	40	5,87
6	Bombeo levisa	21	28	6	4	31	7,47
7	Juan Vicente	0	0	1	2	4	2,35
8	Herrera	14	9	4	3	21	5,34
9	Guerrita	60	78	10	11	80	9,58
10	Guatemala	1	2	20	7	29	2,11
11	Guaro	5	4	10	9	24	2,39
12	Felton	89	44	14	6	109	17,64
13	Purio	210	184	16	8	234	25,38

14	2 Bahía	1	1	8	11	20	2,42
15	Cabonico	1	1	6	2	9	2,59
16	Arroyo seco	1	1	4	2	7	2,39
17	Arroyo el medio	8	9	5	15	28	4,27
18	Juliana	3	3	10	8	21	2,49
19	Melones	5	4	3	1	10	3,45
20	Revolución	14	24	95	12	121	4,71
21	OcujaI	8	8	5	3	16	4,19
22	Pinares	3	3	9	4	17	2,56
	Total	581	596	303	185	1069	5,36

Tabla 2.2: Pérdidas totales de potencia en el hierro y cobre de los transformadores así como en las líneas de los circuitos

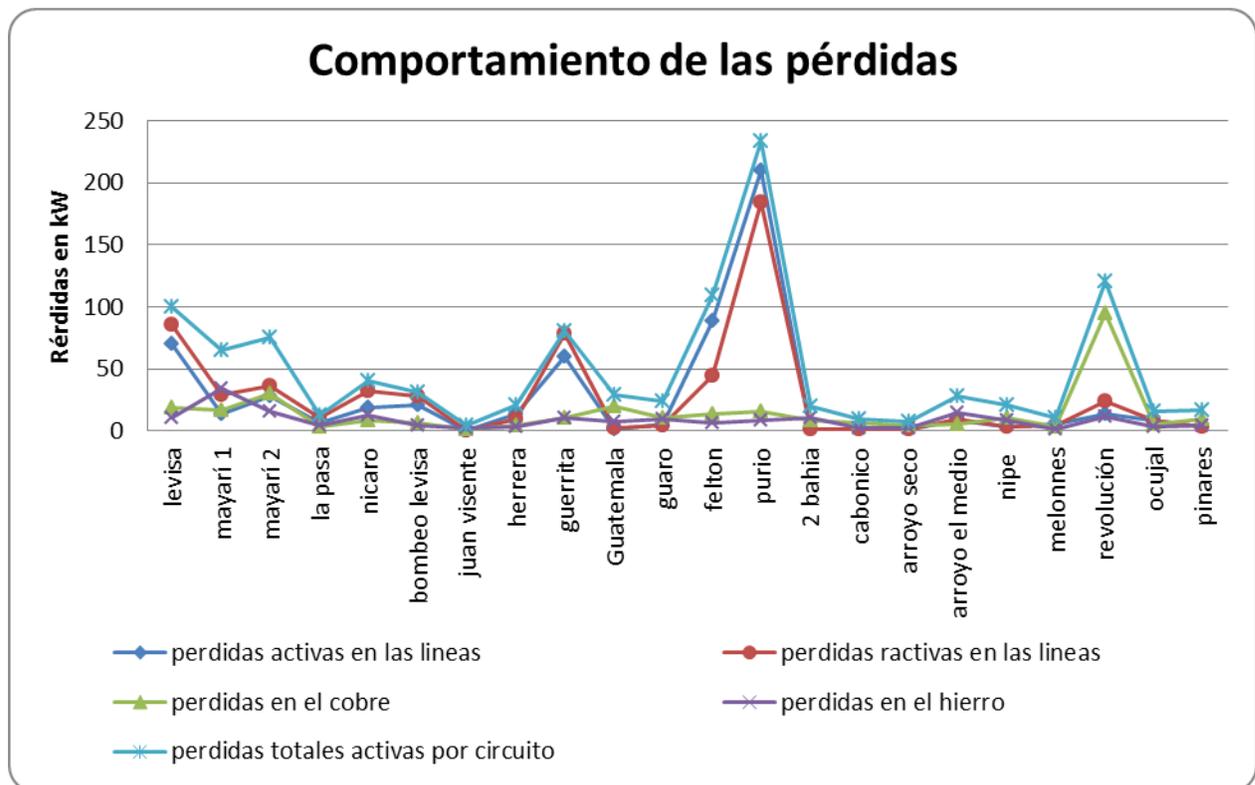


Fig. 2.3 Comportamiento de las pérdidas eléctrica en los circuito del municipio

2.4 Métodos de reducción de pérdidas para los circuitos más afectados

Los métodos de reducción de pérdidas son acciones que se toman en cuenta para que de forma técnica sea posible la disminución de pérdidas de potencia en los circuitos.

Como ejemplo de esto tenemos:

Medidas Primarias

- ✓ Cambio de calibre primario
- ✓ División de circuito primario
- ✓ Balanceo de fases
- ✓ Cambio de nivel de voltaje

Medidas Secundarias

- ✓ Cambio de calibre secundario
- ✓ División de circuito secundario
- ✓ Aumento de capacidad en transformadores
- ✓ Reubicación de transformador en el centro de carga
- ✓ Sustitución de transformador subcargado
- ✓ Traspaso de carga entre circuitos
- ✓ Balanceo Secundario

Medidas Públicas

- ✓ División de circuito de alumbrado público
- ✓ Sustitución de luminarias por otra tecnología.
- ✓ Adecuación de potencias de luminarias

Medidas en los servicios

- ✓ Cambio de acometida

- ✓ Cambio de metro contador
- ✓ Cambio de cuchillas (breakers)

Estos métodos son de forma general, para el mejoramiento de la eficiencia eléctrica de circuitos solo trabajaremos con algunos.

2.4.1 Cambio de calibre

Para el cambio de calibre se tiene en cuenta la sección del conductor que está en uso, las pérdidas que este aporta al sistema y las características del nuevo conductor que va a ser usado, si este mejora el sistema, se hace una valoración económica para saber si es factible la inversión

Nº	circuitos	Pérdidas					Porciento de Pérdidas (%)
		líneas		Transf.		Totales (kW)	
		Activa (kW)	Reactiva (kVAr)	Cobre (kW)	Hierro (kW)		
1	El Purio	77	177	15	8	100	9,4697
2	Felton	26	35	11	5	42	5,4688
3	Guerrita	54	77	9	11	74	8,8095

Tabla 3.1: Reducción de pérdidas con el cambio de calibre en los circuitos que tienen más déficit

2.4.1 Cambio de nivel de tensión

La tensión es una variable eléctrica inversamente proporcional al % caída de voltaje, o sea que a mayor tensión menor caída de esta. Para el cambio de tensión se hace un estudio más intenso ya que este conlleva un cambio de los transformadores del circuito para poder asimilar el nuevo nivel de voltaje.

Con el cambio de tensión teniendo en cuenta que ya se cambió el calibre, en los circuitos que más problemas presentan, Guerrita, Felton y el Purio: se obtiene una reducción de pérdidas en estos, como se muestra en la tabla 2.5

El Purio con cambio de calibre y de nivel de tensión las perdidas bajan a 28 kW

Por ejemplo: El circuito de Felton que es uno de los que presenta mayor por ciento en la pérdida de energía, en los resultados de la corrida en radial a 4,16 kV en la [fig.2.3](#) se muestran datos:

Nº	circuitos	Pérdidas					Porcentaje de Pérdidas (%)
		líneas		Transf.		Totales (kW)	
		Activa (kW)	Reactiva (kVAr)	Cobre (kW)	Hierro (kW)		
1	El Purio	7	16	14	8	29	2,5709
2	Felton	2	3	10	5	18	2,1465
3	Guerrita	5	7	9	11	25	2,8121

Tabla 2.5: Reducción de pérdidas con el cambio de tensión y el de calibre

Resultados del Flujo de Carga Trifásico

Fichero Salir

Salvar Vista Previa Imprimir Notas Salir

Hora de análisis:

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	647 kW		Energía activa de las cargas	6	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	276 kvar		Energía reactiva de las cargas	3	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores	0 Ckvar		Pérdidas de energía en líneas	2475	kW.h
Factor de potencia	0.92		Pérdidas de energía Cu en transf.	420	kW.h
Pérdidas activas en líneas	144 kW		Pérdidas de energía Fe en transf.	128	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	53 kvar		Pérdidas totales de energía	3024	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	14 kW		% de pérdidas de potencia de Distribution	20	%
Pérdidas de hierro en transf.	5 kW		% de pérdidas de energía de Distribution	33	%
Pérd. totales de potencia activa	163 kW		Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Generales Nodos Líneas Cargas

Fig. 2.3 Datos generales del circuito de Felton corrido a 4.16 kV

Este mismo circuito pero a un nivel de tensión mayor (13.2 kV), arroja los siguientes datos: [fig. 2.4](#)

Resultados del Flujo de Carga Trifásico

Fichero Salir

Salvar Vista Previa Imprimir Notas Salir

Hora de análisis: 18

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	785	kW	Energía activa de las cargas	9	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	330	kvar	Energía reactiva de las cargas	4	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	244	kW.h
Factor de potencia	0.92		Pérdidas de energía Cu en transf.	274	kW.h
Pérdidas activas en líneas	9	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	128	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	4	kvar	Pérdidas totales de energía	646	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	11	kW	% de pérdidas de potencia de Distribución	3	%
Pérdidas de hierro en transf.	5	kW	% de pérdidas de energía de Distribución	6	%
Pérd. totales de potencia activa	25	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Generales Nodos Líneas Cargas

Fig. 2.4 Datos generales del circuito de Felton corrido a 13.2 kV

Si observamos detenidamente nos damos cuenta que las pérdidas de energía en las líneas disminuye a un 9.85%. Donde antes las pérdidas en las líneas eran de 144 kWh ahora son de 9 kWh. Lo que hace que en el año se reduzcan las perdidas en 3,38 GWh/a con el cambio de estos cuatro circuitos que son los que presentan más porcentaje de pérdidas.

2.4.2 Aumento de la capacidad de los transformadores

Para el aumento de la capacidad en los transformadores se hace un estudio en Radial con la herramienta cargabilidad, la cual da un reporte de los transformadores que se encuentran en régimen de sobrecarga o subcargado. Producto de una mala selección de transformadores en el municipio se detectaron 76 con problemas, en la tabla 2.3 quedan registrados por circuitos la cantidad de transformadores que operan bajo estos estados indeseados.

Nº	circuitos	Transformadores	
		Sobrecargados	Subcargados
1	Levisa	6	
2	Mayarí 1	7	
3	Mayarí 2	6	
4	La Pasa	6	
5	Nicaro	2	
8	Herrera	2	
9	Guerrita	6	
10	Guatemala	5	
11	Guaro	3	
12	Felton	6	1
14	2 bahía	3	
15	Cabonico	2	2
16	Arroyo Seco	6	
17	Arroyo el Medio	1	
19	Melones	1	
21	Ocujal	1	
22	Pinares	2	
23	Playa Manteca	1	
24	Siderugica	6	
25	Platanillo	1	
	total	73	3

Tabla 2.3 Transformadores que se encuentran en régimen de sobrecarga o subcargados por circuitos

Para dar solución a esto, solo basta con cambiar el transformador por uno de mayor potencia, y que sea capaz de soportar la demanda de la carga instalada.

2.5 Conclusiones.

Durante el desarrollo del presente capítulo, se modeló los circuitos, con la herramienta computacional Radial 8.0 donde se determinaron los flujos de potencia en diferentes regímenes de trabajo, para su máxima y mínima demanda, lo cual nos situó en tiempo y espacio para proceder a las propuestas de mejoras. Mientras se concluyó que:

- Las pérdidas totales de potencia en los transformadores son de 488 kW, que representa 4.27 GWh/a.
- Se pudo determinar que el total de pérdidas de energía técnicas en los circuitos es de 9.36 GWh/a.
- Se recomienda un cambio de nivel de tensión en los circuitos de Felton y El Purio.

Capítulo III

Capítulo III:

Las pérdidas de energía eléctrica solo recientemente han merecido la atención que por su importancia requieren, lo que se debe, principalmente, al aumento de los costos que encarecen la prestación de servicio debido a que los montos de energía que se disipan y que no representan un ingreso para la empresa son cada vez más elevados. Esta realidad y su evolución obligan a tomar medidas para disminuir las pérdidas o por lo menos detener su tasa de crecimiento.

Se considera que el máximo nivel de pérdidas en un sistema eléctrico no debe ser mayor de un 10 %, y que idealmente debe estar entre un 6 y 8 %. En los países en vías de desarrollo es común que este valor sea superior a un 20 %, encontrándose en Cuba en un 18 % aproximadamente, por lo tanto, cualquier esfuerzo destinado a la reducción de las pérdidas es justificable.

Los principales métodos de reducción de pérdidas técnicas en general son:

- Ubicación de capacitores.
- Cambio de calibre.
- Elevación de los niveles de tensión de servicio.
- Reconfiguración o división de circuitos.

En el presente capítulo se expone una valoración de los resultados del cambio de tensión de 4.16 kV a 13.2 kV en los circuitos El Purio y Felton. Además de efecto ecológico que tiene la generación de electricidad.

3.1 Propuesta

Cambio de nivel de tensión en los circuitos Felton y El Purio ya que estos, del estudio realizado en este trabajo, son los que mayores % de pérdidas aportan al sistema teniendo en cuenta que se pueden emplear otras variantes

3.2 Valoración económica para la propuesta de cambio de nivel de tensión de 4.16 a 13.2 kV con un cambio de calibre previo en los circuitos de Felton y El Purio.

El petróleo es el producto más comercializado a nivel mundial. Tanto en término como en volumen representa el 36 % del balance total de energía. El consumo mundial de petróleo que ha tenido tendencia a crecer, lo que ha traído consigo en ocasiones aumento de los precios a niveles nunca antes vistos con un récord de 147.27 USD por barril registrado en julio de 2008. Aunque la crisis financiera de Occidente, los gastos militares norteamericanos y la ambición de los especuladores en las bolsas ha ocasionado un descenso del crudo.

La conversión de tensión desde el punto de vista económico reporta ingresos al mejorar la facturación de energía, pues la diferencia entre la energía entregada y la que se factura será menor.

Para el análisis de todas las variantes se tiene en cuenta los siguientes datos:

- El petróleo ha bajado su precio aun 88.26 USD por barril en la actualidad, lo que indica que la tonelada cuesta 661.98 USD. Y el costo de generación asciende a 0.192 USD por kilowatt hora.
- El kilogramo de alambre AAA78 mm² que es el que se va a sustituir por las cometidas viejas cuesta 6.04 USD. Para la conversión de kilogramo a metro tenemos que un metro es equivalente a 0.215 kilogramo. En cuanto al alambre de la tierra se recomienda el ACSR35 mm² el cual tiene un valor de 2.21USD, y un metro equivale a 0.158 kg.
- El costo de la mano de obra y las normas de trabajo fueron suministradas y analizadas por el Departamento de Recursos Humanos de la UEB Eléctrica Holguín.
- El precio de los materiales (pararrayos y transformadores) fueron

proporcionados por el departamento de contabilidad de la UEB Mayarí.

3.2.1 Reducción de pérdidas por cambio de calibre.

Para el cambio de calibre, no es necesario un cambio en los transformadores del circuito, ya que esto no implica un aumento de potencia de las cargas ni un aumento en el nivel de tensión. Solamente es eso, un cambio en los alambres en el tendido eléctrico, por uno que aporte menos pérdidas eléctricas técnicas al sistema de distribución eléctrico.

➤ Cambio de calibre en el Felton

En este circuito sería necesario en el cambio de 11.07 km de alambre de cobre de las fases y 4.91 km del mismo alambre, que fue utilizado para la conexión de tierra. El cambio asciende a una masa total de 2 380.5 kg de alambre y un costo de 14 378.22 USD para las fases y para el neutro 775.78 kg, con un costo de 3 156.28 USD

Este cambio trae como resultado, la reducción de 67 kWh lo que representa 586.92 MWh/a. Esto se traduce en 112 688.64 USD de ahorro en costo de petróleo.

➤ Cambio de calibre en el Purio

Para este circuito el cambio es de 29.7 km de alambre de cobre que es el que más predomina en las fases y 5.94 km del mismo alambre que se utilizó para la conexión de tierra. Por lo que es necesaria la compra de 6 385.5 kg que representa \$38 568.42 para el alambre de las fases y en el caso del neutro la compra asciende al costo total de

Con la reducción de 134 kW, por el cambio del calibre de las cometidas se logra un ahorro de 1.15 GWh/a y en términos de combustible es 220 800 USD.

3.2.2 Reducción de pérdidas por cambio de nivel de tensión

El cambio de nivel de tensión es un cambio radical en un circuito, ya que este trae consigo la sustitución de todos los equipos instalados en él. Los transformadores que

trabajan a un nivel de voltaje, en estos casos de 4.16 kV, ahora tendrían que operar a una tensión para la cual no vienen diseñados, se necesitan transformadores de la misma potencia pero que trabajen con 13.2 kV, ya que el circuito no cambia en cuanto a la carga sino en cuanto al voltaje de operación.

➤ Conversión de 4.16 a 13.2 kV en Felton.

Primeramente debemos analizar que para este cambio de voltaje debemos cambiar el transformador de la subestación principal; el transformador actual no presenta problema de sobrecarga, por tanto la capacidad de los nuevos dispositivos será la misma. Es necesario en el circuito, realizar el cambio de los 47 transformadores de distribución de 4.16 kV, por transformadores que puedan operar a partir de redes de 13.8 kV. No es necesario cambiar los aisladores u otras estructuras porque los actuales son óptimos para el nivel de tensión 13.8 kV, sin embargo todos los pararrayos deben ser sustituidos.

Con esta acción se logran reducir las pérdidas en las líneas primarias que hasta hoy son de 109 kWh a 18 kWh, lo que constituye un ahorro de 91 kWh que sería equivalente a 797.16 MWh/a, y representa un ahorro de 150 958.08 USD, si se considera que para entregar 1kWh por el SEN se necesitan 0.192 USD. Por lo que se puede adquirir 228 toneladas de petróleo.

En la tabla siguiente se tiene la relación de los transformadores por capacidad y precio que se necesitan para llevar a cabo en la conversión de Felton. En el circuito no es necesario cambiar el aislamiento pues está diseñado para 13.8 kV, pero sí el cambio de los 52 pararrayos con costo 36.35 USD c/u con un valor en su conjunto de 1 890.2 USD. A esto le tendríamos que sumar el costo de los 47 transformadores del circuito más el de la subestación reductora los cuales costarían 81 077.22 USD. Para la mano de obra se asumió que se trabajó con una brigada de linieros la cual gana 46\$ en MN y tiene por norma una hora y media para instalar un transformador y 16 minutos para reemplazar el pararrayo, esto da un total de 4 324 USD en mano de obra. Estos son los gastos producidos en la compra de los transformadores y pararrayos más los recursos

humanos que sumados son unos 87 291.22 USD. Sin embargo el material retirado tiene un costo al cual se le estima una depreciación para que nos dé un valor real; sobre esta base calculamos el costo total de la inversión. Vale enfatizar que los elementos de las redes de 4,16 kV son muy difíciles de conseguir por su escasa fabricación por tanto estos materiales retirados podemos utilizarlos en las restantes redes de 4 160 V existentes.

Capacidad (kVA)	Cantidad	Precio (USD)	Costo total (USD)
5	3	398,61	1195,83
10	4	588,25	2353,00
15	10	680,95	6809,50
25	5	813,69	4068,45
37.5	6	1035,63	6213,78
50	12	1658,21	19898,52
75	2	2066,35	4132,70
100	2	2655,35	5310,70
160	1	3122,12	3122,12
250	2	4988,00	9976,00
1600	1	17996,62	17996,62
Total	48		81077,22

Tabla 3.1: Precios de los transformadores instalados.

- El valor del material retirado sería:
 - ✓ Pararrayos: 52 unidades con un valor de 988 USD y un precio de 711.16 USD ya aplicada una depreciación del 28%
 - ✓ Transformadores de 4.16 kV (Con una depreciación de un 35%)

Capacidad (kVA)	Cantidad	Precio (USD)	Sin depreciación (USD)	Costo total con depreciación (USD)
5	3	259,00	777,00	505,05
10	4	386,60	1546,40	1005,16
15	10	598,00	5980,00	3887,00
25	5	691,56	3457,80	2247,57

37.5	6	955,43	5732,58	3726,18
50	12	1205,60	14467,20	9403,68
75	2	1672,65	3345,30	2174,45
100	2	2310,10	4620,20	3003,13
160	1	3122,10	3122,10	2029,37
250	2	4365,50	8731,00	5675,15
1600	1	12115,75	12115,75	7875,24
Total	48		63895,33	41531,96

Tabla 3.2: Precios de los transformadores retirados.

Por tanto obtendríamos 42 243.12 USD en materiales retirados.

El costo de la inversión inicial sería el valor del material instalado más la mano de obra 87 291,22 USD sumado el costo del cambio de calibre que es 3 156.28 USD menos el costo del material retirado 42 243.12 USD. Quedaría que el costo total sería 48 204.38 USD.

- Conversión de 4.16 a 13.2 kV en El Purio.

La valoración económica en este circuito es muy similar a la anterior, no hay que hacer cambio de aisladores y el transformador de la subestación principal será de la misma capacidad por no presentar el circuito problemas de sobrecargas. El ahorro en este circuito por la reducción de pérdidas es de 206 kWh, equivalente en el año a 1.8 GWh/a y en relación al petróleo con este ahorro se podrían comprar 522 toneladas del crudo.

El primer análisis será del costo de los materiales a instalar.

- Mano de obra por un valor de 6 072 USD.
- Pararrayos: 70 unidades con un valor de 2 545 USD y un precio de 36.35 USD c/u.
- Compra de los 67 transformadores de 13.2 kV equivalente en 100 342.3 USD.

Capacidad (kVA)	Cantidad	Precio (USD)	Costo total (USD)
-----------------	----------	--------------	-------------------

5	1	398,60	398,60
10	5	588,25	2941,25
15	9	680,95	6128,55
25	15	813,69	12205,35
37.5	10	1153,32	11533,20
50	17	1658,00	28186,00
75	5	2066,30	10331,50
100	4	2655,30	10621,20
1 600	1	17996,62	17996,62
Total	67		100342,27

Tabla 3.3 Precios de los transformadores instalados.

El costo en materiales instalados más la mano de obra sería de 108 959.3 USD.

Valor del material retirado de la línea.

- Pararrayos: 70 unidades con un valor de 1 330 USD y un precio de 19 USD c/u ya aplicada una depreciación del 28%.
- Transformadores de 4.16 kV (Con una depreciación de un 35%)

Capacidad (kVA)	Cantidad	Precio (USD)	Sin depreciación (USD)	Costo total con depreciación (USD)
5	1	259,00	259,00	168,35
10	5	386,60	1933,00	1256,45
15	9	598,00	5382,00	3498,30
25	15	691,56	10373,40	6742,71
37.5	10	955,43	9554,30	6210,30
50	17	1205,60	20495,20	13321,88
75	5	1672,65	8363,25	5436,11
100	4	2310,10	9240,40	6006,26
1600	1	12115,75	12115,75	7875,24
Total	67		77716,30	50515,60

Tabla 3.4 Precios de los transformadores de 4.16 kV retirados.

En total el material retirado tendría un valor de 1 845,6 USD.

La inversión de este circuito estaría en el orden de los 57 113,7 USD.

3.3 Metodología para el cálculo técnico económico del proyecto

En la confiabilidad del Sistema Electroenergético Nacional, ocupa una parte importante de las redes eléctricas, de ahí la necesidad de elegir variantes de esquemas de la red en proceso de proyección, así como los regímenes de explotación partiendo del criterio de racionalidad económica y garantía del suministro eléctrico.

Para la selección de la variante óptima se realiza de acuerdo su sustitución recíproca, es decir, las variantes comparadas según los índices económicos realizados deben poseer el mismo grado de confiabilidad y calidad de la energía.

Entre los métodos que existen para comparar alternativas de inversión están.

- Método del valor actual neto (VAN).
- Método de la tasa interna de retorno (TIR).
- Tiempo de amortización.

3.3.1 Valor Actual Neto (VAN).

El Valor actual neto (VAN) también conocido por valor actualizado, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

El método de valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es

mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

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

V_t : representa los flujos de caja en cada periodo t.

I_0 : es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n : es el número de períodos considerado.

El tipo de interés es k. Si el proyecto no tiene riesgo, se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico. En otros casos, se utilizará el coste de oportunidad.

Cuando el VAN toma un valor igual a 0, k pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

Para la utilización del VAN es necesario una tasa de actualización(a). Esta tasa debe reflejar el costo de oportunidad del capital que expresa la garantía del rendimiento mínimo. En otras palabras una tasa similar a la que se obtendrían con cualquier otra alternativa de inversión. Para el cálculo de esta tasa generalmente se utiliza la tasa de interés existente sobre préstamos a largo plazo en el mercado de capitales.

3.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión, está definida como el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples en tanto, diversos autores la conceptualizan como la tasa de interés (o la tasa de descuento) con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN)

es igual a cero. El VAN o VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

3.3.3 Cálculo del VAN y el TIR para los circuitos Felton y El Purio.

Para este análisis se escogió el método del VAN y el TIR, a continuación definiremos todos los conceptos para mejor comprensión de la valoración económica.

El VAN es un método práctico, los gastos o entradas de futuras se transforman en unidades monetarias del tipo equivalentes actual, este método es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en evaluación de proyectos, de esta forma es fácil observar las ventajas económicas de alternativas sobre las otra.

El VAN se define como el valor actualizado del flujo de ingresos netos (in) generados durante la vida útil del proyecto, es decir del saldo entre los ingresos y los gastos anuales que impliquen erogaciones de efectivos

Para la utilización del VAN es necesario una tasa de actualización(a). Esta tasa debe reflejar el costo de oportunidad de capital que a la empresa le garantiza el mínimo rendimiento. En otras palabras una tasa similar a la que se obtendrían con cualquier otra alternativa de inversión. Para el cálculo de esta tasa generalmente se utiliza la tasa de interés existente sobre préstamos a largo plazo en el mercado de capitales

El Valor Actual Neto (VAN) se calcula mediante la determinación en cada año de todos los ingresos en efectivo y de salidas anuales como ingresos, desde que se incurre en el primer gasto en el proceso inversionista, hasta que se concluye la vida útil estimada de operación o

funcionamiento del proyecto. Estos saldos anuales positivos y negativos, se actualizan en los momentos del primer gasto, de la forma siguiente:

Circuitos	Felton	El Purio
tasa	12%	12%
costo inversión inicial	48 204.39 USD	57 113,7 USD
Ahorro del 1er año	150 958.08 USD	345 600 USD
Ahorro del 2do año	150 958.08 USD	345 600 USD
Ahorro del 3er año	150 958.08 USD	345 600 USD
Ahorro del 4to año	150 958.08 USD	345 600 USD
Ahorro del 5to año	150 958.08 USD	345 600 USD
Ahorro del 6to año	150 958.08 USD	345 600 USD
VAN	470 881,27 USD	1 160 554,76 USD
TIR 1er año	213%	505%
TIR 2do año	293%	592%
TIR 3er año	309%	603%
TIR 4to año	313%	605%
TIR 5to año	314%	605%
TIR 6to año	314%	605%

Tabla 3.5. Cálculo del VAN y la TIR

Los resultados positivos nos indican que el proyecto puede ser ejecutado desde el punto de vista económico.

3.3.4 Tiempo de Amortización

El tiempo de amortización (T_{am}) sería el resultado entre el costo de la inversión (C_{in}) 48 204.38 USD para el circuito de Felton, más el 12 % de la tasa de interés (T_{in}) y esta suma, dividirla entre el costo del ahorro (C_{ah}) 150 958.08 USD, esta es la energía ahorrada por concepto de disminución de pérdidas (797.16 MWh/a), y se calcularía por la siguiente expresión.

$$T_{am} = (C_{in} + T_{in}) / C_{ah} \quad (3.1)$$

De aquí se puede afirmar que el tiempo de amortización para el circuito de felton es de **0,35** años, lo que sería igual a **cuatro meses y una semanas** y para el circuito del purio nos da como resultado que el proyecto se amortiza en **7 meses y dos semanas** aproximadamente.

3.4 Impacto al medio ambiente.

La generación de energía eléctrica en el mundo entero sigue dependiendo en gran parte de la quema de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón), que son sumamente contaminantes. Una de las amenazas más graves para el medio ambiente mundial procede de esta contaminación: las emisiones en rápido aumento de los denominados gases “de invernadero”, en especial el dióxido de carbono (CO_2) considerado por muchos científicos como el principal responsable del calentamiento de la Tierra. Aunque los gobiernos se han comprometido con la tendencia mundial hacia una reducción de las cantidades de CO_2 producidas por cada unidad de energía consumida, relativamente pocos países han logrado reducir la producción de gases de invernadero mediante el paso a los combustibles no fósiles.

En el presente trabajo de ingeniería se ve que tiene su influencia también en el medio ambiente la conversión de un voltaje inferior a uno superior, tal es así que para generar 1kW de electricidad se expulsan 0.8 Kg. de dióxido de carbono.

Con la propuesta de nuestro trabajo en el municipio de Mayarí de la provincia Holguín se reducen las pérdidas en 297, se dejan de expulsar al Medio Ambiente cerca de

237.6 kg por hora de dióxido de carbono al año por el concepto de la disminución de las pérdidas técnicas en los circuitos primarios de El Purio y Felton.

3.5 Conclusiones

En este capítulo se realizó el análisis económico para un cambio de calibre y el aumento en el nivel de voltaje en los circuitos que más pérdidas aportan al SEN. Se llegó a la conclusión de que con el cambio se reducían 297 kW del total de pérdidas que actualmente tiene el municipio. Se hizo el cálculo del beneficio o ahorro que le imprime el diseño de la nueva línea al sistema, además de una valoración ecológica y social del trabajo.

Conclusiones

Y

Recomendaciones

Conclusiones

Recomendaciones

1. Continuar con el cambio de nivel de voltaje a los demás circuitos que todavía operan a 4.16 kV.
2. Continuar con el cambio de calibre en aquellos circuitos que presentan alambre de cobre o de aluminio ACRS35 mm², que son alambres de alta resistencia.
3. En el caso de los transformadores, ver de qué forma se puede resolver el problema, utilizando los transformadores retirados en los circuitos que van a ser transformados.
4. Ver la posibilidad de la división de circuitos en aquellos que estén próximos a las redes de transmisión de alto voltaje para así dividirlo y reconectarlo a un nivel de voltaje superior.
5. Tener en cuenta el balanceo de las fases, realizando mediciones con los NULEC, para determinar cuál es la fase más cargada y saber qué cantidad de la carga es la que se puede pasar a otra fase, y de esta forma se podría resolver la situación de sobrecarga en alguno de los transformadores.

Bibliografía

Bibliografía

- 1- Rinelson Marrero Álvarez: propuesta de mejoras en los circuitos de distribución primaria correspondiente al municipio de las tunas zona este
- 2- Daniel Suarez Galindo: Conversión de tensión de 4.16 a 13.2 en los circuitos de distribución primaria de Mayarí
- 3- Ramón Antonio Leyva Elías: Evaluación de impacto de interrupciones y pérdidas en el circuito Mayarí 2
- 4- Duran Salgado C. Mejoras en el circuito de distribución N°9 del municipio de Moa, 2010
- 5- Haug Ramírez C. Redes y Sistemas Eléctricos.
- 6- Leyva Elías R. Impacto de las mejoras eléctricas en el Consejo Popular del Naranjal Municipio Mayarí, 2009.
- 7- Lobaina Espinosa D. Mejoras en el circuito de distribución N°6 del municipio de Moa, 2010
- 8- Padrón, A.; Borroto A. "Ahorro de energía en sistemas de suministro eléctrico".

Material de Curso de Postgrado. Colegio Regional de Ingenieros Eléctricos

Electrónicos, Guayaquil, Ecuador. 2004

- 9- Percy Viego F. "Uso final de la Energía Eléctrica", Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente, Universidad de Cienfuegos, 2007.
- 10- Percy Viego F. "Uso final eficiente de la energía eléctrica". Texto para la Especialización en Eficiencia Energética. Universidad Autónoma de Occidente, Cali, Colombia, 2006.

- 11- Rodríguez Fortúnez, J. Predicción de la demanda y regímenes de explotación del circuito de distribución 21 de Moa, 2009.
- 12- <http://www.monografias.com/trabajos12/guiainf/guiainf.shtml#HIPOTES>
- 13- <http://www.monografias.com/trabajos14/nuevmicro/nuevmicro.shtml>
- 14- <http://www.monografias.com/Computacion/Redes/>
- 15- <http://www.monografias.com/trabajos11/veref/veref.shtml>
- 16- http://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_netto

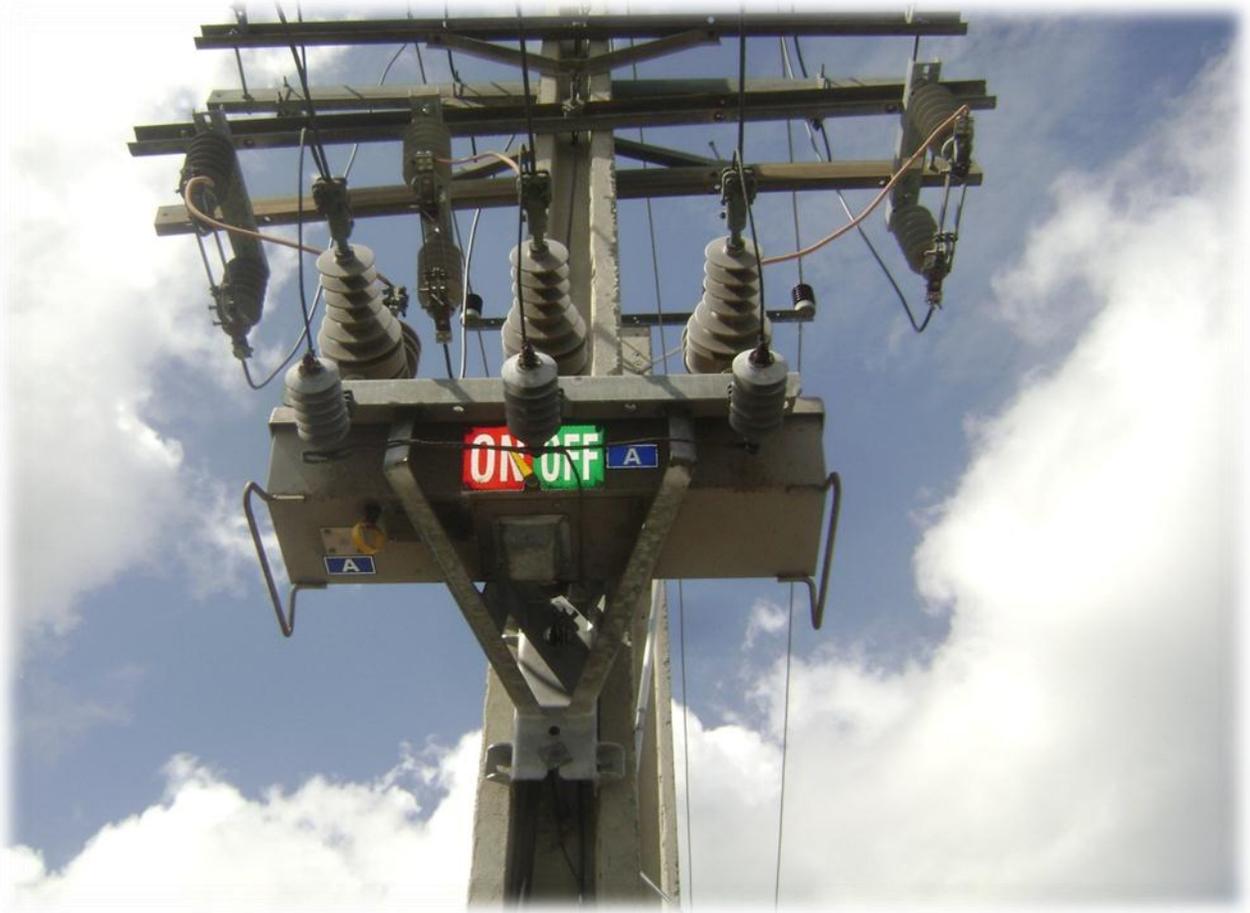
Anexos

Anexo

Anexo 1: NULEC



Anexo 2: Recerrador Serie U



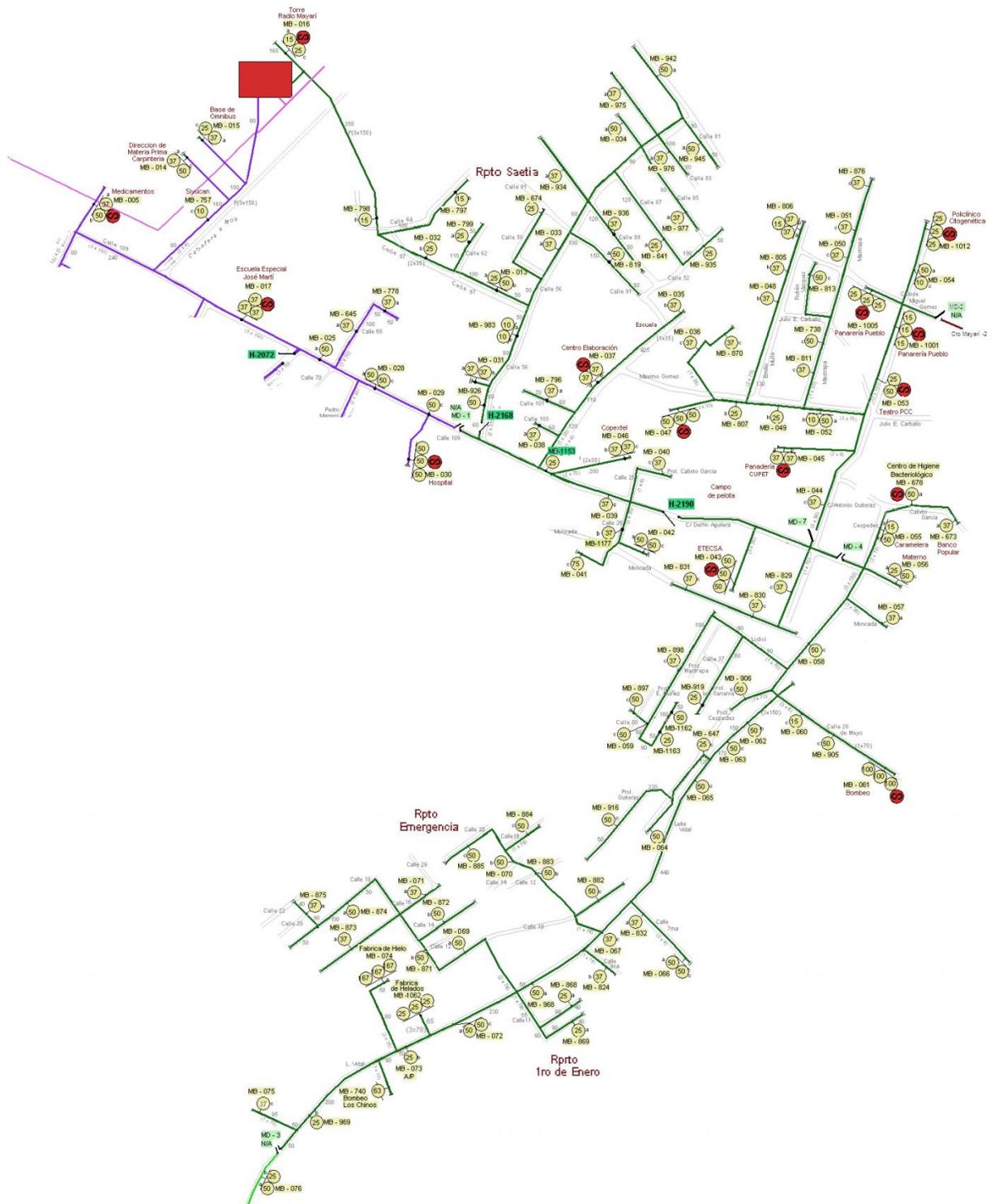
Anexo 3: Transformador



Anexo 4: Estructura tipo



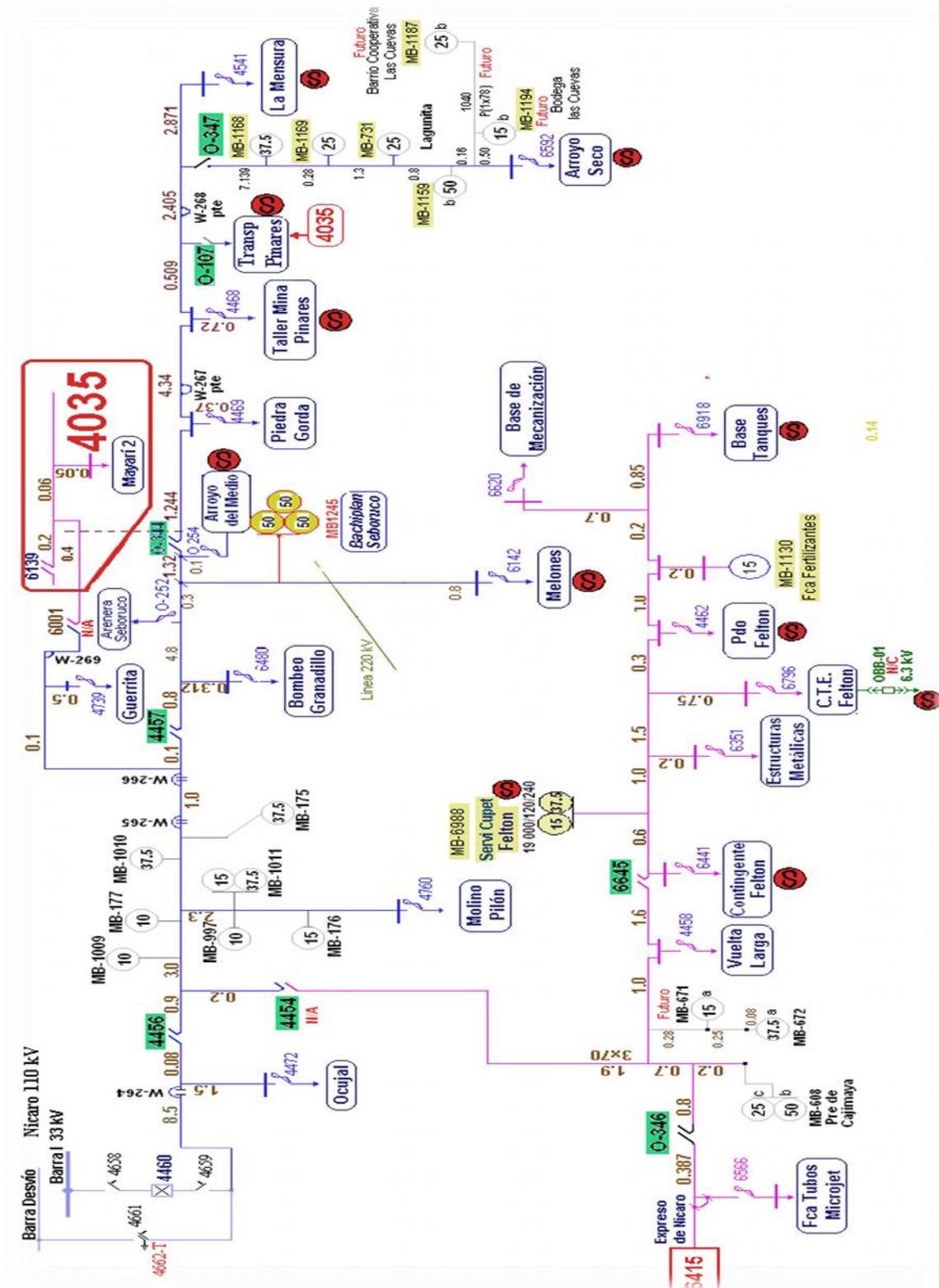
Anexo 5: Monolineal Mayarí 13.2 kV



Análisis de la eficiencia eléctrica en los circuitos primario de distribución del municipio Mayarí.

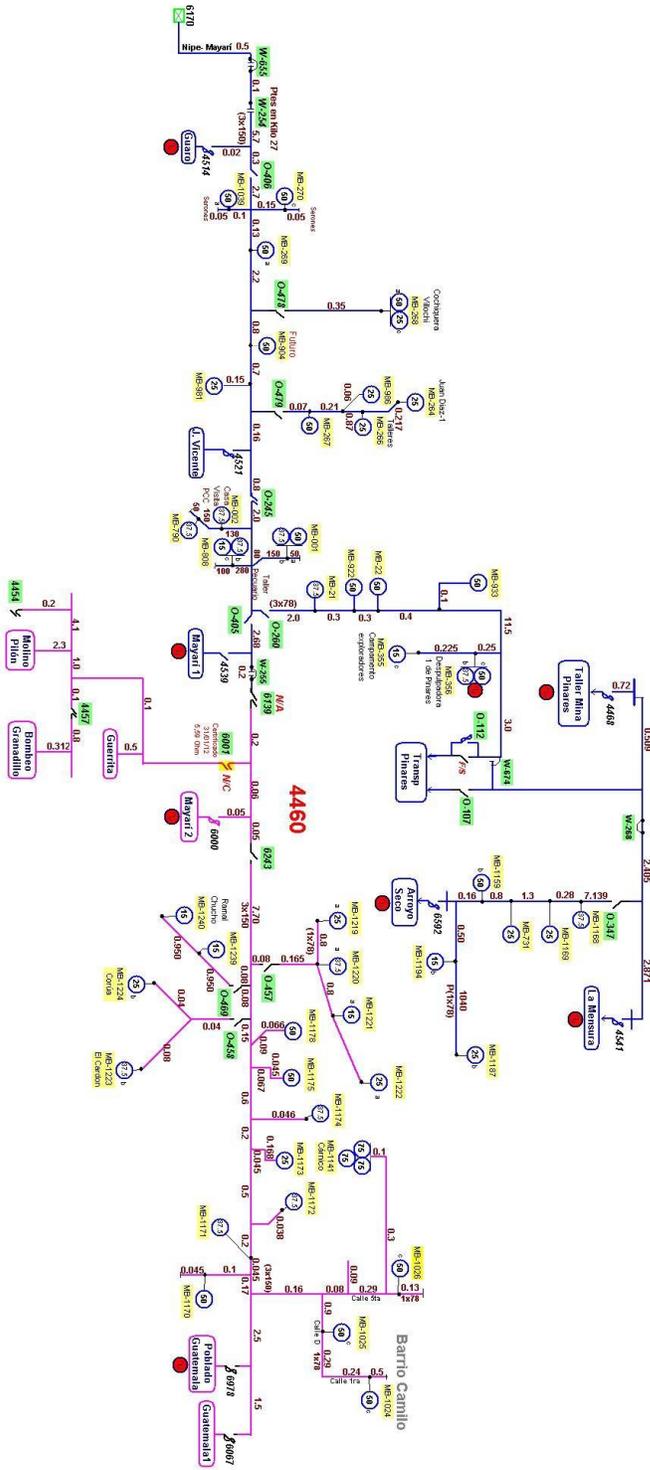
Rubén Darío Añel Castañeda

Anexo 8: Monolinesal de la línea de 33 kV Nicaro-Pinares



Análisis de la eficiencia eléctrica en los circuitos primario de distribución del municipio Mayari.

Anexo 9: Monolínea línea de 33 kV Nipe-Mayarí



Análisis de la eficiencia eléctrica en los circuitos primario de distribución del municipio Mayarí.