



INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO MOA
Dr. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ
FACULTAD DE METALURGÍA-ELECTROMECAÁNICA
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA

**TRABAJO DE DIPLOMA EN OPCIONAL AL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

Propuesta para acomodo de carga en los circuitos de
distribución primaria de la ciudad de Holguín.

AUTOR:

Arsenio Vera Pupo.

TUTORES:

Ing. Raudelki Caraballo Ramos.

Ing. Daniel Batista Fernández.

Año 56 de la Revolución

2014

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo: Arsenio Vera Pupo

Autor de este Trabajo de Diploma titulado: Propuesta del esquema óptimo de operación de los circuitos de distribución primaria de la ciudad de Holguín, certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico Dr. Antonio Núñez Jiménez, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

(Diplomante)

Arsenio Vera Pupo.

(Tutor)

Ing. Raudelki Caraballo Ramos.

(Tutor)

Ing. Daniel Batista Fernández.

PENSAMIENTO

Bienaventurado el hombre que haya sabiduría, y que obtiene la inteligencia; porque su ganancia es mejor que la ganancia de la plata y sus frutos más que el oro fino. Más preciosa es que las piedras preciosas; y todo lo que puedes desear, no se puede comparar a ella. Largura de días en su mano derecha; en su izquierda, riquezas y honra. Sus caminos son caminos deleitosos, y todas sus veredas paz. Ella es árbol de vida de los que de ella echan mano, y bienaventurados son los que la retienen.

Salomón

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi esposa Yudisleymis Sierra Pérez por su amor incondicional, a mi hijo Angel Arsenio Vera Sierra por darme tanto deleite y alegría, a mis padres Arsenio Giraldo Vera Batista y Gladis Esther Pupo Ramírez por haberme animado para lograr este gran sueño, a mi abuelita Esther Ramírez Velásquez por su cariño y carisma, a mi prima Saily Pupo Pérez por haberme apoyado incondicionalmente, a mis tutores porque me acogieron como a un buen amigo y me brindaron desinteresadamente todo lo que necesité, a todos mis familiares y amigos porque confiaron en mí y nunca dejaron de creer que lo lograría.

AGRADECIMIENTOS

- Primeramente a Dios por haberme dado la sabiduría y la fortaleza, porque solo por él pude llegar hasta el final.
- A mis tutores Ing. Raudelki Caraballo Ramos y Daniel Batista Fernández por su ayuda y colaboración en la realización de este trabajo.
- A mis suegros en especial a mi suegra Madelayne Pérez Fonseca por sus consejos y por su apoyo en los momentos difíciles.
- A mis familiares, hermanos y amigos por su fe, amor, confianza, y apoyo brindado durante estos años de estudiante.
- A mis compañeros de universidad por los momentos que vivimos en el transcurso de nuestra formación, los cuales son inolvidables.
- A mis profesores que contribuyeron de forma muy especial en mi formación como futuro profesional.
- A todas aquellas personas que de una forma u otra me han apoyado.

A todos, muchas gracias.

RESUMEN

Las líneas eléctricas de 13,8 Kv constituyen los sistemas de Distribución de las redes eléctricas del Municipio Holguín. Durante la explotación de estas redes, las condiciones para las cuáles las mismas fueron diseñadas cambian, ya que la carga varía y los esquemas de operación de la propia red se modifican. Como resultado de lo anterior varía el régimen de trabajo del circuito, deteriorando los parámetros de calidad tales como pérdidas de energía y caída de voltaje en los nodos que pueden ser intolerables, tanto para los consumidores, como para la propia Empresa.

Este estudio tiene como objetivo fundamental de volver al circuito su capacidad para suministrar de manera eficiente la carga ante las nuevas condiciones de operación aplicando los conocimientos básicos adquiridos de las asignaturas de circuitos eléctricos, suministro e ingeniería eléctrica. Entre las mejoras que realizaremos se encuentran la configuración de las redes con el fin de lograr un ahorro sustancial por el concepto de pérdidas eléctricas.

SUMMARY

The systems of Distribution of the electric network of the Municipality Holguín are constituted by lines of 13,8 kV. During the exploitation of these networks the conditions for which these lines were designed tend to change since the workload varies and the operational outlines are modified. This causes the level of usage of the circuit to constantly change, thus deteriorating the parameters of quality and therefore causing energy losses and voltage drops in the nodes that become intolerable for both the consumers and for the Company itself.

The main goal of this study is to return to the circuit its capacity to handle in an efficient way the workload taking into account the new operational conditions by applying the basic knowledge acquired on electric circuits, supply and electric engineering. Among the improvements that we will carry out there is the configuration of the networks in order to achieve a substantial saving by preventing electric losses.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN GENERAL.....	1
CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO.....	5
Introducción	5
1.1 Revisión de los Trabajos Precedentes.....	5
1.2 Características de los sistemas eléctricos.....	6
1.3 Clasificación de los sistemas de distribución.....	9
1.4 Partes componentes de un sistema de distribución.....	10
1.5 Clasificación de las redes de distribución.....	11
1.6 Regímenes de operación (concepto).....	11
1.6.1 Tipos de regímenes.....	12
1.6.2 Exigencia de los regímenes de operación.....	12
1.7 Balance de carga activa y reactiva.....	12
1.8 Comportamiento de las cargas.....	13
1.8.1 Concepto de Demanda máxima.....	13
1.8.2 Horas equivalentes.....	14
1.9 Afectaciones a la demanda y al consumo.....	14
1.10 Dispositivos de protección.....	15
1.11 Pérdidas técnicas en líneas aéreas.....	19
1.11.1 Clasificación de las pérdidas técnicas.....	21
1.11.2 Método para el cálculo de sistemas radiales:.....	21
1.11.3 Disminución de las pérdidas de energía eléctrica en redes.....	24
Conclusiones del capítulo.....	25
CAPÍTULO II: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA. MATERIALES Y MÉTODOS.....	26
Introducción	26

2.1 Características generales del sistema de suministro eléctrico del municipio Holguín.	26
2.2 Demanda de potencia activa (P) y reactiva (Q).	30
2.3 Método de cálculo utilizado.....	38
2.4 Descripción del Software utilizado.	38
2.5 Introducción de datos al software.....	40
2.6 Ecuaciones para la obtención de las pérdidas de energía.	43
Conclusiones del capítulo.	44
CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y PROPUESTA DE ESQUEMA.....	45
Introducción	45
3.1 Escenarios de los circuitos en las condiciones de operación actual.....	45
3.2 Resultados de las pérdidas de los circuitos en las condiciones actuales de explotación.....	47
3.3 Propuesta de acomodo de carga entre los circuitos.	51
3.4 Cálculo y descripción de la transferencia de carga.....	52
3.5 Razones por las cuales no se logró el traspaso ideal de carga.....	54
3.6 Resultados de las pérdidas de los circuitos en la nueva distribución de las cargas.....	55
3.7 Comparación de los resultados.	58
3.8 Valoración económica del esquema de operación	59
Conclusiones del capítulo	61
CONCLUSIONES GENERALES	61
RECOMENDACIONES	62
BIBLIOGRAFIA.....	63
ANEXOS.....

INTRODUCCIÓN GENERAL

En todos los países del mundo, ya sean desarrollados o subdesarrollados, siempre se ha buscado un desarrollo ascendente y equilibrado, dígase en todo el proceso de la infraestructura eléctrica para la generación, transmisión y distribución de la energía. Nuestro país también es participe de la misma, ya que en cada una de las provincias se realizan estudios minuciosos para el mejoramiento de las condiciones de operatividad como parte del proyecto "**La Revolución Energética en Cuba**". La misma surge producto a la agudización de la crisis del año 2004, ya que las afectaciones al servicio eléctrico por el déficit de capacidad generadora, alcanzaron valores extremos. Igualmente las múltiples deficiencias en el control de los combustibles a todos los niveles, generaban enormes pérdidas al Estado, razón por lo que la máxima dirección de la Revolución, encabezada por nuestro invicto Comandante en Jefe, decide tomar carta en el asunto y resolver definitivamente ambos problemas.

Las principales direcciones de la Revolución Energética en Cuba estaban encaminadas a:

- 1- Cambio del concepto mundialmente aceptado de la generación de electricidad a partir de grandes centrales termoeléctricas, geográficamente dispersas, a lo que se conoce como: **generación distribuida**, que no es más que generar electricidad a partir de grupos electrógenos en forma de isla o en grupos de baterías de fuel ó diesel, pero situados cerca de los consumidores, eliminando con ellos un alto porcentaje de pérdidas en transmisión, distribución y transformación con un bajo consumo específico de combustible.
- 2- Introducción de equipos electrodomésticos más eficientes y aplicación de medidas de ahorro a escala nacional entre las que se cuentan: eliminación total de la iluminación incandescente en el sector residencial y estatal, cambio de ventiladores artesanales por modernos y de mucho menor consumo, cambio de refrigeradores rusos, americanos y antillanos

altos consumidores por otros de menor consumo, cambio de aires acondicionados y televisores de alto consumo por otros más eficientes, etc.

- 3- Divulgación por todos los medios posibles de las ventajas de esta nueva forma de ver, de pensar, y de tener en cuenta los beneficios de estas medidas aplicadas.

Todas estas medidas aplicadas, entre otras han revolucionado nuestro sistema eléctrico ya que se ha logrado atenuar en gran escala las grandes pérdidas eléctricas que anteriormente existían en los sistemas eléctricos de Distribución Primaria. Su principal objetivo siempre ha sido, reducir los grandes gastos económicos en la energía distribuida producto a las pérdidas técnicas. En la actualidad se continúan realizando mejoras en las condiciones técnicas de los circuitos, pues se hace necesario seguir aplicando medidas que busquen en sí, un desarrollo ascendente en toda la infraestructura eléctrica de nuestro país, a la par de un desarrollo sostenido y equilibrado.

En los sistemas de distribución actuales, siguen existiendo problemas, unos ocasionados por el añejamiento de los elementos que constituyen un proceso de distribución, la falta de recursos para la sustitución de los elementos dañados, así como un incremento en el mantenimiento a los elementos de un proceso de Distribución Primaria. Estos aspectos crean en sí 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 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

decisiones que proporcionen mejoras en las condiciones técnicas de los sistemas eléctricos y vayan a la par de los adelantos dada la implementación de la Revolución energética en nuestra nación.

Situación Problémica

La desactualización de los diagramas de los circuitos de distribución primaria en la ciudad de Holguín ha provocado que se carguen arbitrariamente muchos de estos circuitos, propiciando un desbalance entre esquemas de las mismas subestaciones, esto ha incidido en la baja operatividad de dichos esquemas.

Problema

Desbalance de carga entre circuitos de distribución primaria de la ciudad de Holguín.

Hipótesis

Si se realizara un estudio detallado con las condiciones actuales de los circuitos de distribución primaria de la ciudad de Holguín, se puede proponer un acomodo de carga que mejore la operatividad del sistema y disminuya los niveles de pérdidas técnicas.

Objeto de Estudio

Los circuitos de distribución primaria de la ciudad de Holguín.

Campo de Acción

Acomodo de carga en los circuitos de distribución primaria.

Objetivo General

Proponer un acomodo de carga en los circuitos de distribución primaria de la ciudad de Holguín.

Objetivos Específicos

1. Caracterizar los circuitos bajo estudio.
2. Actualizar los esquemas.
3. Proponer el cambio de configuración que permita el balance de carga entre los circuitos.
4. Realizar el análisis técnico económico.

Tareas

1. Recopilación de información de estudios anteriores.
2. Caracterización de los circuitos bajo estudio.
3. Proposición del esquema de operación.
4. Simulación del estudio realizado.
5. Evaluación de la viabilidad económica.

CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO.

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se desarrolla el basamento teórico-metodológico que se emplea en el presente trabajo para alcanzar su objetivo general, a partir del planteamiento del problema existente, el cual mostrará la necesidad de la realización de dicho estudio y la perspectiva de los resultados para la futura aplicación de los mismos.

1.1 Revisión de los Trabajos Precedentes.

- En el trabajo de Duran Salgado C., Moa 2010[1]. a partir de la implementación de los dispositivos de protección y medición Nu-Lec y la utilización del programa Edis2, se describen las particularidades del circuito N°9 del municipio de Moa, partiendo del levantamiento realizado. Se analizaron las variables eléctricas del circuito y se establecieron las curvas características de demanda. Se determinaron las pérdidas de energía en los transformadores y las pérdidas totales de energía en el circuito N°9. Finalmente se proponen algunas mejoras técnicas organizativas para reducir los niveles de pérdidas del circuito. Y se hace una valoración económica de las mejoras propuestas.
- En el Trabajo de Leyva Elías R., Moa 2009[3]se realiza un estudio minucioso de la red con respecto al circuito 2 de la ciudad de Mayarí, con el objetivo de evaluar el impacto de las mejoras eléctricas, auxiliado por el software Radial 7.7 confeccionado con el propósito de establecer una comparación entre las diferentes variantes propuestas. Por último se hizo el análisis técnico-económico de las variantes escogidas.
- En el trabajo de Lobaina Espinosa D., Moa 2010 [4]. Se realizó un estudio de las condiciones de explotación del circuito N°6de la OBE de Moa. En este trabajo se caracteriza la carga instalada y se proponen variantes para mejorar las condiciones técnicas del circuito N°6.Se emplean herramientas informáticas para así definir los parámetros generales que caracterizan a las

redes de distribución. Se proponen variantes técnico organizativas para reducir los niveles de pérdidas de la red. Y se hace una valoración económica de las variantes propuestas.

- En el trabajo de Rodríguez Fortunas J., Moa 2009 [5]. Se detallan las características esenciales del actual Sistema Electroenergético Nacional, incluyéndose los servicios ofrecidos por la Organización Básica Eléctrica del municipio de Moa. Se describe las particularidades del circuito # 21 del municipio de Moa, partiendo de las características de cargas eléctricas, y el comportamiento del consumo en edificios multifamiliares. Se establecieron las curvas características de la demanda por cada uno de los días de la semana, teniendo en cuenta el horario de verano e invierno. Se determinan las pérdidas por desequilibrio hasta los primeros transformadores de cada una de las fases.
- En la Revista Facultad de Ingeniería, enero-diciembre, vol. 9. Universidad de Tarapacá. Arica. Chile. En este trabajo se propone un modelo matemático para estimar las pérdidas en sistemas eléctricos secundarios de distribución, el cual es concebido gracias a la teoría de programación genética y algoritmos genéticos, considera factores de la red como: la carga transmitida, factor de potencia, longitud total de los conductores, desequilibrio de carga, voltaje en la barra de entrada y grado de enmallamiento de la red. Los resultados obtenidos empleando este modelo, resultan bastante satisfactorios al compararlos con los obtenidos de un flujo de carga trifásico.

1.2 Características de los sistemas eléctricos.

Un sistema eléctrico como se muestra en la **figura1.1** es el conjunto de máquinas, de aparatos, de barras y de líneas que constituyen un circuito con una determinada tensión nominal. Los sistemas eléctricos pueden clasificarse por su nivel de tensión y se utiliza la siguiente división donde los límites de la clasificación no son estrictos, dependen de criterios y de normas:

- Baja tensión, sistemas de hasta 1.000 V

- Media tensión, sistemas hasta 36 kV, algunos consideran valores más altos (72,5 kV). El límite está en la diferente tecnología entre esta clase y la superior.
 - Alta tensión, sistemas hasta 245 - 300 kV.
 - Muy alta tensión, por encima de los 300 - 360 kV.
- En Cuba la alta tensión es hasta 220 kV.

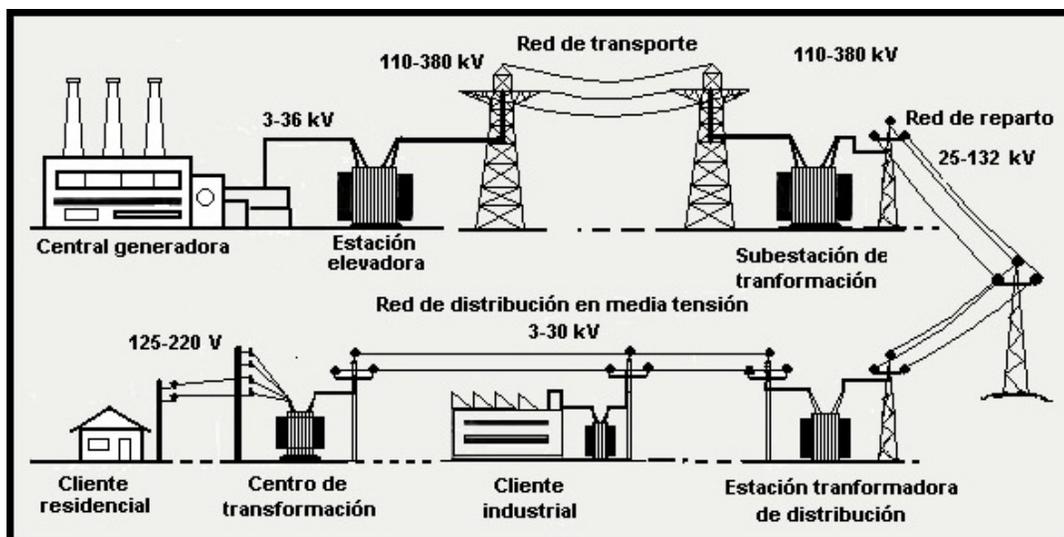


Figura 1.1 Esquema de un sistema de suministros eléctrico.

Si tratamos de hacer una descripción del sistema eléctrico desde los puntos de producción de la energía hasta los de consumo, podemos considerar los siguientes escalones:

Generación

La energía se genera en los alternadores a tensiones de 3 a 36 kV en corriente alterna que están en las centrales generadoras. Entre ellas que podemos distinguir distintos tipos como hidráulicas, térmicas (carbón, combustibles líquidos, gas), nucleares u otros sistemas de producción de menor importancia como por ejemplo la energía solar, eólica, biomasa, etc.

Subestación de transmisión (elevadora)

Dedicada a elevar la tensión desde el valor de generación hasta el de transporte a grandes distancias. Normalmente emplazadas en las proximidades

de las centrales o en la central misma, en el territorio nacional de Cuba elevan a tensiones de 110 y 220 kV.

Red de transmisión (transporte)

Esta red, partiendo de las subestaciones elevadoras, tiene alcance nacional, uniendo entre sí los grandes centros de interconexión del país y estos con los centros de consumo. Su misión es el transporte de potencias a grandes distancias. Estas redes por su característica de interconexión son redes fundamentalmente malladas.

Subestaciones de subtransmisión

Su misión es reducir la tensión de transmisión a 33 kV en nuestro país e interconexión a tensiones de subtransmisión y se encuentran emplazadas en los grandes centros de consumo.

Redes de subtransmisión

Son redes que, partiendo de las subestaciones de subtransmisión reparten la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo hasta llegar a las subestaciones transformadoras de distribución.

Subestaciones de distribución primaria

Su misión es transformar la tensión desde el nivel de la red de subtransmisión hasta el de la red de distribución primaria en media tensión. Estas subestaciones se encuentran normalmente intercaladas en los anillos formándose la red de subtransmisión. En Cuba el sistema de distribución primaria es de tensiones de 2,4; 4,16 y 13,8 kV.

Red de distribución primaria

Son redes que con una característica muy mallada, cubren la superficie del gran centro de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo las subestaciones de distribución primaria con los transformadores de distribución secundaria.

Transformadores de distribución secundaria

Su misión es reducir la tensión de la red de distribución primaria de media tensión al nivel de la red de distribución secundaria de baja tensión. Están emplazados en los centros de gravedad de todas las áreas de consumo.

Red de distribución secundaria

Son redes que, partiendo de los transformadores citados anteriormente, alimentan directamente los distintos receptores, constituyendo pues, el último escalón en la distribución de la energía eléctrica. Las tensiones utilizadas son: 220 - 127 V.

1.3 Clasificación de los sistemas de distribución

Dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución se clasifican en:

- *Industriales.*
- *Comerciales.*
- *Urbanos.*
- *Rurales.*

Sistemas de distribución industrial

Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del Acero, Níquel, Petróleo, Papel, etc; que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diesel. Los sistemas de distribución industrial pueden ser tanto de la industria ligera como de la industria pesada.

Sistemas de distribución comerciales

Es un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales, tales como edificios de gran altura, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos, etc. Este tipo de sistemas tiene sus propias características, como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

Sistemas de distribución urbana

Alimenta la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una densidad de cargas pequeña y mediana. Son

sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección en los equipos y el dimensionamiento. Este sistema constituye el caso de estudio de este trabajo.

Sistemas de distribución rural

Estos sistemas de distribución se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas en lugares no asfaltados, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el costo del kW/h consumido. En muchos casos es justificado, desde el punto de vista económico, la generación local, en una fase inicial, y sólo en una fase posterior, puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red grande.

1.4 Partes componentes de un sistema de distribución

Un sistema de distribución está compuesto principalmente por:

- Subestaciones de distribución.
- Alimentadores primarios.
- Transformadores de distribución.
- Alimentadores secundarios.
- Acometidas.
- Metros contadores.

Subestaciones de distribución

Se considera como de distribución a las subestaciones que reciben las líneas de subtransmisión y reducen los voltajes a sus valores nominales en los circuitos de distribución, 4,16 y 13,8 kV.

Alimentadores primarios o distribución primaria

Son las líneas que saliendo de una subestación de distribución van a alimentara los transformadores de distribución. Sus valores de voltajes nominales son, 4.16 y 13.8 kV.

Transformadores de distribución

Son los transformadores destinados a reducir el voltaje de los valores usados en los circuitos de distribución primaria de 4.16 a 13.8 kV, a los valores de

utilización en las residencias, comercios e industrias de 120 a 480 V.

Alimentadores secundarios o de distribución secundaria

Son las líneas que partiendo de los transformadores de distribución van a dar servicio a los consumidores del área por medio de las acometidas.

Acometidas

Son las líneas que partiendo de los alimentadores secundarios se extienden hasta los metros contadores de los consumidores.

Metros contadores

Son los instrumentos conectados a los consumidores, destinados a medir la energía consumida por los mismos.

1.5 Clasificación de las redes de distribución.

Podemos hacer una primera clasificación de las redes eléctricas según su disposición y modo de alimentación en los tres tipos siguientes:

Red radial o en antena

La alimentación por uno solo de sus extremos transmitiendo la energía en forma radial a los receptores. Son simples y de forma sencilla se equipan de protecciones selectivas, pero les falta de garantía de servicio.

Red en bucle o en anillo

Tiene dos de sus extremos alimentados, quedando estos puntos intercalados en el anillo o bucle. Gran seguridad de servicio y facilidad de mantenimiento, pero tiene mayor complejidad y sistemas de protección así mismo más complicados.

Red mallada

La red mallada es el resultado de entrelazar anillos y líneas radiales formando mallas. Sus ventajas radican en la seguridad de servicio, flexibilidad de alimentación y facilidad de conservación y manutención. Sus inconvenientes, la mayor complejidad, extensiva a las protecciones y el rápido aumento de las potencias de cortocircuito.

1.6 Regímenes de operación (concepto)

Se denomina regímenes, a cierto estado del sistema determinado por los

valores de la potencia, voltajes, corriente, frecuencia y otras magnitudes físicas variables que caracterizan el proceso de transformación, transmisión y distribución de la energía y que se denomina parámetros del régimen.

1.6.1 Tipos de regímenes

Existen dos tipos de regímenes en los sistemas eléctricos

- Régimen estacionario
- Régimen transitorio

El régimen estacionario se caracteriza por la invariabilidad de los parámetros o por sus alteraciones lentas y aperiódicas. El régimen transitorio se caracteriza por cambios rápidos de sus parámetros. Es de gran importancia establecer el régimen de mejor operación del sistema sobre la base del estudio de los regímenes y sus elementos por separado. Resulta difícil el trabajo del despacho de carga, si de antemano no se ha elaborado el régimen de operación del sistema.

1.6.2 Exigencia de los regímenes de operación

El régimen de operación de un sistema debe satisfacer unas series de condiciones o exigencias fundamentales estipuladas por la importancia de la industria eléctrica en la economía nacional como son:

- Seguridad en el régimen del sistema.
- Asegurar el suministro ininterrumpido de energía a todos los consumidores.
- Asegurar una alta calidad de la energía.
- Mantener un régimen de máxima economía en el cumplimiento del plan estatal de generación de energía eléctrica tanto en índices cuantitativos como cualitativos.

1.7 Balance de carga activa y reactiva

Para asegurar los valores adecuados de frecuencia y voltaje en las redes, es necesaria una planificación correcta de los balances de carga activa y reactiva, en el sistema eléctrico.

El balance de capacidades activas y reactivas consta de una parte correspondiente a las capacidades disponibles de las plantas y la otra a la cual corresponden las cargas incluyendo las pérdidas en las redes eléctricas.

Las cargas activas y reactivas del sistema varían continuamente durante todo el año, lo cual obliga a comprobar los balances de carga frecuentemente.

Si no hay posibilidad de cubrir completamente la carga activa y reactiva que demanda una zona determinada, se puede determinar el valor esperado de la caída de voltaje en esta zona. Este valor se determina calculando las pérdidas de voltaje, acondicionadas por la transferencia del déficit de capacidad activa y reactiva desde otras partes del sistema.

1.8 Comportamiento de las cargas

Las necesidades energéticas de los consumidores son diferentes a cada hora del día lo que ocasiona variaciones en el consumo en el transcurso del mismo. Cada consumidor en particular presenta sus propias necesidades en mayor o menor magnitud a determinadas horas, pudiendo o no coincidir con los requerimientos de los demás usuarios. Un consumidor aislado no influye en forma sustancial en el régimen de carga del sistema, a menos que sean muy grandes, es por lo general el conjunto de usuarios a fines con características propias el que determina el régimen de carga. La regularidad de las variaciones diarias de las cargas solo se mantiene en la medida en que las condiciones que los provocaron persistan, en el transcurso del año son muchas las circunstancias naturales que las alteran, la duración de los días, las condiciones climatológicas, etc.

1.8.1 Concepto de Demanda máxima

Para un intervalo de tiempo dado se define la demanda máxima como el valor promedio que durante ese tiempo es capaz de portar la misma energía que las cargas con sus variaciones reales. Cuanto menor sea el intervalo de tiempo considerado con mayor precisión aparecerán los detalles de las fluctuaciones registradas y el valor de la máxima puede tomarse por magnitudes que solo hay presentes por espacio de algunos segundos.

1.8.2 Horas equivalentes

Se entiende por horas equivalentes al número de horas que debe mantenerse el valor pico de las pérdidas y de la carga para que se produzcan unas pérdidas iguales a las que produce la carga con sus variaciones y será igual a:

Horas equivalentes = # Horas * Pot. Promedio/ Pot. Máxima

Las horas equivalentes expresadas en porciento sobre el intervalo considerado son numéricamente igual al factor de pérdida.

1.9 Afectaciones a la demanda y al consumo

El servicio ininterrumpido a todos los consumidores es la razón de ser y el objetivo primordial de los despachos de carga, no obstante, a esto por diferentes causas ocurren afectaciones al servicio las que se relacionan a continuación:

- Energía dejada de servir por déficit de potencia activa.
- Energía dejada de servir por déficit de potencia reactiva.
- Energía dejada de servir por limitación de transferencia en transmisión.
- Energía dejada de servir por averías en líneas de transmisión externa.
- Energía dejada de servir por división del sistema.
- Energía dejada de servir por averías en las líneas de transmisión local.
- Energía dejada de servir por averías en líneas de subtransmisión.
- Energía dejada de servir por averías en líneas de distribución primaria.
- Energía dejada de servir por averías en secundarias y servicios.
- Energía dejada de servir por averías o sobrecarga en subestaciones radiales de transmisión.
- Energía dejada de servir por averías o sobrecarga en subestaciones radiales.
- Energía dejada de servir por bajo voltaje local.
- Energía dejada de servir por vías libres programadas en transmisión (externas).
- Energía dejada de servir por vías libres programadas en subtransmisión (externas).
- Energía dejada de servir por vías libres programadas en transmisión

(local).

- Energía dejada de servir por vías libres programadas en subtransmisión.

1.10 Dispositivos de protección.

Son muchos los dispositivos de protección que se pueden encontrar en los sistemas eléctricos.

El primero de todos los dispositivos de protección es el fusible, el más antiguo de los conocidos hasta el momento. Luego, con el avance de los conocimientos del electromagnetismo, se comenzó con el diseño de los primeros interruptores y finalmente los relés.

En la actualidad, con el desarrollo de la electrónica, estas unidades o relés que en su tiempo constituyeron la vanguardia de las protecciones, ahora forman parte de un dispositivo compacto que sirve como protección, medición y control de los elementos del sistema eléctrico. Los principales dispositivos encontrados en los sistemas de distribución urbana son fusibles, recerradores y seccionalizadores.

Fusibles

Los fusibles son los dispositivos de protección comunes más básicos disponibles para protección de sobrecorriente en sistemas de distribución. Su función primaria es servir como un enlace débil y barato en los circuitos. Ellos también pueden usarse para seccionalizar la línea. Esencialmente es un elemento de aleación metálica que por efecto térmico se funde al paso de una corriente eléctrica superior a un valor predeterminado (Figura 1.2).

Un fusible debe especificarse en base a la frecuencia de operación, capacidad nominal de corriente, voltaje nominal de operación, voltaje máximo de diseño y capacidad interruptiva. La capacidad nominal es por definición la corriente que el elemento puede soportar continuamente sin sufrir calentamientos que pudieran modificar sus características de diseño.

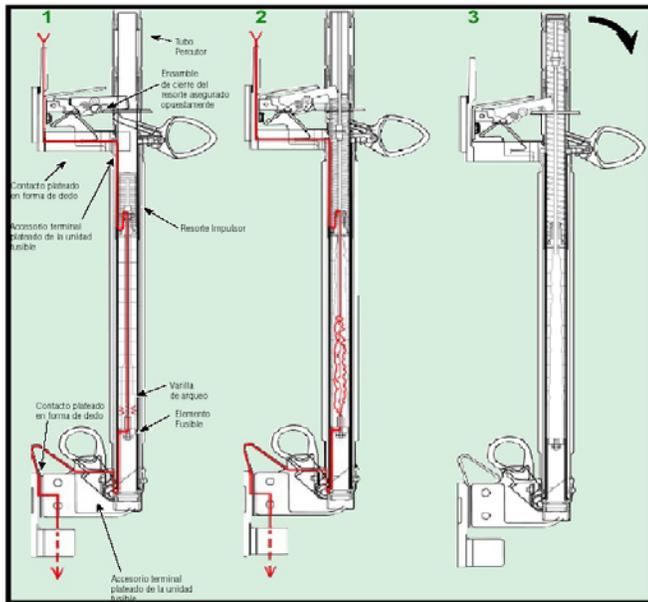


Figura 1.2 Proceso de corte de sobrecorriente con un fusible.

Recerradores

Un recerrador es un dispositivo electromecánico habilitado para sensibilizar e interrumpir en determinado tiempo, sobrecorrientes en un circuito debidas a la eventualidad de una falla, así como hacer recierres automáticamente y reenergizar el circuito. En caso de persistir la falla, vuelve a abrir, recerrando nuevamente, esta secuencia de operación se lleva a cabo hasta cuatro veces, al final de las cuales quedará bloqueado. En la figura 1.3 se muestra esta secuencia de operación. Los recerradores además poseen curvas características las cuales pueden ser configuradas en el caso de los recerradores controlados electrónicamente (figura 1.4).

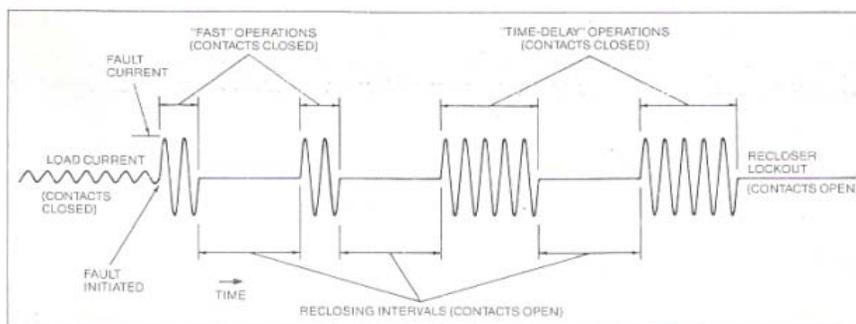


Figura 1.3 Secuencia de operación de un recerrador típico.

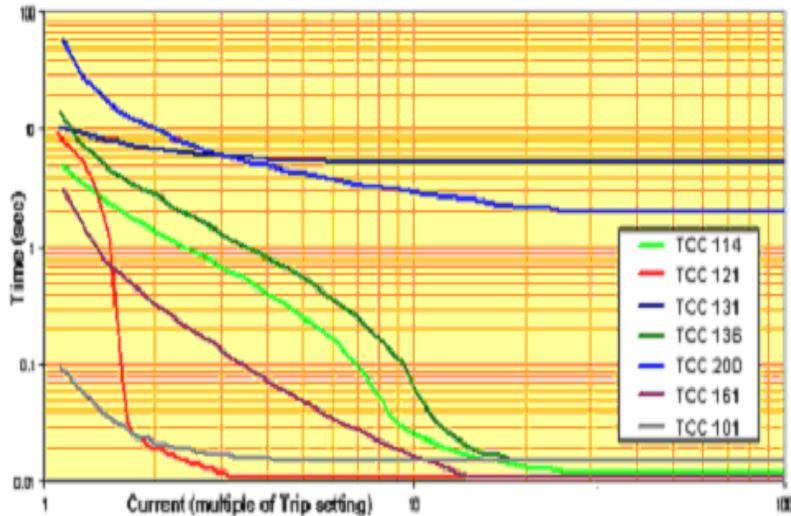


Figura 1.4 Curvas características de recerradores controlados electrónicamente.

La secuencia realiza dos importantes funciones:

La secuencia realiza dos importantes funciones:

- 1- Prueba la línea para determinar si la condición de falla ha desaparecido.
- 2 - Discrimina las fallas temporales de las permanentes.

Independientemente que efectúen la misma función, existen diferentes características de recerradores como son:

- Número de fases: En nuestro país predominan los trifásicos, aunque pueden utilizarse monofásicos en algunos casos (figuras 1.5 y 1.6).



Figura 1.5 Recerradores trifásicos. Nu-Lec Industries.



Figura 1.6 Recerrador monofásico. Nu-Lec Industries.

- Medio interruptivo: Existen recerradores con diferentes medios de interrupción. Se pueden citar los recerradores de aceite, vacío y hexafluoruro de azufre (SF_6).
- Tipo de control: Hidráulico o electrónico. Los más modernos son los electrónicos, los cuales utilizan para su operación señales de transformadores de corriente que son procesadas por otros dispositivos inteligentes (figura 1.7).

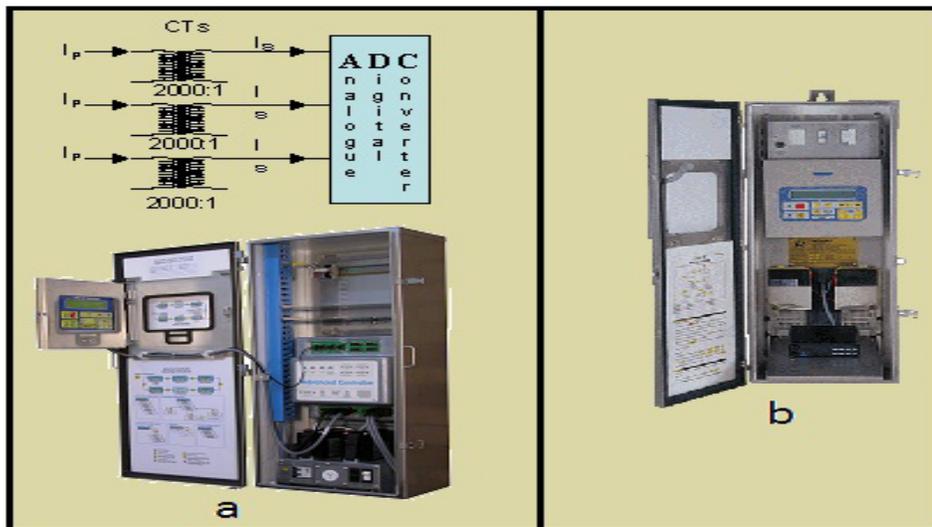


Figura 1.7 a) Esquema que muestra el análisis de las señales provenientes de transformadores de corriente, b) Dispositivos electrónicos inteligentes.

Obsérvese en la Figura 1.8 la tarjeta interna de un dispositivo electrónico inteligente el cual procesa las señales provenientes de transformadores de corriente y de potencial, además de controlar las señales de cierre y apertura.



Figura 1.8 Tarjeta electrónica del módulo de control y protección.
Fuente: Manuales de Operación.

Recerradores trifásicos

Los recerradores trifásicos (Figura 1.5) se usan donde se requiere la desconexión de las tres fases para cualquier falla permanente. Todos los otros recerradores trifásicos operan a través del disparo trifásico o modo de desconexión trifásico. Para cualquier falla, todos los contactos abren simultáneamente para cada funcionamiento de disparo. Las tres fases están mecánicamente vinculadas para disparar y recerrar y se operan por el mecanismo común.

1.11 Pérdidas técnicas en líneas aéreas.

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

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

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

Las redes subterráneas, a pesar de cumplir con la misma finalidad que las líneas aéreas, tienen un comportamiento diferente a éstas. Esta diferencia está basada fundamentalmente en las condiciones de operación de las mismas y de las características de los materiales requeridos para tales condiciones, aspectos que influyen sobre las pérdidas técnicas, y por lo cual merecen un tratamiento y una metodología particulares.

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

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.

1.11.1 Clasificación de las pérdidas técnicas.

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

- a) Pérdidas por transporte: producidas por la circulación de la corriente en las redes y conductores de las redes de distribución primarias y secundarias.
- b) Pérdidas por transformación: se producen en los transformadores de alta, media y baja tensión y dependen de su eficiencia y del factor de potencia de la carga que alimentan.
- c) Pérdidas en las mediciones: producidas en los equipos y aparatos utilizados para realizar las mediciones.

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

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

1.11.2 Método para el cálculo de sistemas radiales:

Conociendo las magnitudes de carga (P y Q):

$$\Delta V = \frac{P * r + Q * x}{U} * L \quad (1.1)$$

Dónde:

ΔV → Caída de tensión en voltios.

L → Longitud en metros.

r → Resistencia del conductor Ohms /Km.

X → Reactancia del conductor en Ohms /Km.

Tabla 1.1 Resistencia y reactancia de los conductores según el fabricante.

No	Tipo/Cond.	R(ohm)	R(pu)	X(ohm)	X(pu)
1	AC-150	0.227	0.019072	0.418	0.03512
2	AC-120	0.297	0.024953	0.429	0.03604
3	AC-95	0.357	0.029994	0.437	0.03671

04	AC-70	0.496	0.041672	0.452	0.03798
50	AC-50	0.7	0.058811	0.464	0.03898
6	AC-35	0.916	0.076959	0.474	0.03982
7	CU-06	1.496	0.125688	0.529	0.04444
8	CU-04	0.945	0.079395	0.518	0.04352
9	CU-02	0.5	0.042008	0.501	0.04209
10	CU-1/0	0.377	0.031674	0.473	0.03974
11	CU-2/0	0.298	0.025037	0.466	0.03915
12	CU-3/0	0.236	0.019828	0.457	0.0384
13	CU-4/0	0.187	0.015711	0.447	0.03756

La caída de potencia

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * rL \quad (1.2)$$

Sea la caída porcentual de un tramo:

$$\% \Delta V = [(V_1 - V_2) / V_1] * 100 \quad (1.3)$$

Dónde:

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

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

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

La pérdida de potencia está dado por:

$$P = R * I^2 * L \quad (1.4)$$

De la siguiente ecuación tenemos la corriente:

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

Sustituyendo en la ecuación:

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

$$P = \frac{[R * VD * K_w * I]}{[100(R \cos \varphi + X \sin \varphi)]}$$

P → Pérdida de potencia en horas pico kW.

R → Resistencia eléctrica del conductor Ohms/km.

X → Reactancia eléctrica del conductor, Ohms/km.

VD → 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:

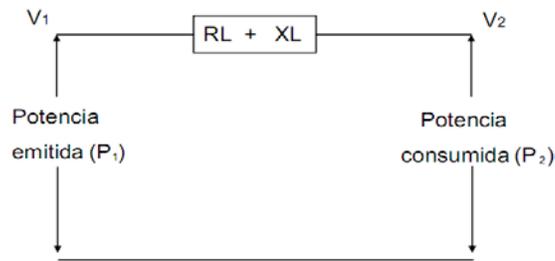


Figura 1.9 Gráfico de balance de energía.

De donde:

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

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

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

Podemos afirmar que:

$$R_c \gg R_l; R_l = 0$$

Con esta condición tenemos:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{V_2^2} * P_2$$

Finalmente obtenemos:

$$\% P' = \frac{P_1 - P_2}{P_1} * 100 \quad (1.7)$$

Dónde:

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

P_1 → Potencia emitida al alimentador en kW.

P_2 → Potencia consumida por el alimentador en kW.

1.11.3 Disminución de las pérdidas de energía eléctrica en redes

La disminución de las pérdidas de energía en las redes puede elevar notablemente los índices económicos de un sistema energético. Las medidas para reducir estas pueden agruparse en constructivas y operativas.

Las medidas constructivas requieren inversiones complementarias y pueden resumirse así:

- Refuerzo de las redes, construcción de circuitos complementarios, cambio de conductores en las líneas por otro de mayor calibre.
- Instalación de equipos que liberen las redes de la transmisión de capacidad reactiva, a condensadores sincrónicos y estáticos, etc.
- Instalación de equipos que eleven el voltaje de operación en las redes, condensadores sincrónicos y estáticos, etc.
- Paso de las redes al nivel siguiente de voltaje nominal ejemplo de 3 a 6kV, de 6 a 10 kV, etc.

Estas medidas son particularmente para los sistemas energéticos que sufren déficit de capacidad reactiva, en vista de lo cual operan en el periodo de mayores cargas reactivas con un voltaje bajo.

Las medidas operativas no requieren inversiones complementarias y pueden resumirse como:

- Operar las redes del sistema por el esquema más ventajoso por ejemplo una red radial dividida en puntos determinados por las mínimas pérdidas de capacidad activa y reactiva.
- Desconexión de los transformadores con poca carga, para obtener las mínimas pérdidas totales de capacidad activa en el cobre y en el hierro en los transformadores que quedan en operación.
- Elevación máxima del nivel de voltaje de operación, así como una

elección correcta de las derivaciones (Taps) de los transformadores en plantas y subestaciones, ello está determinado por el hecho que las pérdidas del cobre son inversamente proporcionales al cuadrado del voltaje. Puede decirse que un aumento de un 1% disminuye las pérdidas totales de capacidad activa aproximadamente en un 1.2%.

- Distribución económica de las capacidades activas y reactivas en el sistema.
- Eliminación de los desbalances y dispersión en las redes de distribución.

CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

- Se definieron las características generales de los sistemas de suministro eléctrico.
- Se ha explicado lo referente a los circuitos de distribución, según su clasificación atendiendo al tipo de carga, sus partes componentes, su clasificación atendiendo al tipo de esquema y dispositivos que lo protegen.
- El análisis bibliográfico proporcionó las principales acciones que se pueden realizar en estos circuitos para mejorar las pérdidas eléctricas.

CAPÍTULO II: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA. MATERIALES Y MÉTODOS.

INTRODUCCIÓN

En el capítulo anterior se definieron todos los aspectos teórico-metodológicos necesarios para la realización del proyecto. En este capítulo realizaremos la caracterización y el análisis de los circuitos en estudio; además se realizará la propuesta del acomodo de carga apoyándonos en el software RADIAL, el cual nos permitirá realizar un análisis a partir de las condiciones reales de carga.

2.1 Características generales del sistema de suministro eléctrico del municipio Holguín.

La energía eléctrica al municipio Holguín es suministrada a través de la línea de transmisión de 220 kV del SEN, la cual es recepcionada por la subestación de 220 kV emplazada en la localidad de Pedernales donde se transforma la energía a 110 kV y a 33 kV mediante dos transformadores terciarios de 125 MVA. De aquí a través de los interruptores 8830, GR-102 y 8820 se energizan las líneas de transporte de 110 kV, Holguín-Guirabo, Guirabo-Holguín y Holguín-Mayabe respectivamente las cuales suministran la energía a las tres subestaciones (Guirabo, Holguín y Mayabe) encargadas de transformar la energía de 110 kV a 13,8 kV para alimentar a los 15 circuitos de distribución primaria encargados de la zona urbana del municipio, que es el objeto de nuestra investigación. También cuenta con 5 líneas de 33 kV de las cuales se derivan 16 circuitos de 13,8 kV que abastecen principalmente la zona rural y la industrial.

El sistema de distribución primaria de la zona urbana del municipio Holguín presenta las siguientes características:

1. Es un sistema compuesto por 15 circuitos a 13,8kV radiales interconectados en lazos los cuales alimentan la zona urbana del municipio Holguín con los interruptores 4230, 4235, 4240, H-980, H-2005, H-2010, H-2015, H-2020, H-2025, H-2030, H-2160, H-2170, H-2145, H-2150 y H-2165.

2. El sistema suministra en su mayoría a cargas de tipo residencial aunque se destacan por su importancia económica algunos consumidores del tipo industrial.

En el municipio de Holguín tenemos:

- ❖ 67.206 km de línea a 110kV.
- ❖ 175.153 km de líneas a 33 kV.
- ❖ 789,240 km de líneas primarias a 13,8kV.
- ❖ 3 circuitos a 110kV.
- ❖ 8 circuitos a 33 kV.
- ❖ 31 circuitos a 13,8 kV.
- ❖ 0 circuitos a 4,16 kV.
- ❖ 4223 transformadores y 3226 bancos en la distribución con 196.90 MVA.
- ❖ 4 transformadores en la transmisión con 100 MVA.
- ❖ 32 subestaciones propias y 2 de terceros a 33 kV.
- ❖ 42 transformadores propios y 4 de terceros a 33 kV.
- ❖ 118656 clientes.
- ❖ Nulec instalados 30.
- ❖ Bancos de capacitores 8.

Tabla 2.1 Subestaciones alimentadas por las líneas de 110 kV.

Líneas	Subestaciones	Total de clientes
Holguín- Güirabo	Güirabo	23609
Güirabo- Holguín	Holguín	38052
Holguín- Mayabe	Mayabe	29464

Tabla 2.2 Características de los circuitos de 13.8kV.

Subestac.	Nomb.	Desconec.	KV	BncT	KVA Inst	Km	Clientes
S/E Holguín 110 kV	Cto 1	4230	13.2	185	9,712.50	14.126	10157

S/E Holguín 110 kV	Cto 2	4235	13.2	156	10,568.50	13.403	6778
S/E Holguín 110 kV	Cto 3	4240	13.2	235	13,892.50	13.624	12333
S/E Holguín 110 kV	Alcid. Pino	H980	13.2	169	7,872.50	26.265	8784
S/E Mayabe 110 kV	Cto 11	H2005	13.2	161	12,016.00	15.894	10288
S/E Mayabe 110 kV	Cto 12	H2010	13.2	117	8,427.50	12.001	1919
S/E Mayabe 110 kV	Cto 13	H2015	13.2	43	1,820.00	7.925	1961
S/E Mayabe 110 kV	Cto 14	H2020	13.2	156	8,915.00	15.226	7510
S/E Mayabe 110 kV	Cto 15	H2025	13.2	43	1,997.50	9.960	2044
S/E Mayabe 110 kV	Cto 16	H2030	13.2	153	8,852.50	33.005	5742
S/E Güirabo 110 kV	Cto 17	H2160	13.2	131	12,298.50	23.579	3213
S/E Güirabo 110 kV	Cto 19	H2170	13.2	177	11,329.00	13.730	8181
S/E Güirabo 110 kV	Cto 20	H2145	13.2	81	5,029.50	8.094	3488
S/E Güirabo 110 kV	Cto 21	H2150	13.2	88	6,356.00	24.121	3202
S/E Güirabo 110 kV	Cto 22	H2165	13.2	196	13,668.00	42.981	5525

Tabla 2.3 Datos del transformador de la subestación Holguín.

Zcc%	5.8
Fabricante	Ruso
Peso total	72500 kg
TAP	5 automático
Potencia nominal	25000,
Voltaje nominal	110/13.8/6.3 kV

Tabla 2.4 Datos del transformador de la subestación Güirabo.

Zcc%	5.8
Fabricante	Ruso
Peso total	72500 kg
TAP	5 automático
Potencia nominal	25000,
Voltaje nominal	110/13.8/6.3 kV

Tabla 2.5 Datos del transformador de la subestación Mayabe.

Zcc%	6.56
Fabricante	Checo
Peso total	8520 Kg
TAP	5 automático
Potencia nominal	25000,
Voltaje nominal	110/13.8/6.3 kV

Tabla 2.6 Demanda máxima promedio y factor de potencia en un año natural.

Subestaciones	Pico(Prom)	Pico(Prom)	Pico(Prom)	Factor de
----------------------	-------------------	-------------------	-------------------	------------------

	(P)	(Q)	(S)	potencia
Holguín110	20,4	7,7	21,8	0,93
Mayabe 110	17,4	6,2	18,4	0,94
Güirabo 110	16,4	6,2	17,5	0,93

2.2 Demanda de potencia activa (P) y reactiva (Q).

En las siguientes gráficas son representadas las demandas de P y Q en un día típico de los circuitos de distribución primarios de la ciudad de Holguín. (Ver anexos 1 y 2).

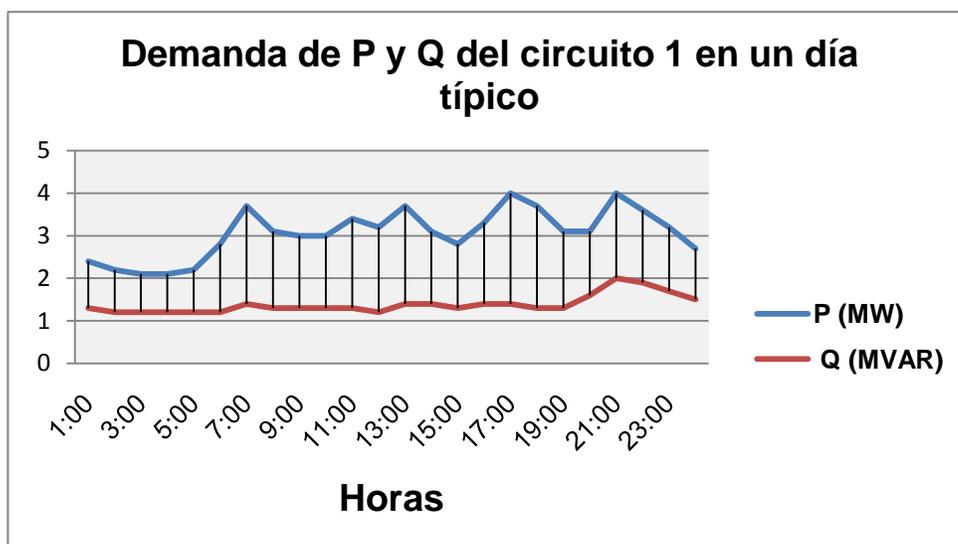
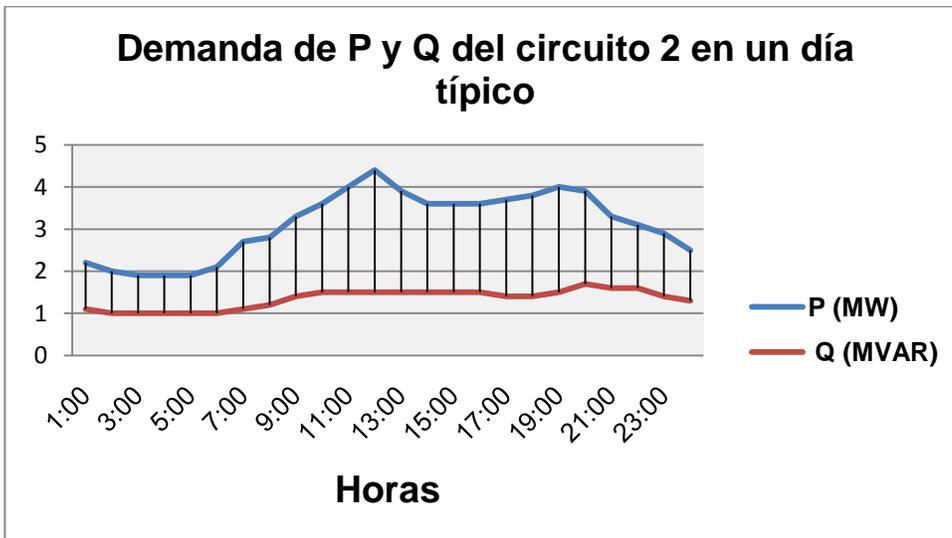


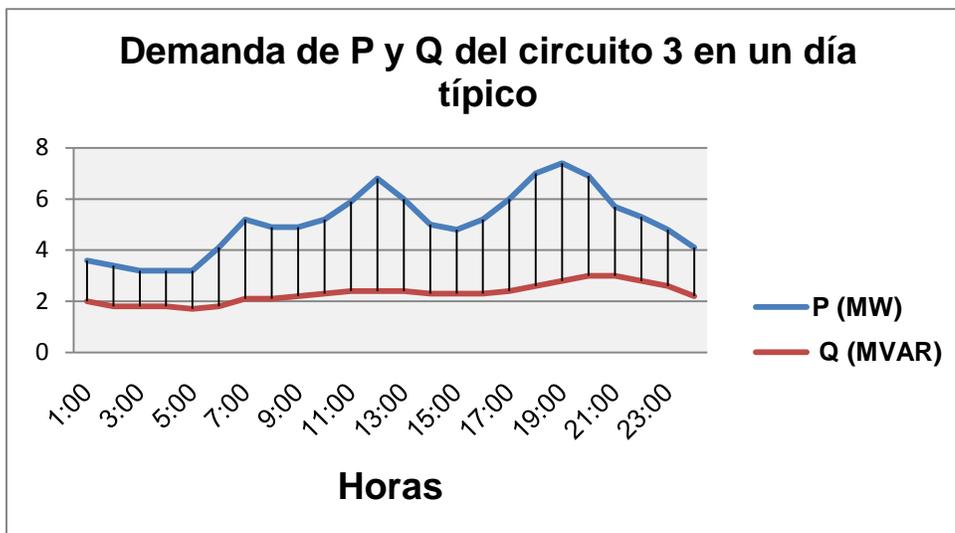
Gráfico2.1 Demanda del circuito 1.

En este gráfico podemos observar que la demanda del circuito 1 es residencial, debido al comportamiento de las potencias en especial P, las cuales aumentan en los horarios de desayuno, almuerzo y comida donde los clientes consumen la mayor energía para elaborar los alimentos. En la madrugada se muestran los valores más bajos de consumo ya que son los horarios de descanso.



Gráfica 2.2 Demanda del circuito 2.

El comportamiento de la demanda en este circuito es diferente al anterior porque a pesar de ser residencial también se ocupa de alimentar al casco histórico donde se encuentran las principales tiendas recaudadoras de divisas y un gran número de entidades estatales como gastronómicas, recreativas y culturales. Podemos notar que el pico de la demanda máxima se encuentra a las 12:00 del día y de las tres a las cinco de la madrugada es el horario de menos consumo.



Gráfica 2.3 Demanda del circuito 3.

El comportamiento de este circuito es sin dudas residencial ya que podemos ver que estan bién definidos los tres picos en los horarios donde los clientes de este tipo demandan la energía para sus necesidades.

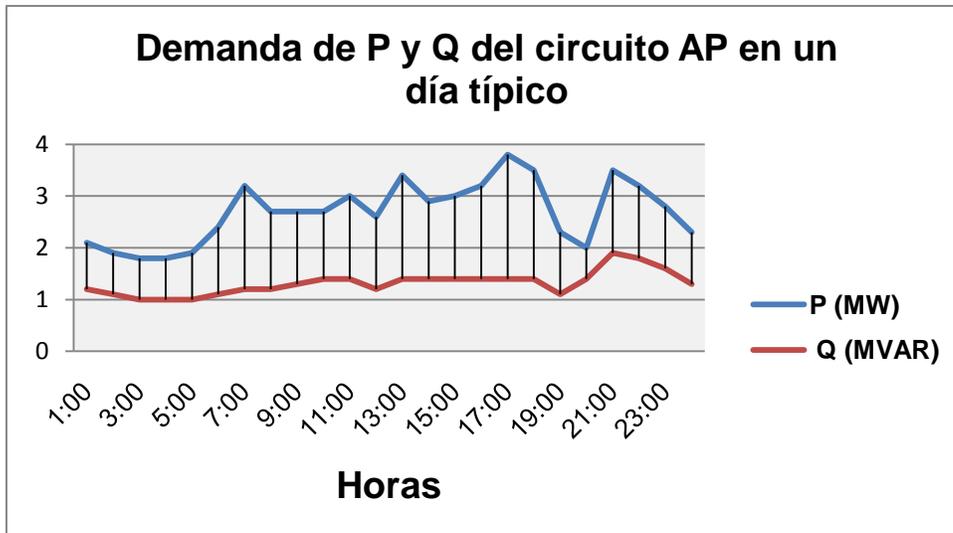


Gráfico 2.4 Demanda del circuito AP.

El gráfico muestra algunos picos pero el circuito Alcides Pino es en su totalidad residencial.

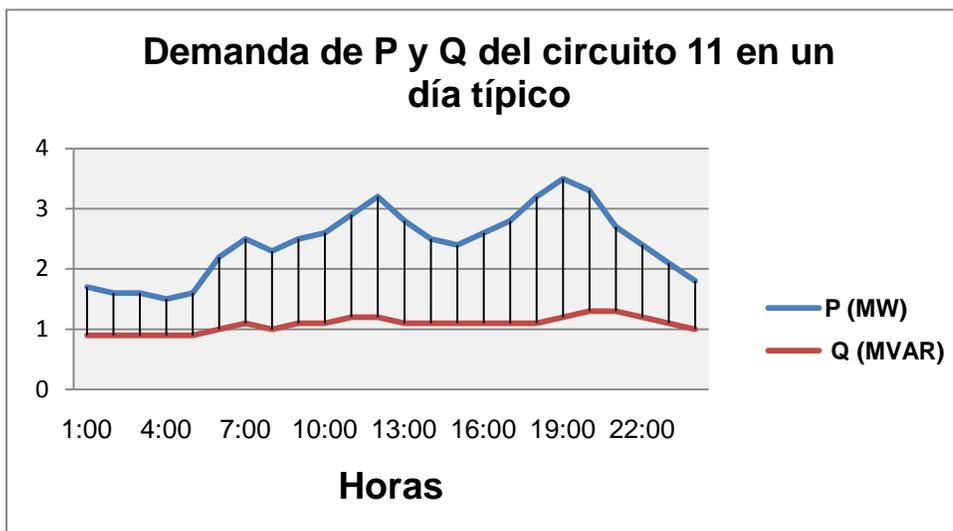


Gráfico 2.5 Demanda del circuito 11.

En el circuito 11 se muestra claramente el patrón de carga residencial.

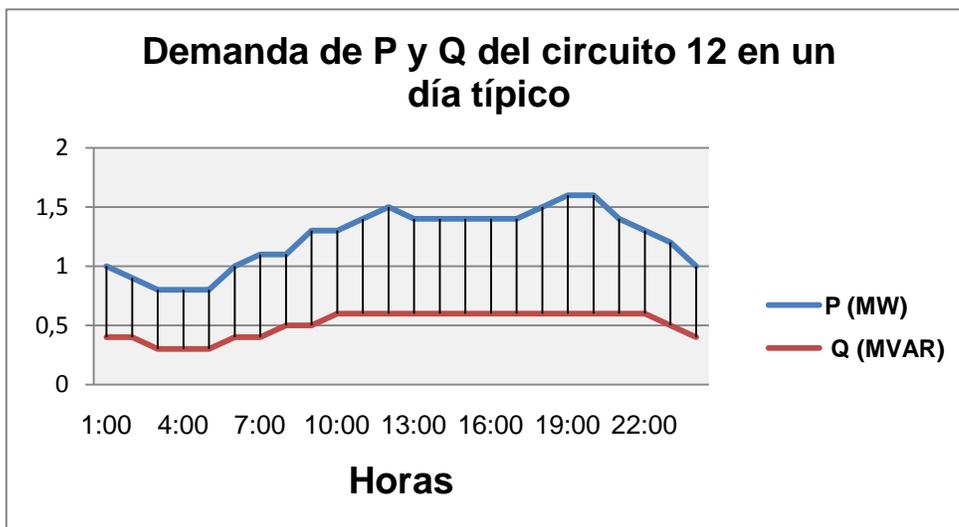


Gráfico 2.6 Demanda del circuito 12.

La representación gráfica de la demanda de este circuito está dada por un conjunto de picos con predominio residencial.



Gráfico 2.7 Demanda del circuito 13.

Este gráfico representa el comportamiento de una carga industrial, pues este circuito alimenta al Ejército con excepción del reparto San Fiel que es un cliente residencial.

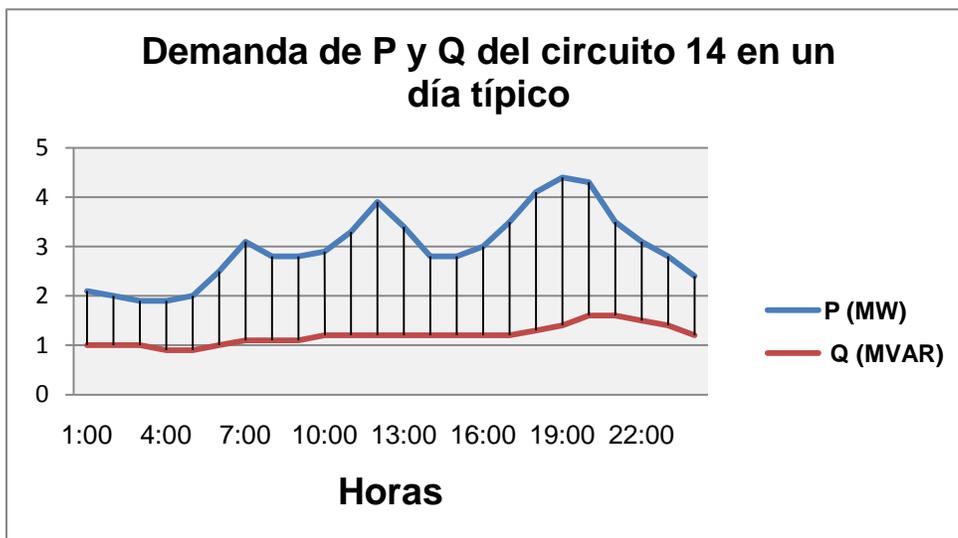


Gráfico 2.8 Demanda del circuito 14.

El gráfico cuenta con características residenciales.

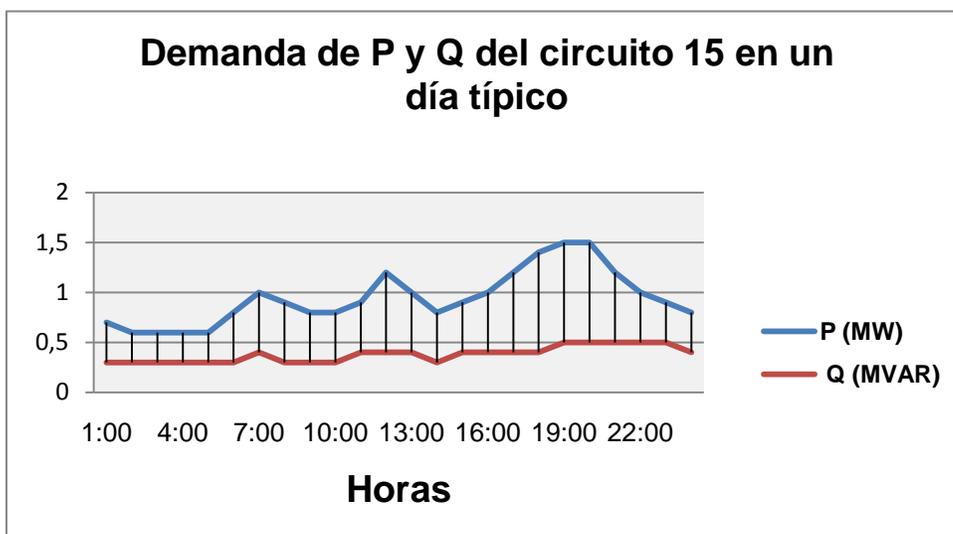


Gráfico 2.9 Demanda del circuito 15.

Los picos máximos de la demanda de P y Q nos dan a entender que estamos ante la presencia de un circuito residencial.

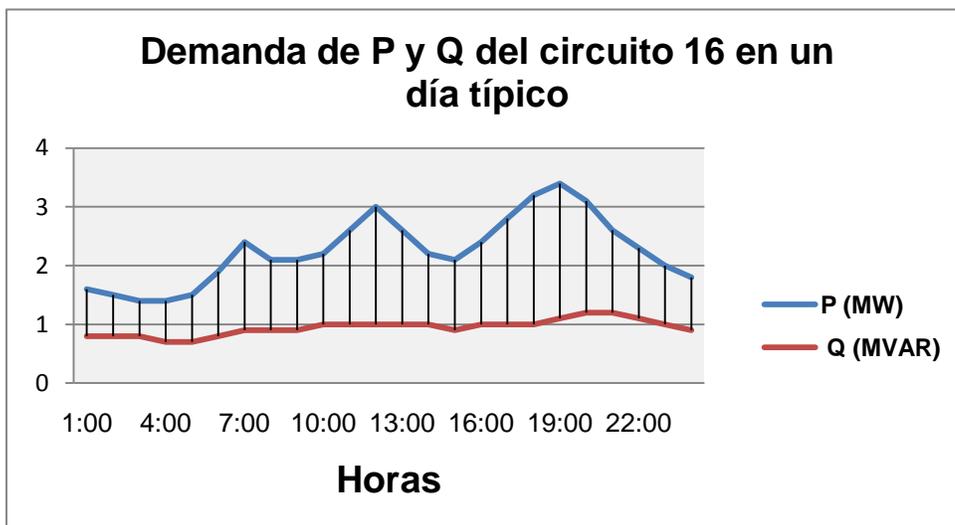


Gráfico 2.10 Demanda del circuito 16.

Como podemos observar estamos ante la presencia de un circuito residencial, ya que cumple con las características de dichos clientes.

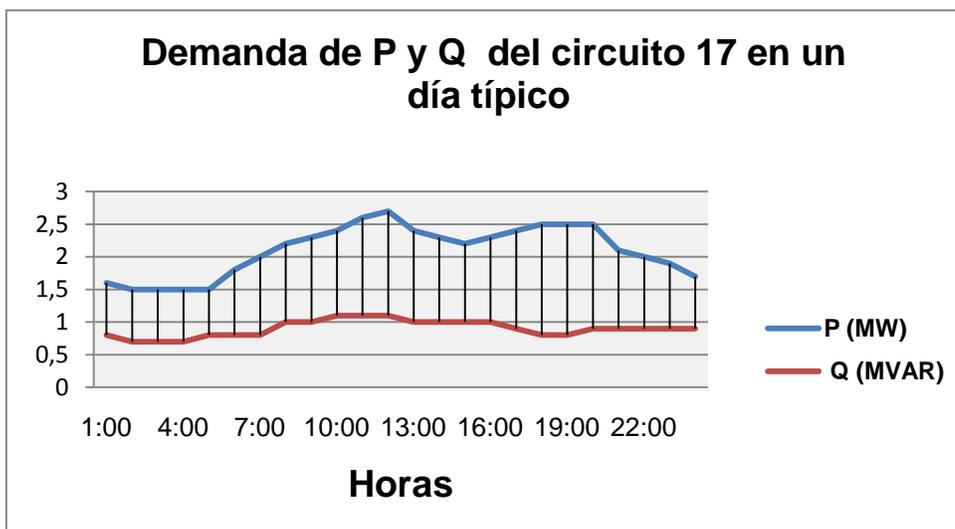


Gráfico 2.11 Demanda del circuito 17.

La representación gráfica de este circuito en su mayoría es industrial, pues suministra a la Empresa Cárnica, Frigorífico, La pesca, la Fábrica de pienso, entre otras entidades; aunque también contiene clientes de tipo residencial.

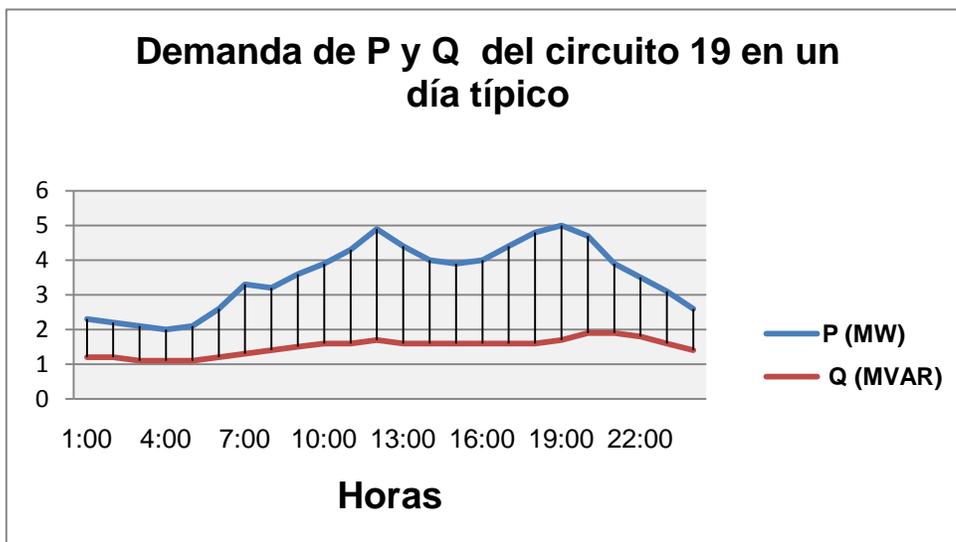


Gráfico 2.12 Demanda del circuito 19.

En el circuito 19 se muestra una carga principalmente residencial aunque cuenta también con una pequeña carga estatal.

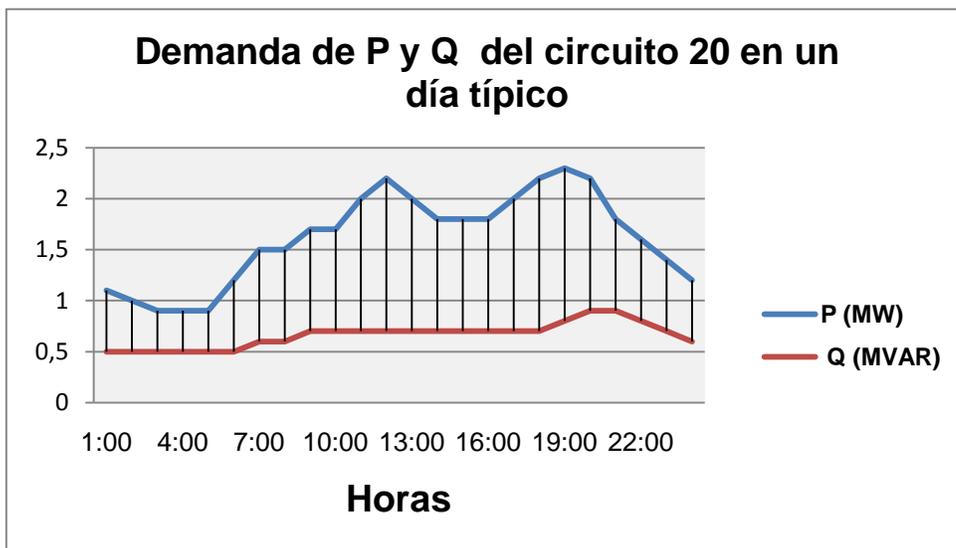


Gráfico 2.13 Demanda del circuito 20.

El gráfico muestra la mayoría de los picos en los horarios de consumo para los clientes de tipo residencial, por lo que podemos decir que estamos en presencia de un circuito de este tipo.

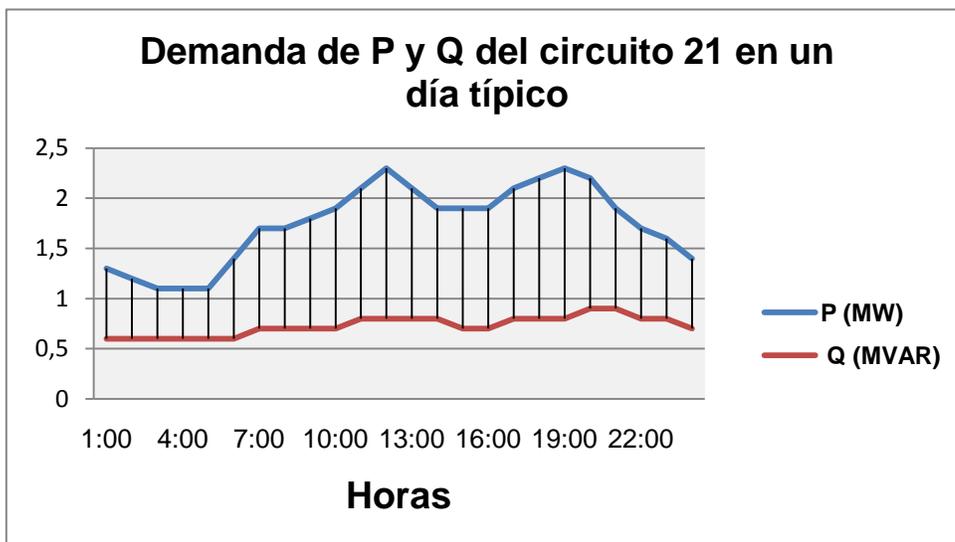


Gráfico 2.14 Demanda del circuito 21.

El comportamiento de la demanda en este circuito es característica del tipo residencial, donde los picos máximos se producen en los horarios donde los clientes elaboran sus alimentos.

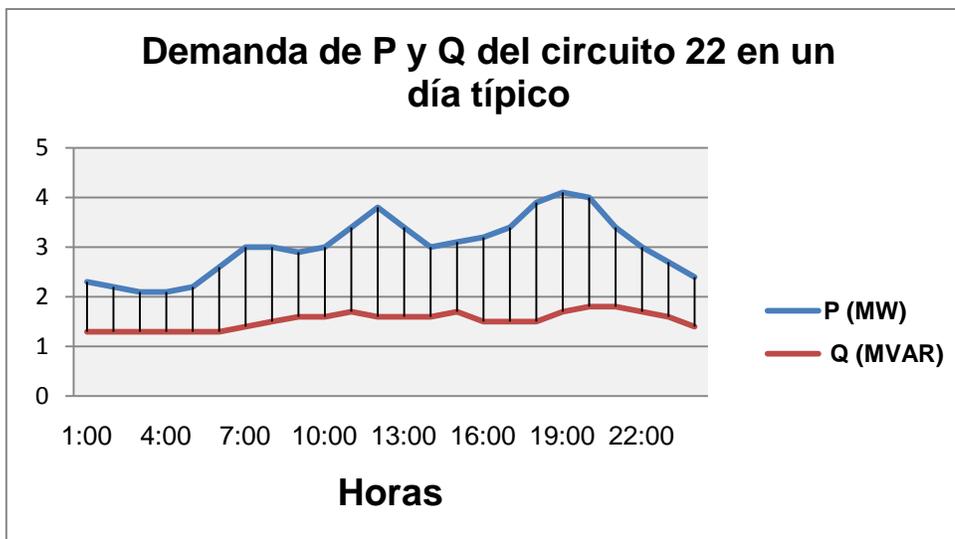


Gráfico 2.15 Demanda del circuito 22.

En la presente gráfica podemos notar que contiene la presencia de los picos característicos de carga residencial.

2.3 Método de cálculo utilizado.

El trabajo está desarrollado sobre un software cuya base es el método matemático para la solución de ecuaciones algebraicas no lineales de Newton-Raphson. El cual consiste en un algoritmo interactivo que resuelve el sistema de ecuaciones no lineales $F(x)=0$ siendo linealizado dicho sistema a través de la serie de Taylor utilizando solo el término de primer orden.

Cada nodo de carga será representado por dos ecuaciones, pues se requiere calcular dos incógnitas, módulo y ángulo del voltaje. El nodo de voltaje controlado puede representarse por una sola ecuación pues tenemos como incógnita, el ángulo del voltaje. El nodo de balance no se representa pues ambos valores, módulo y ángulo del voltaje son conocidos desde el inicio.

En un sistema el número de ecuaciones estará determinado por el número de nodos coincidiendo en su valor. Este método aplicado a los sistemas eléctricos posee muy buenas cualidades como su facilidad para converger, ofreciendo en el 99.8% de los casos una solución confiable. En cuanto a rapidez a la hora de encontrar una solución a un problema este método es mucho más eficaz ya que como la convergencia del mismo es cuadrática y el número de interacciones es menor.

2.4 Descripción del Software utilizado.

El trabajo está basado en la utilización de tres Software para su realización:

- Modulo Lecturas del SIGERE (ver anexo 3)
- SIDRE (ver anexo 4)
- RADIAL
- El Módulo de Lecturas del SIGERE es un software que tiene la función fundamental de llevar el control de la demanda de energía y voltajes de operación en barras para lo cual procesa cada una hora las lecturas de demanda y energía en tres bloques, madrugada, día y pico. Permite a cada usuario procesar y elaborar sus propios reportes en dependencia de su necesidad y proporciona la rapidez y seguridad necesaria en la información.

Este software utiliza bases de datos SQL2000, se mejora constantemente y es el programa oficial de la Unión Nacional Eléctrica (UNE) para el control de estos indicadores en los despachos de carga.

- El Sistema Integral de Distribución de Redes Eléctricas (SIDRE) es un software cartográfico creado en la empresa Eléctrica Holguín que nos permite visualizar los esquemas de los circuitos eléctricos en cada territorio en tiempo real mediante la comunicación con fibra óptica o radio con frecuencia de dos metros de ancho de banda instalada en cada subestación. También nos brinda la posibilidad de ver las tensiones reales y demandas en cada punto importante del sistema.
- El Radial es un software desarrollado por el Centro de Estudios Electroenergéticos (**CEE**) de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Cuba, concebido para realizar, de forma amistosa, prácticamente todos los estudios relacionados con las redes eléctricas radiales de distribución. Está programado usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere para su ejecución configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC.

El RADIAL 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.

2.5 Introducción de datos al software

Primeramente se actualizó el esquema monolineal del sistema electroenergético perteneciente al municipio Holguín con sus respectivas subestaciones eléctricas de 13,8 kV. Los datos del sistema electroenergético correspondiente a la red de distribución primaria del municipio Holguín se tomaron de lecturas diarias entregadas a la OBE por el despacho. Las gráficas siguientes muestran como se actualizaron los ficheros en el RADIAL.

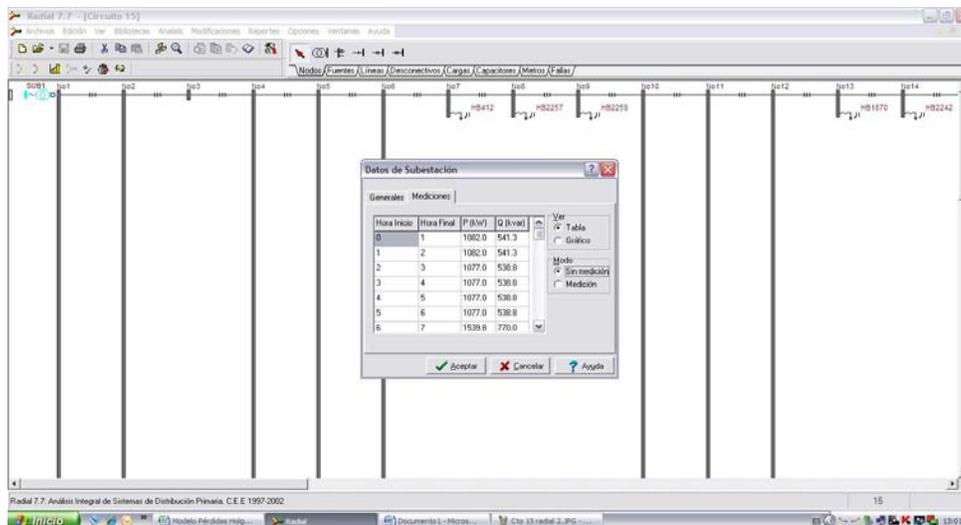


Figura 2.1 Muestra la introducción de datos a la subestación.

La figura 2.1 Muestra la introducción de los datos de las variables que se introducen las cuales son P y Q por cada hora en un día completo, tomados de los totalizadores de las subestaciones.

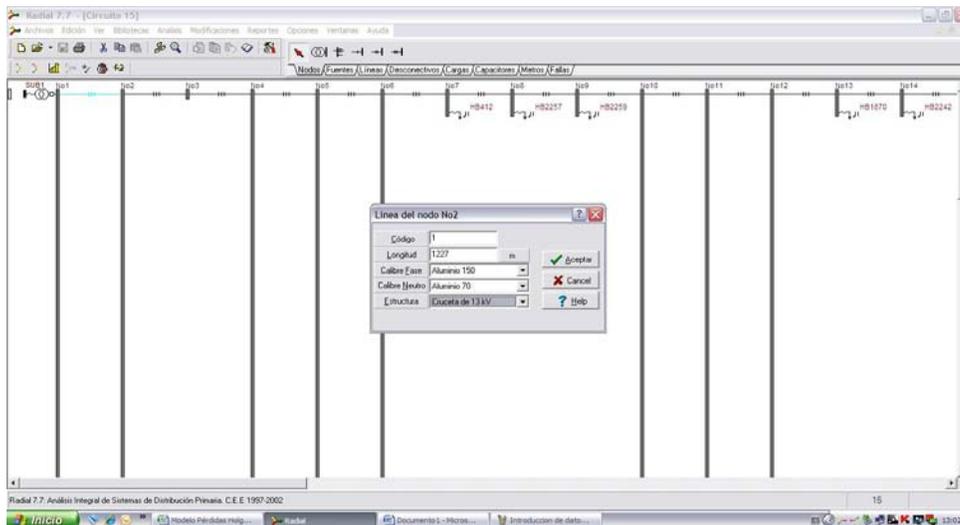


Figura 2.2 Muestra la introducción de datos a la línea.

En la figura 2.2 se muestra como se introducen los datos de las líneas. Calibre de la línea y longitud de la misma, cuyos datos se van introduciendo por cada línea entre los nodos.

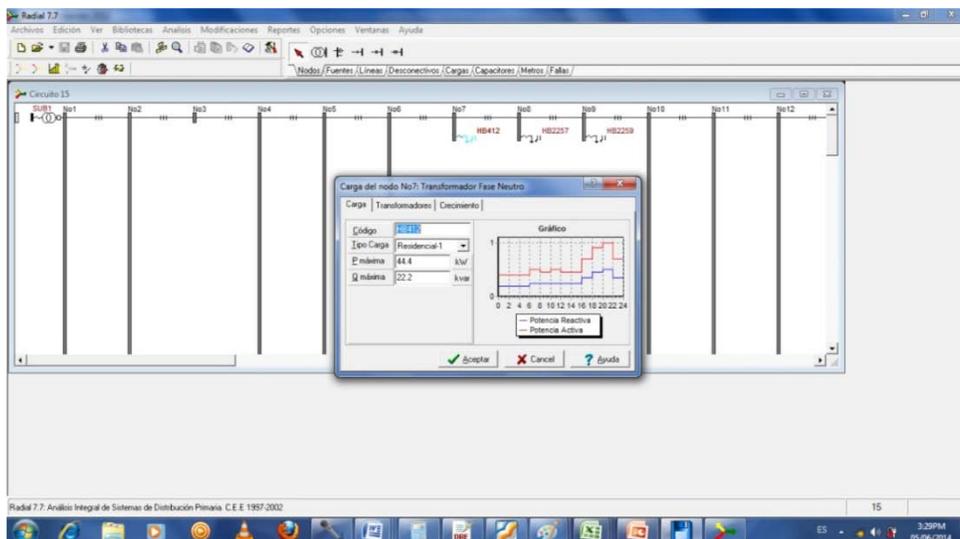


Figura 2.3 Muestra la introducción de datos del transformador.

En la figura 2.3 Se muestra la introducción de los datos al transformador, los cuales se introducen para cada transformador. Datos: código, tipo de carga (residencial, industrial o mixta) y las potencias nominales de P y Q.

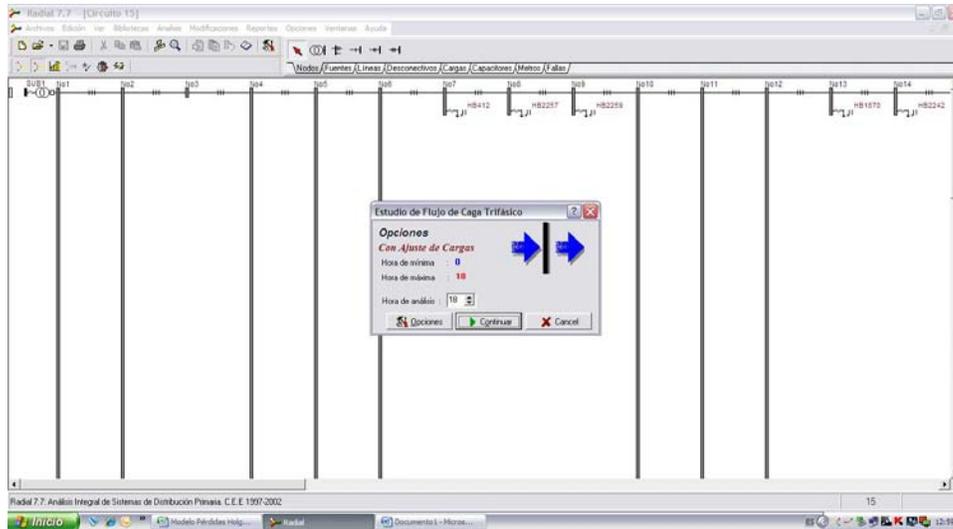


Figura 2.4 Muestra la corrida de flujo de carga trifásico.

- Con el fichero radial confeccionado y actualizado, darán los datos del gráfico de carga de la subestación. Todas las corridas se ejecutarán en modo con ajuste de carga.
- Se utilizará el gráfico de carga del día que contenga la máxima demanda absoluta obtenida de los NULEC.
- Para distribuir los valores de P y Q esto se hará proporcional a la S de cada banco de transformadores. De esta forma los transformadores de igual potencia tendrán la misma carga y al sumar las cargas de todos los bancos tiene que dar la P máx y Q máx del circuito.
- En caso de circuitos con clientes grandes que su k_u difiera mucho de k_{umed} del circuito es necesario declarar el real de este banco y luego hacer las correcciones del resto de los bancos pero siempre tratando que la carga máxima del circuito coincida con la carga máxima total de la suma de los bancos.
- Se obtendrán como se muestra en la siguiente figura los valores de pérdidas de potencia activa en las redes, pérdidas de potencia en el cobre u pérdidas de potencia en el hierro de los transformadores.
- No se utilizarán los resultados que da el radial para pérdidas de energía.

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	3762	kW	Energía activa de las cargas	-4	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	1732	kvar	Energía reactiva de las cargas	-12	Mvar.h
Pérdidas activas en líneas	49	kW	Pérdidas de energía en líneas	232	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	91	kvar	////////////////////////////////////	///	////
Pérdidas de cobre en transf.	78	kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	370	kW.h
Pérdidas de hierro en transf.	12	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	299	kW.h
Pérd. totales de potencia activa	139	kW	Pérdidas totales de energía	900	kW.h
% de pérdidas de potencia	4	%	% de pérdidas de energía	-27	%
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar			
Potencia activa de cogeneración	0	kW			
Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar			
Factor de potencia del circuito	0.91				

Figura 2. Muestra el resultado del flujo de carga trifásico.

2.6 Ecuaciones para la obtención de las pérdidas de energía.

Las pérdidas de potencia activa en línea, en hierro y en cobre fueron dadas en el RADIAL, más no se utilizarán las pérdidas de energía por lo que se hallarán por las ecuaciones siguientes:

- Pérdidas de energía en las líneas (ΔEL).

$$\Delta EL = PL * tao \quad (1.8)$$

- Pérdidas de energía en el hierro (ΔEfe).

$$\Delta Efe = Pfe * tao \quad (1.9)$$

- Pérdidas de energía en el cobre (ΔEcu).

$$\Delta Ecu = Pcu * tao \quad (1.10)$$

- Pérdidas de energía en transformadores ($\Delta Etransf$).

$$\Delta Etransf = Pfe + Pcu - Pcb \quad (1.11)$$

$$tao = \left\{ \left(0.3 * \frac{T}{\text{haño}} \right) + \left(0.7 * \frac{T}{\text{haño}} \right)^2 \right\} * \text{haño} \quad (1.12)$$

$$T = \frac{E_{\text{año}}}{P_{\text{max}}} \quad (1.13)$$

t_{ao} - coeficiente de tiempo.

T - relación energía demanda.

P_{cb} - pérdidas de transformadores cobradas a los estatales.

$h_{año}$ - horas al año, 365 días * 24 horas = (8760).

- Factor de coincidencia(fc).

$$fc = \frac{S_m}{S_{\text{max}}} \quad (1.14)$$

P_m - potencia aparente promedio.

S_{max} - potencia aparente máxima.

- Factor de potencia(fp).

$$fp = \frac{P}{S} \quad (1.15)$$

P - potencia activa.

S - potencia aparente.

CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.

En el presente capítulo se caracterizaron los circuitos de distribución primaria correspondiente al objeto de estudio. Se realizó la actualización de los monolineales. Se describió el método de cálculo utilizado. Se procedió a actualizar los ficheros del RADIAL y luego su correspondiente simulación para obtener los resultados en las condiciones actuales de explotación. Fueron definidas las ecuaciones que utilizaremos en el capítulo 3 para el cálculo de las pérdidas de energía.

CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y PROPUESTA DE ESQUEMA.

INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se definirán las configuraciones de los circuitos en las condiciones actuales de explotación y se calcularán las pérdidas. Se hará la propuesta del nuevo esquema de operación para cada circuito con el objetivo de lograr un balanceo de cargas entre si y se procederá a calcular las pérdidas de energía. Se realizará un análisis de los resultados de las condiciones de explotación actual con respecto a la nueva configuración de esquemas propuestos y realizarán los cálculos en cuanto a valoración económica del trabajo a realizar para efectuar dichas mejoras donde intervienen los gastos de inversión para ejecutar la propuesta.

3.1 Escenarios de los circuitos en las condiciones de operación actual.

➤ Escenario del circuito 1

Alimentado por 4230 (subestación Holguín) enlace con circuito 2 por H-2226 y H-2402 abiertos. Enlace con circuito 20 por H-2414 abierto. Enlace con cto 21 por H-2208 y H-2321 abiertos. Enlace con cto 22 por H-1862 y H-2415 abiertos.

➤ Escenario del circuito 2

Alimentado por 4235 (subestación Holguín) enlace con circuito 1 por H-2226 y H-2402 abiertos. Enlace con cto AP por H-2408 abierto. Enlace con cto 14 por 201 abierto. Enlace con cto 19 por 203 abierto. Enlace con cto 20 por H-2443 abierto.

➤ Escenario del circuito 3

Alimentado por 4240 (subestación Holguín) enlace con circuito 14 por 305 abierto. Enlace con circuito 12 por H-1946 abierto.

➤ Escenario del circuito AP

Alimentado por H-980 (subestación Holguín) enlace con circuito 2 por H-2408 abierto.

➤ **Escenario del circuito 11**

Alimentado por H-2005 (subestación Mayabe) enlace con circuito 12 por H-2088 y H-2033 abiertos.

➤ **Escenario del circuito 12**

Alimentado por H-2010 (subestación Mayabe) enlace con circuito 3 por H-1946 abierto. Enlace con cto 11 por H-2033 y H-2088 abiertos. Enlace con circuito 13 por H-2358, V-106 y 314 abiertos.

➤ **Escenario del circuito 13**

Alimentado por H-2015 (subestación Mayabe) enlace con cto 12 por H-2358, V-106 y 314 abiertos.

➤ **Escenario del circuito 14**

Alimentado por H-2020 (subestación Mayabe) enlace con cto 2 por 201 abierto. Enlace con cto 3 por 305. Enlace con cto 15 por H-2109 abiertos.

➤ **Escenario del circuito 15**

Alimentado por H-2025 (subestación Mayabe) enlace con cto 14 por H-2109 abierto. Enlace con cto 16 por

➤ **Escenario del circuito 16**

Alimentado por H-2030 (subestación Mayabe) enlace con cto 15 por H-1848 abierto. Enlace con cto 17 por H-2319 abierto.

➤ **Escenario del circuito 17**

Alimentado por H-2160 (subestación Guirabo) enlace con cto 16 por G-102 y H-2319 abiertos. Enlace con cto 19 por H-2333 y H-1298 abiertos.

➤ **Escenario del circuito 19**

Alimentado por H-2170 (subestación Guirabo) enlace con cto 2 por H-2272 abierto. Enlace con cto 17 por H-2333 y H-1298 abiertos. Enlace con cto 20 por H-2241 abierto.

➤ **Escenario del circuito 20**

Alimentado por H-2145 (subestación Guirabo) enlace con cto 1 por H-2414 abierto. Enlace con cto 2 por H-2443 abierto. Enlace con cto 19 por H-2241 abierto. Enlace con cto 21 por H-1844 abierto.

➤ **Escenario del circuito 21**

Alimentado por H-2150 (subestación Guirabo) enlace con cto 1 por H-2208 y

H-2321 abiertos. Enlace con cto 20 por H-1844 abierto. Enlace con cto 22 por H-2228 y H-1924 abiertos.

➤ **Escenario del circuito 22**

Alimentado por H-2165 (subestación Guirabo) enlace con cto 1 por H-1862 y H-2415 abiertos. Enlace con cto 21 por H-1924 y H-2228 abiertos.

3.2 Resultados de las pérdidas de los circuitos en las condiciones actuales de explotación.

Para realizar el cálculo de las pérdidas de energía eléctrica se utilizaron los métodos descritos en los epígrafes 2.7 y 2.8 del capítulo 2 los cuales generaron los resultados mostrados en las siguientes tablas:

Tabla 3.1 Energía entrada a los Circuitos en el periodo de un año.

Circuitos	Interruptores	MWh/año
1	4230	23266
2	4235	23863,3
3	4240	24943,43
Alcides Pino	H-980	19632,1
11	H-2005	11421,3
12	H-2010	12751,3
13	H-2015	17210,7
14	H-2020	23300,5
15	H-2025	8660,6
16	H-2030	19813,7
17	H-2160	15004,4
19	H-2170	16738,2
20	H-2145	8019,1
21	H-2150	9402,4
22	H-2165	22047,5
Total		256074,53

Esta tabla muestra la energía entrada por cada interruptor a los circuitos de distribución primarios de la zona urbana del municipio Holguín en el periodo de un año natural (abril 2013 mayo 2014).

Tabla 3.2 Pérdidas de potencia calculadas en el RADIAL.

	Pmax	Pérdidas de Potencia kW		
Circuitos	MW	Pérdidas de PL	Pérdidas de Pfe	Pérdidas de Pcu
1	5,7	132	41	88,00
2	4,6	36	10	23,00
3	7,7	75	47,00	55
A P	5,3	128	30,00	52
11	3,6	45	35,0	20,0
12	2,9	67,32	54,0	47,0
13	2,5	100	36,0	22
14	4,6	100	31,0	59
15	1,6	69	27,00	51
16	3,6	59	27,00	36
17	3,3	30	20,00	49
19	5,7	56	40,00	105
20	1,3	74	21,00	25
21	1,3	65	33,00	55
22	4,3	277	51,00	94

En esta tabla podemos observar los resultados de los datos adquiridos en las corridas de flujo de carga trifásico en el RADIAL que necesitamos para los cálculos de pérdidas de energía.

Tabla 3.3 Coeficientes de tiempo (tao) y relación energía demanda (T).

Circuitos	Tiempos	
	T	Tao
1	4081,8	2555,9
2	5187,7	3706,8
3	3239,4	1810,4
AP	3704,2	2207,7
11	3172,6	1756,1
12	4397,0	2864,0
13	6884,3	5852,4
14	5065,3	3569,9
15	5412,9	3965,1
16	5503,8	4071,7
17	4546,8	3016,0
19	2936,5	1570,0
20	6168,5	4891,2
21	7232,6	6349,9
22	5127,3	3639,0

Partiendo de la tabla 3.2 se procedió a calcular la relación energía demanda (T) para encontrar el coeficiente de tiempo (tao) mediante la ecuación 3.12 y 3.13, cuyos resultados se encuentran en la tabla 3.3.

Tabla 3.4 Pérdidas de energía

Circuitos	Pérdidas de Energía MWh/año					Pérdidas Cobradas
	ΔE líneas	ΔE fe	ΔE cu	ΔE transf	ΔE Total	
1	337,4	359,2	224,9	536,5	873,9	47,54
2	133,4	87,6	85,3	152,0	285,4	20,87

3	135,8	411,7	99,6	385,7	521,5	125,58
AP	282,6	262,8	114,8	269,4	552,0	108,23
11	79,0	306,6	35,1	261,4	340,4	80,30
12	192,8	473,0	134,6	561,9	754,8	45,70
13	585,2	315,4	128,8	359,3	944,5	84,82
14	357,0	271,6	210,6	397,1	754,1	85,03
15	273,6	236,5	202,2	359,7	633,3	79,07
16	240,2	236,5	146,6	348,4	588,6	34,71
17	90,5	175,2	147,8	281,9	372,4	41,11
19	87,9	350,4	164,9	499,5	587,4	15,73
20	361,9	184,0	122,3	298,9	660,9	7,30
21	412,7	289,1	349,2	566,0	978,7	72,36
22	1008,0	446,8	342,1	768,8	1776,7	20,07

Esta tabla nos muestra los resultados de las pérdidas de energía de las líneas, del hierro, del cobre y de los transformadores obtenidos por las ecuaciones desde la (1.8) hasta la (1.11).

Tabla 3.5 Resumen de las pérdidas.

Resumen de Pérdidas en unidades			
Distribución		Otras	Totales
ΔE líneas	ΔE transf	ΔE	ΔE
MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año
4578,1	6046,5	1062,5	11687,1
Resumen de Pérdidas en %			
Distribución		Otras	Totales
ΔE líneas	ΔE transf	ΔE	ΔE
%	%	%	%
1,79	2,36	0,41	4,56

Esta tabla nos muestra en unidad y en porciento las pérdidas totales de líneas y de transformadores, también otras pérdidas las cuales representan un diez por ciento de las pérdidas totales y están dadas por fallas, por averías, por la presencia de árboles en las líneas, por falso contacto entre otros.

3.3 Propuesta de acomodo de carga entre los circuitos.

- Transferencia de carga del circuito 11 para el circuito 12.
Cuchilla H-2089 abierta y cuchilla H-2088 cerrada.

- Transferencia de carga del circuito 12 para el circuito 13.
Cuchillas P-110 y H-1948 abiertas y cuchilla 314 cerrada.

- Transferencia de carga del circuito 16 para el circuito 15.
Cuchilla instalada y abierta en calle Manuel Angulo esquina 27 y cuchilla H-1848 cerrada.

- Transferencia de carga del circuito 17 para el circuito 16.
Nulec H-2315 reubicado para la posición de la cuchilla 280 y ésta abierta y cuchilla H-2319 cerrada.

- Transferencia de carga del circuito 2 para el circuito 20.
Cuchillas W-505, W-435 y H-2441 abiertas, cuchilla H-2441 cerrada y puente cerrado en Martí Carretera Central.

- Transferencia de carga del circuito 19 para el circuito 20.
Puente W-113 abierto y puente cerrado en Avenida las Américas esquina Playa Girón. Cuchilla H-2441 reubicada en carretera central esquina cable.

- Transferencia de carga del circuito 22 para el circuito 21.
Puente abierto en calle 9 esquina 52 y cuchilla H-1924 cerrada.

- Transferencia de carga del circuito 3 para el circuito AP.
Puente W-198 abierto y cuchilla H-1923 abierta.

3.4 Cálculo y descripción de la transferencia de carga.

Tabla 3.6 Obtención de la demanda real.

Circuitos	Capacidad instalada (KVA)	Coefficiente de Coincidencia	Demanda Real (KVA)
1	9712,5	0,78	7575,75
2	10568,5	0,7	7397,95
3	13892,5	0,69	9585,825
A.P	7872,5	0,71	5589,475
11	12016	0,69	8291,04
12	8427,5	0,77	6489,175
13	1820	0,85	1547
14	8895	0,68	6048,6
15	1997,5	0,63	1258,425
16	8852,5	0,66	5842,65
17	12298,5	0,7	8608,95
19	11329	0,71	8043,59
20	5029,5	0,7	3520,65
21	6356	0,76	4830,56
22	13668	0,73	9977,64

Esta tabla nos muestra como se obtuvo la demanda real de cada circuito. Se procedió a calcular el factor de coincidencia por la ecuación (1.14) declarada en el capítulo dos y luego este se multiplicó a la carga instalada dando como resultado la demanda real.

Tabla 3.7 Pasos para alcanzar los resultados de la transferencia de carga.

Circuitos	Carga Ideal a Transferir	Carga real Transferida	Demanda Resultante	P (KW)	Tao	Energia (MWh/año)
1	1268,598		7575,75	6212,115	2555,862	23266
2	1090,798	-1263,85	6134,1	5029,962	3706,801	21563,3
3	3278,673	-662,4	8923,425	7317,208	1810,363	23943,43
A.P	-717,677	662,4	6251,875	5126,537	2207,667	18032,1
11	1983,888	-2348,76	5942,28	4872,669	1756,078	10321,3
12	182,023	-276,94	6212,235	5094,032	2864,023	12012,3
13	-4760,152	2625,7	4172,7	3421,614	5852,420	19210,7
14	-258,552		6048,6	4959,852	3569,856	23300,5
15	-5048,727	1195,26	2453,685	2012,021	3965,124	10150,6
16	-464,502	-206,86	5635,79	4621,347	4071,725	20813,7
17	2301,798	-988,4	7620,55	6248,851	3016,010	14004,4
19	1736,438	-897,44	7146,15	5859,843	1570,025	16738,2
20	-2786,502	2161,29	5681,94	4659,190	4891,155	11247,1
21	-1476,592	2019,18	6849,74	5616,786	6349,865	10223,4
22	3670,488	-2019,18	7958,46	6525,937	3638,954	21247,5

Esta tabla nos muestra la secuencia de pasos lógicos que nos ayudaran a comprobar si la variante del acomodo de carga es una propuesta importante con resultados sustanciales.

La razón por la cual hemos realizado estas transferencias es para tratar que todos los circuitos tengan una misma carga, partiendo de la idea empírica que si a partir de las cargas existentes se lograran distribuir en partes iguales a cada circuito, estos tendrían la misma demanda y la misma entrada de energía por cada interruptor lo que traería consigo una disminución de las pérdidas. Por lo que se procedió a encontrar una carga ideal a transferir (tabla 3.7 segunda

columna), buscando el promedio entre las demandas reales de cada circuito y luego restando este promedio a cada demanda real, encontramos que las demandas mayores que el promedio darán resultados positivos y las demandas menores resultados negativos. Esto significa que los circuitos con resultados positivos pueden ceder carga y los que tengan resultados negativos pueden asimilar carga.

3.5 Razones por las cuales no se logró el traspaso ideal de carga.

1. El trabajo de las subestaciones próximo a su capacidad nominal en horario pico: se propuso transferir cargas entre circuitos de una misma subestación y solo entre circuitos de diferentes subestaciones, tratando de llevarlas a un equilibrio de cargas.
2. La automática entre los circuitos: como dijimos anteriormente los circuitos forman lazos entre si y muchos de estos contienen lazos automáticos. Si transferimos sin tener en cuenta esto podemos deshabilitar una de estas protecciones.
3. El calibre de los conductores en los troncos de las líneas: se procedió a transferir cargas que fueran solamente ramales, para no sobrecargar los troncos de las líneas que es por donde se realiza la mayor transferencia de energía.
4. El enlace entre circuitos: no todos los circuitos tienen enlace entre sí.
5. La propia configuración del circuito: es obvio que en circuitos de distribución tan complejos no se pueda transferir una cifra exacta de carga.

Producto a las razones expuestas anteriormente en la tabla 3.7 columna 3 se encuentran los valores reales transferidos y podemos notar que ni al circuito 1 ni al 14 se les varió la carga. En la columna siguiente se encuentran las demandas resultantes. Vale la pena señalar que la suma de todas las demandas resultantes va a ser igual a la suma de todas las cargas reales (tabla 3.6 columna 4), esto demuestra que en el traspaso de carga no se alteró ninguna cifra y que es la misma carga general, solamente se redistribuyó. Con la demanda resultante siendo potencia aparente (S) y tomando como factor de potencia promedio a 0.93 perteneciente a la tabla 2.6, a través de la ecuación

(1.15) procedemos a encontrar la potencia activa (P) en la columna siguiente. En la próxima columna encontramos a tao tomado de la tabla 3.3 el cual multiplicamos por P y tenemos la última columna, la energía consumida por cada circuito en un año.

3.6 Resultados de las pérdidas de los circuitos en la nueva distribución de las cargas.

Luego de la obtención de la energía entregada en un año para cada circuito para las nuevas condiciones de explotación y con los ficheros del RADIAL actualizados para los nuevos cambios de esquemas se procedió al cálculo de las pérdidas.

Tabla 3.8 Energía entrada a los circuitos en el periodo de un año.

Circuitos	Interruptores	MWh/año
1	4230	23266
2	4235	21563,3
3	4240	23943,43
Alcides Pino	H-980	18032,1
11	H-2005	10321,3
12	H-2010	12012,3
13	H-2015	19210,7
14	H-2020	23300,5
15	H-2025	10150,6
16	H-2030	20813,7
17	H-2160	14004,4
19	H-2170	16738,2
20	H-2145	11247,1
21	H-2150	10223,4
22	H-2165	21247,5
Total		256074,53

Tabla 3.9 Pérdidas de potencia calculadas en el RADIAL para las nuevas condiciones de explotación.

	Pmax	Pérdidas de Potencia kW		
Circuitos	MW	Pérdidas de PL	Pérdidas de Pfe	Pérdidas de Pcu
1	7,0	132	41	88,00
2	5,7	27	8	18,00
3	8,3	62	49,00	42
A P	5,8	107	25,00	47
11	5,5	32	29,0	17,0
12	5,8	59,2	47,5	42,1
13	3,9	15	48,0	29
14	5,6	100	31,0	59
15	2,3	70	31,00	59
16	5,2	59	27,00	36
17	7,1	24	15,00	31
19	6,6	41	32,00	84
20	5,3	81	27,00	29
21	6,4	67	39,00	61
22	7,4	157	41,00	72

Tabla 3.10 Coeficientes de tiempo (tao) y relación energía demanda (T).

	Tiempos	
Circuitos	T	Tao
1	3302,3	1862,1
2	3779,9	2275,7
3	2885,2	1530,7
AP	3101,4	1699,0
11	1867,7	839,0

12	2079,2	969,2
13	4950,4	3443,4
14	4142,2	2613,7
15	4448,3	2915,6
16	3971,1	2451,5
17	1976,0	904,8
19	2518,6	1262,4
20	2128,4	1000,5
21	1604,9	687,3
22	2870,8	1519,8

Tabla 3.11 Pérdidas de energía

Circuitos	Pérdidas de Energía MWh/año					Pérdidas Cobradas
	ΔE líneas	ΔE fe	ΔE cu	ΔE transf	ΔE Total	
1	245,8	359,2	163,9	475,5	721,3	47,54
2	61,4	70,1	41,0	90,2	151,6	20,87
3	94,9	429,2	64,3	367,9	462,9	125,58
AP	181,8	219,0	79,9	190,6	372,4	108,23
11	26,8	254,0	14,3	188,0	214,9	80,30
12	57,4	416,1	40,8	411,2	468,6	45,70
13	51,7	420,5	99,9	435,5	487,2	84,82
14	261,4	271,6	154,2	340,7	602,1	85,03
15	204,1	271,6	172,0	364,5	568,6	79,07
16	144,6	236,5	88,3	290,1	434,7	34,71
17	21,7	131,4	28,0	118,3	140,1	41,11
19	51,8	280,3	106,0	370,6	422,4	15,73
20	81,0	236,5	29,0	258,2	339,3	7,30

21	46,0	341,6	41,9	311,2	357,2	72,36
22	238,6	359,2	109,4	448,5	687,1	20,07

Tabla 3.12 Resumen de las pérdidas.

Resumen de Pérdidas en unidades			
Distribución		Otras	Totales
ΔE líneas	ΔE transf	ΔE	ΔE
MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año
1769,1	4661,2	643,0	7073,3
Resumen de Pérdidas en %			
Distribución		Otras	Totales
ΔE líneas	ΔE transf	ΔE	ΔE
%	%	%	%
0,69	1,82	0,25	2,76

3.7 Comparación de los resultados.

Tabla 3.13 Tabla comparativa.

Antes	Después	Disminución de pérdidas
Totales	Totales	
ΔE	ΔE	ΔE
MWh/año	MWh/año	MWh/año
11687,1	7073,3	4613,8
Totales	Totales	Totales
ΔE	ΔE	ΔE
%	%	%
4,56	2,76	1,80

Con los valores del antes y después se puede observar la mejora que supone el acomodo de carga para el caso de la mejora de las pérdidas técnicas, todo esto con la adición de la mejora en operatividad para el sistema hacen del proyecto una mejora considerable al esquema de distribución primaria de la ciudad de Holguín.

3.8 Valoración económica del esquema de operación

Antes de determinar la repercusión económica que traería consigo el acomodo de carga en los circuitos es necesario explicar que con el desarrollo del sistema de perfeccionamiento empresarial en la Unión Nacional Eléctrica, cada OBE provincial desarrollará el sistema de compra y venta del producto que comercia. Lo que obliga a un mayor control de la energía por lo que la reducción de las pérdidas es una tarea esencial.

Los criterios más utilizados o escogidos son:

VAN - Valor Actual Neto.

B / C - Relación Beneficio / Costo.

TIR - Tasa Interna de Retorno.

Donde el VAN expresa que una inversión es rentable solo si el valor actual del flujo de ingresos es mayor que el valor actual del flujo de egresos, tanto uno como otro se actualizan a la misma tasa de actualización, en otras palabras la inversión es rentable sólo si los beneficios actualizados superan a los costos actualizados, es decir, si la diferencia entre ellos es mayor que cero.

El TIR económicamente es el porcentaje o tasa de interés ganado sobre el saldo no recuperado de una inversión. O sea es la rentabilidad que se obtiene sobre el capital invertido mientras está invertido (el que aún no sea devuelto o reembolsado), tras permitir el reembolso parcial inicial, es decir, es la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, en forma tal que al final de la vida útil de la inversión el saldo no recuperado sea igual a cero.

Para que la inversión sea rentable:

El Valor Actual Neto (VAN), tiene que ser mayor que cero ($VAN > 0$), pues indica que los beneficios actualizados son mayores que los costos actualizados.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) tiene que ser mayor que la tasa de descuento que en este caso, es 16%, aunque puede sufrir variaciones según la actividad realizada, esto garantiza que los beneficios actualizados son mayores que los costos actualizados.

Finalmente, otro de los índices fundamentales es la relación beneficio-costos (B/C), el cual mientras sea mayor que uno, indica que los ingresos siempre son mayores que los egresos.

Por lo antes explicado se conoce que para el país y la UNE en particular, servir 1MWh en las barras de subtransmisión tiene un costo total de 147.00\$ en MLC; solo teniendo en cuenta el costo de la generación de electricidad por conceptos del costo del combustible y la transportación de este. Por lo tanto, tomando los resultados del trabajo, se obtiene que:

Pérdidas de Energía del esquema actual = 11687.1 MWh/ año

Pérdidas de Energía del esquema propuesto = 7073.3MWh/ año

Energía recuperada = E pérd.esquema actual - E pérd. Esquema óptimo

Energía recuperada = 4613.8MWh/ año

Lo que representa para el país y para la empresa, en el momento que se comience a comprar la energía en las barras de subtransmisión, el ahorro de:

Ahorro en MLC al año = \$ 632093

Ahorro este que como ya hemos explicado se obtiene con solo aplicar medidas operativas que traen consigo la operación más eficiente y con mayor calidad del servicio en el Sistema de subtransmisión.

Para este proyecto no se tuvieron en cuenta inversiones debido a que las mejoras se logran con la reubicación de elementos propios del sistema; teniendo en cuenta esto el costo del proyecto es asumido por la movilización de dos brigadas de líneas las cuales realizarán los trabajos pertinentes.

Estos costos se derivan de los gastos de salarios de los linieros y el gasto de combustible de los carros de línea.

- Gastos de salarios: \$ 6250 MN.
- Gastos de combustible: \$ 57.5 MLC.

Este proyecto presenta una viabilidad económica elevada al no invertir en recursos materiales, sino que se vé como un caso de disciplina tecnológica.

CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

1. Se logra disminuir en 1.8 % las pérdidas técnicas, con lo que se recuperan 4613.8 MWh/ año.

CONCLUSIONES GENERALES

1. Se logra el balance entre las cargas de los circuitos.
2. Con el estudio realizado se aumentó la disponibilidad en transferencia de carga entre circuitos.
3. Se logra disminuir en 1.8 % las pérdidas técnicas, con lo que se recuperan 4613.8 MWh/ año.

RECOMENDACIONES

1. Ampliar el estudio para una nueva subestación de 110 kV atendiendo a la cargabilidad de las subestaciones existentes por sus dificultades de transferencia de cargas en horario pico.
2. Usar este trabajo como material de ayuda para realizar otros trabajos.

BIBLIOGRAFIA

1. Álvarez Arencibia Dayron, Nolan Peters Doliva: Trabajo de Diploma, universidad de Oriente, 2004.
2. Barrio Francisco, Lages Santiago, Sierra Eduardo, Diagnóstico del estado técnico de las líneas aéreas de Distribución, Conferencia Internacional FIE 2008.
3. Benticuabas Cuevas Eliazar, De la Fé Dotres Sergio, reconfiguración de las redes de distribución de la ciudad de Guantánamo, Conferencia Internacional FIE 2008.
4. Billinton, R.; Jhonnnavithula, S.; Optimal Switching Device Placement in radial Distribution System, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, No. 3, July 1996.
5. Carralero Peña, Jorge Luís, Estudio de desarrollo del sistema de distribución de la ciudad de Holguín, 2007 - 2011.
6. C. Cañizares "Voltage Stability Assessment: Concepts Practices and Tools" IEEE/ PES 2001.
7. Casas Leonardo: Sistemas Electroenergéticos, tomo 1 y 2; 1982. Editorial Pueblo y Educación.
8. Código: DN-IO01. Instrucción sobre el método de cálculo de Afectaciones al consumo en los Despachos Provinciales y el despacho Nacional de carga, Febrero 2009.
9. De la Cruz, José Luís, Programa de Análisis de Distribución de Energía Eléctrica (PADEE), 2009.
10. De la Fe, Sergio: Trabajo de Diploma, Universidad de Oriente, 2008.
11. De la Fé, Sergio, Barrero Formigo, Dunia, Cervantes Oliva, Janette, Optimización de Sistemas Eléctricos, Santiago de Cuba, 2004.
12. García Sánchez Zaid, Boza Valerino Juan G, Métodos para el estudio de la estabilidad de voltaje en redes de distribución, Conferencia internacional FIE, 2008.
13. González Pérez, Elizabet: Trabajo de Diploma, Universidad de Holguín,

2011.

14. González Sánchez, MsC. Zaid.; Manual para las aplicaciones docentes del PSX, Universidad de Villa Clara, Febrero 2003.
15. Granada, Mauricio, Reducción de Pérdidas Técnicas Utilizando Medidas Correlativas por Etapas, Revista Scientia Et Técnica, Universidad de Pamplona, v1; 2006.
16. Greco, Daniel, Cálculos de confiabilidad en la planificación de la expansión de sistemas de mediana tensión, Universidad Nacional de San Juan, Facultad de Ingeniería, Instituto de Energía Eléctrica, Curso de Postgrado, 2005.
17. La Torre Gerardo, Angarita Jorge, Análisis de Métodos Heurísticos de Reconfiguración de Sistemas de Distribución, UIS, 2007.
18. Los regímenes de operación de los sistemas energéticos. I. M. Marcovich.
19. M.H.J. Bollen, Understanding Power Quality Problems Voltage Sags and interruptions, IEEE Press, USA, 2000.
20. Pérez Rodríguez, Idelmis.; Pérez Rojas, Ariel, Comportamiento de las pérdidas en San Andrés, Holguín, Conferencia Internacional FIE, 2008.
21. Prieto Rodríguez, Javier: Trabajo de Diploma, Universidad de Moa, 2000.

ANEXOS

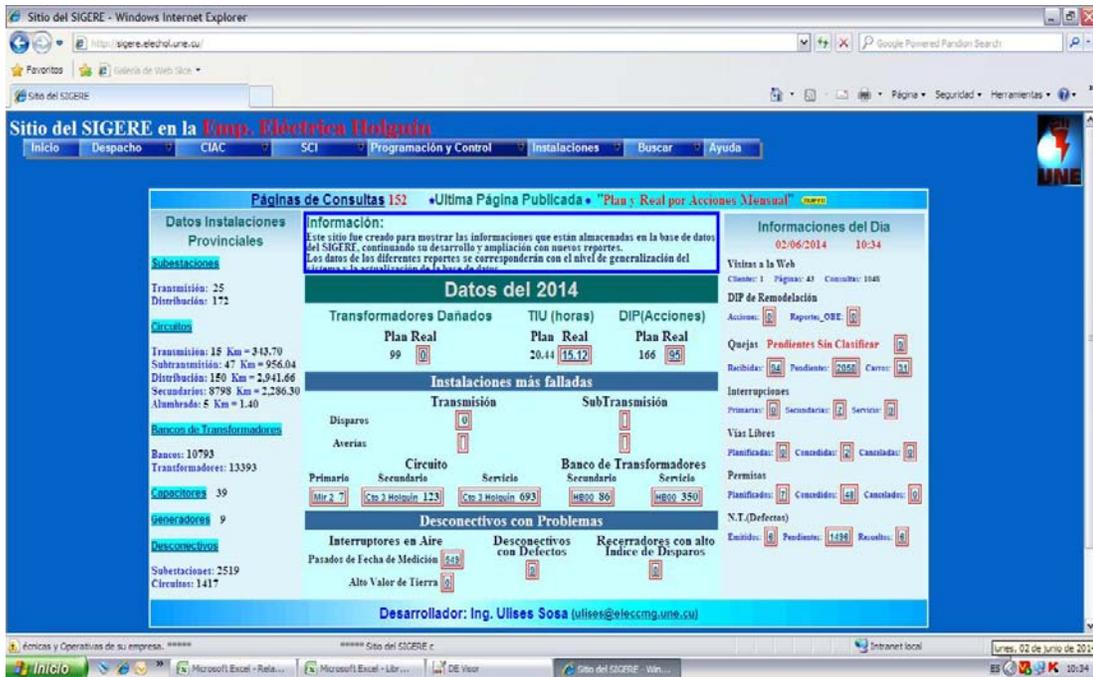
ANEXO # 1 DEMANDA PROMEDIO DE POTENCIA ACTIVA (P) POR CIRCUITOS EN UN DÍA TÍPICO.

Horas	Cto 1	Cto 2	Cto 3	Cto AP	Cto 11	Cto 12	Cto 13	Cto 14	Cto 15	Cto 16	Cto 17	Cto 19	Cto 20	Cto 21	Cto 22
1:00	2,4	2,2	3,6	2,1	1,7	1	0,4	2,1	0,7	1,6	1,6	2,3	1,1	1,3	1,3
2:00	2,2	2	3,4	1,9	1,6	0,9	0,4	2	0,6	1,5	1,5	2,2	1	1,2	1,2
3:00	2,1	1,9	3,2	1,8	1,6	0,8	0,3	1,9	0,6	1,4	1,5	2,1	0,9	1,1	1,1
4:00	2,1	1,9	3,2	1,8	1,5	0,8	0,3	1,9	0,6	1,4	1,5	2	0,9	1,1	1,1
5:00	2,2	1,9	3,2	1,9	1,6	0,8	0,3	2	0,6	1,5	1,5	2,1	0,9	1,1	1,1
6:00	2,8	2,1	4,1	2,4	2,2	1	0,4	2,5	0,8	1,9	1,8	2,6	1,2	1,4	1,4
7:00	3,7	2,7	5,2	3,2	2,5	1,1	0,4	3,1	1	2,4	2	3,3	1,5	1,7	1,7
8:00	3,1	2,8	4,9	2,7	2,3	1,1	0,5	2,8	0,9	2,1	2,2	3,2	1,5	1,7	1,7
9:00	3	3,3	4,9	2,7	2,5	1,3	0,5	2,8	0,8	2,1	2,3	3,6	1,7	1,8	1,8
10:00	3	3,6	5,2	2,7	2,6	1,3	0,6	2,9	0,8	2,2	2,4	3,9	1,7	1,9	1,9
11:00	3,4	4	5,9	3	2,9	1,4	0,6	3,3	0,9	2,6	2,6	4,3	2	2,1	2,1
12:00	3,2	4,4	6,8	2,6	3,2	1,5	0,6	3,9	1,2	3	2,7	4,9	2,2	2,3	2,3
13:00	3,7	3,9	6	3,4	2,8	1,4	0,6	3,4	1	2,6	2,4	4,4	2	2,1	2,1
14:00	3,1	3,6	5	2,9	2,5	1,4	0,6	2,8	0,8	2,2	2,3	4	1,8	1,9	1,9
15:00	2,8	3,6	4,8	3	2,4	1,4	0,6	2,8	0,9	2,1	2,2	3,9	1,8	1,9	1,9
16:00	3,3	3,6	5,2	3,2	2,6	1,4	0,6	3	1	2,4	2,3	4	1,8	1,9	1,9
17:00	4	3,7	6	3,8	2,8	1,4	0,6	3,5	1,2	2,8	2,4	4,4	2	2,1	2,1
18:00	3,7	3,8	7	3,5	3,2	1,5	0,6	4,1	1,4	3,2	2,5	4,8	2,2	2,2	2,2
19:00	3,1	4	7,4	2,3	3,5	1,6	0,6	4,4	1,5	3,4	2,5	5	2,3	2,3	2,3
20:00	3,1	3,9	6,9	2	3,3	1,6	0,6	4,3	1,5	3,1	2,5	4,7	2,2	2,2	2,2
21:00	4	3,3	5,7	3,5	2,7	1,4	0,6	3,5	1,2	2,6	2,1	3,9	1,8	1,9	1,9
22:00	3,6	3,1	5,3	3,2	2,4	1,3	0,6	3,1	1	2,3	2	3,5	1,6	1,7	1,7
3:00	3,2	2,9	4,8	2,8	2,1	1,2	0,5	2,8	0,9	2	1,9	3,1	1,4	1,6	1,6
24:00	2,7	2,5	4,1	2,3	1,8	1	0,4	2,4	0,8	1,8	1,7	2,6	1,2	1,4	1,4

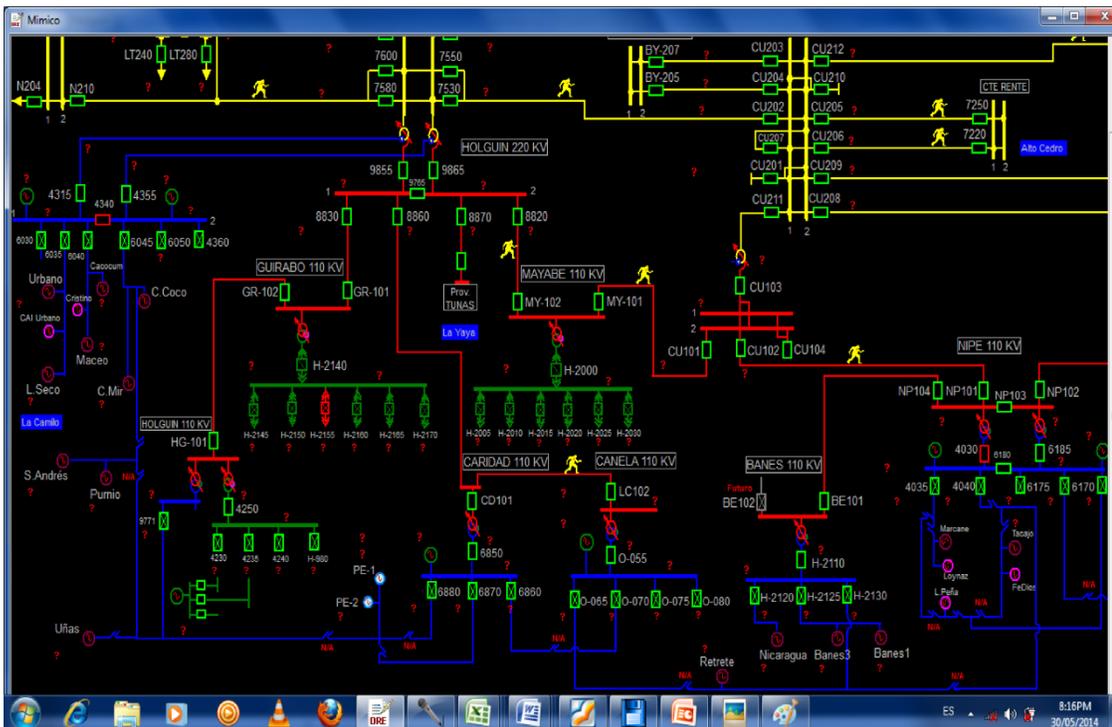
ANEXO # 2 DEMANDA PROMEDIO DE POTENCIA RESCTIVA (Q) POR CIRCUITOS EN UN DÍA TÍPICO.

Horas	Cto 1	Cto 2	Cto 3	Cto AP	Cto 11	Cto 12	Cto 13	Cto 14	Cto 15	Cto 16	Cto 17	Cto 19	Cto 20	Cto 21	Cto 22
1:00	1,3	1,1	2	1,2	0,9	0,4	0,2	1	0,3	0,8	0,8	1,2	0,5	0,6	1,3
2:00	1,2	1	1,8	1,1	0,9	0,4	0,2	1	0,3	0,8	0,7	1,2	0,5	0,6	1,3
3:00	1,2	1	1,8	1	0,9	0,3	0,2	1	0,3	0,8	0,7	1,1	0,5	0,6	1,3
4:00	1,2	1	1,8	1	0,9	0,3	0,2	0,9	0,3	0,7	0,7	1,1	0,5	0,6	1,3
5:00	1,2	1	1,7	1	0,9	0,3	0,2	0,9	0,3	0,7	0,8	1,1	0,5	0,6	1,3
6:00	1,2	1	1,8	1,1	1	0,4	0,2	1	0,3	0,8	0,8	1,2	0,5	0,6	1,3
7:00	1,4	1,1	2,1	1,2	1,1	0,4	0,2	1,1	0,4	0,9	0,8	1,3	0,6	0,7	1,4
8:00	1,3	1,2	2,1	1,2	1	0,5	0,2	1,1	0,3	0,9	1	1,4	0,6	0,7	1,5
9:00	1,3	1,4	2,2	1,3	1,1	0,5	0,2	1,1	0,3	0,9	1	1,5	0,7	0,7	1,6
10:00	1,3	1,5	2,3	1,4	1,1	0,6	0,2	1,2	0,3	1	1,1	1,6	0,7	0,7	1,6
11:00	1,3	1,5	2,4	1,4	1,2	0,6	0,2	1,2	0,4	1	1,1	1,6	0,7	0,8	1,7
12:00	1,2	1,5	2,4	1,2	1,2	0,6	0,2	1,2	0,4	1	1,1	1,7	0,7	0,8	1,6
13:00	1,4	1,5	2,4	1,4	1,1	0,6	0,2	1,2	0,4	1	1	1,6	0,7	0,8	1,6
14:00	1,4	1,5	2,3	1,4	1,1	0,6	0,2	1,2	0,3	1	1	1,6	0,7	0,8	1,6
15:00	1,3	1,5	2,3	1,4	1,1	0,6	0,2	1,2	0,4	0,9	1	1,6	0,7	0,7	1,7
16:00	1,4	1,5	2,3	1,4	1,1	0,6	0,2	1,2	0,4	1	1	1,6	0,7	0,7	1,5
17:00	1,4	1,4	2,4	1,4	1,1	0,6	0,2	1,2	0,4	1	0,9	1,6	0,7	0,8	1,5
18:00	1,3	1,4	2,6	1,4	1,1	0,6	0,3	1,3	0,4	1	0,8	1,6	0,7	0,8	1,5
19:00	1,3	1,5	2,8	1,1	1,2	0,6	0,3	1,4	0,5	1,1	0,8	1,7	0,8	0,8	1,7
20:00	1,6	1,7	3	1,4	1,3	0,6	0,3	1,6	0,5	1,2	0,9	1,9	0,9	0,9	1,8
21:00	2	1,6	3	1,9	1,3	0,6	0,3	1,6	0,5	1,2	0,9	1,9	0,9	0,9	1,8
22:00	1,9	1,6	2,8	1,8	1,2	0,6	0,3	1,5	0,5	1,1	0,9	1,8	0,8	0,8	1,7
23:00	1,7	1,4	2,6	1,6	1,1	0,5	0,3	1,4	0,5	1	0,9	1,6	0,7	0,8	1,6
24:00	1,5	1,3	2,2	1,3	1	0,4	0,2	1,2	0,4	0,9	0,9	1,4	0,6	0,7	1,4

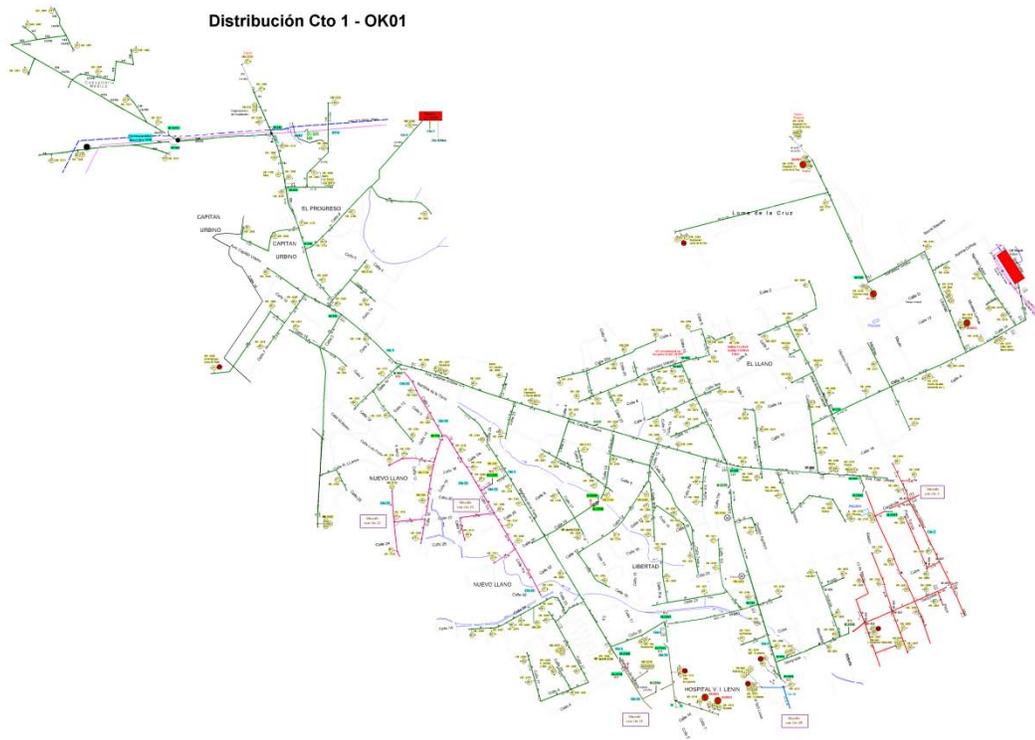
ANEXO # 3 FIGURAQUEMUESTRA LA BANDEJA DE ENTRADA DEL SOFTWARE SIGERE.



ANEXO # 4 FIGURAQUEMUESTRA AL SOFTWARE SIDRE.



ANEXO # 5 ESQUEMA MONOLINEAL DEL CIRCUITO 1

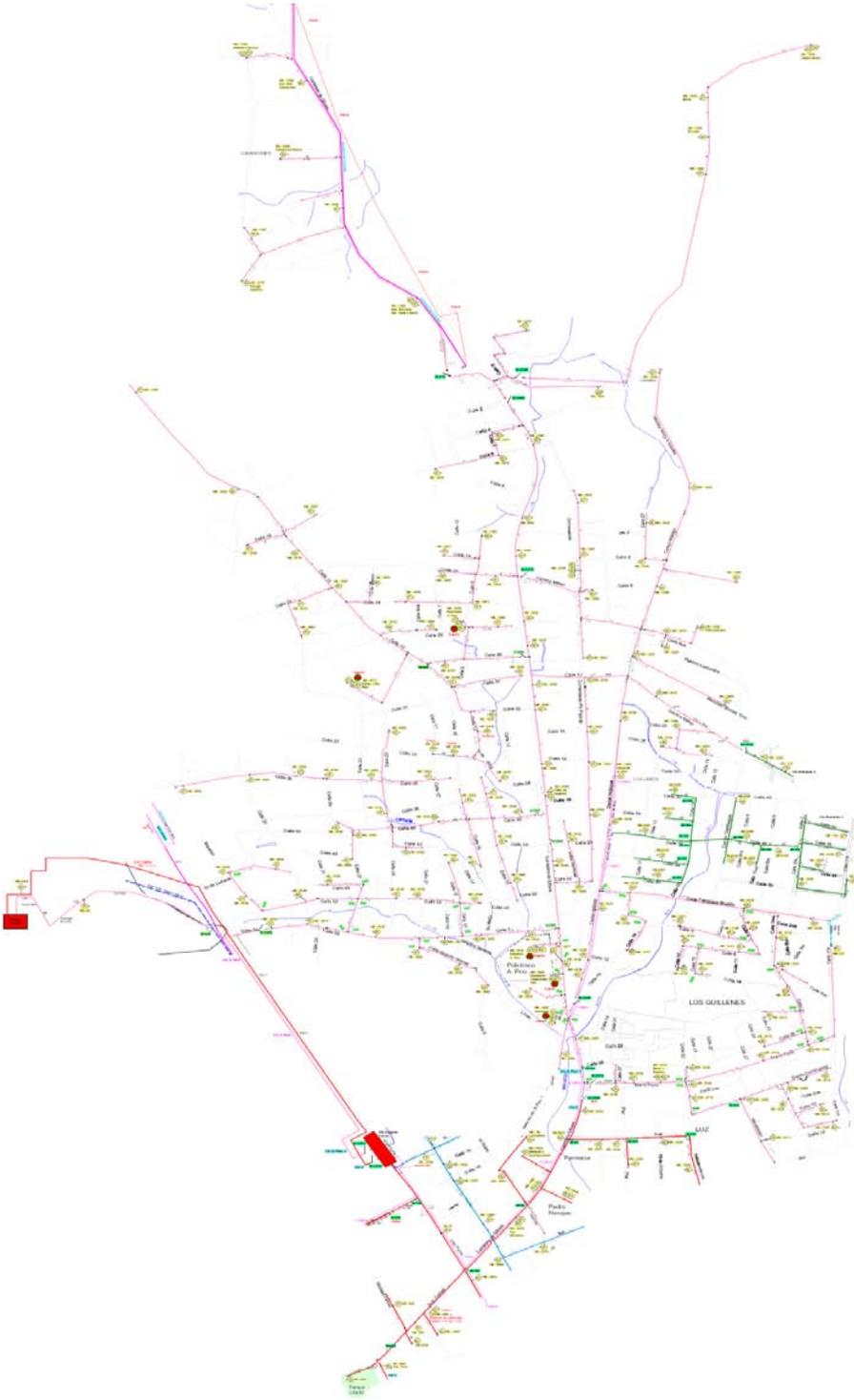


ANEXO # 7 ESQUEMA MONOLINEAL DEL CIRCUITO 3

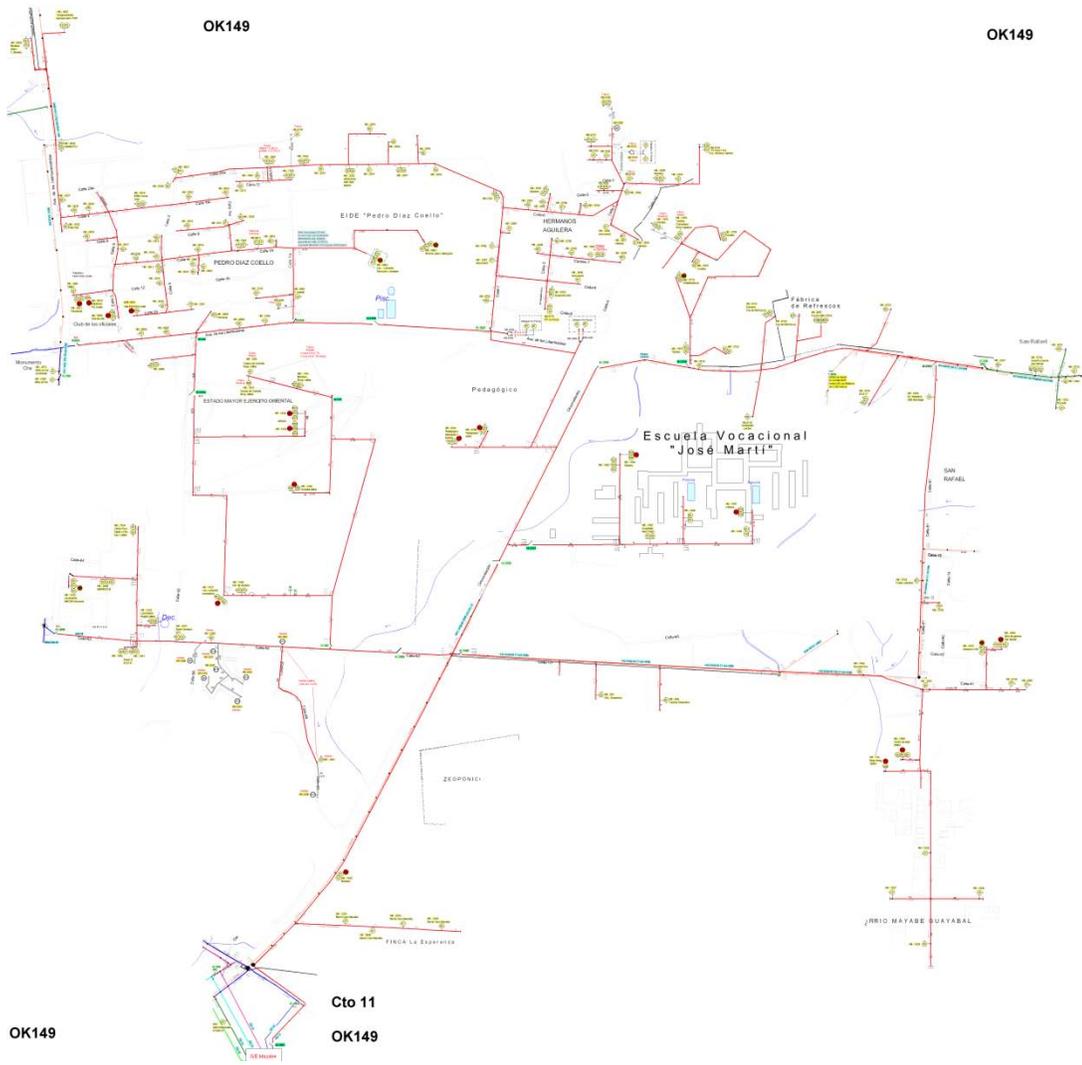


Cto 3
OK03

ANEXO # 8 ESQUEMA MONOLINEAL DEL CIRCUITO AP

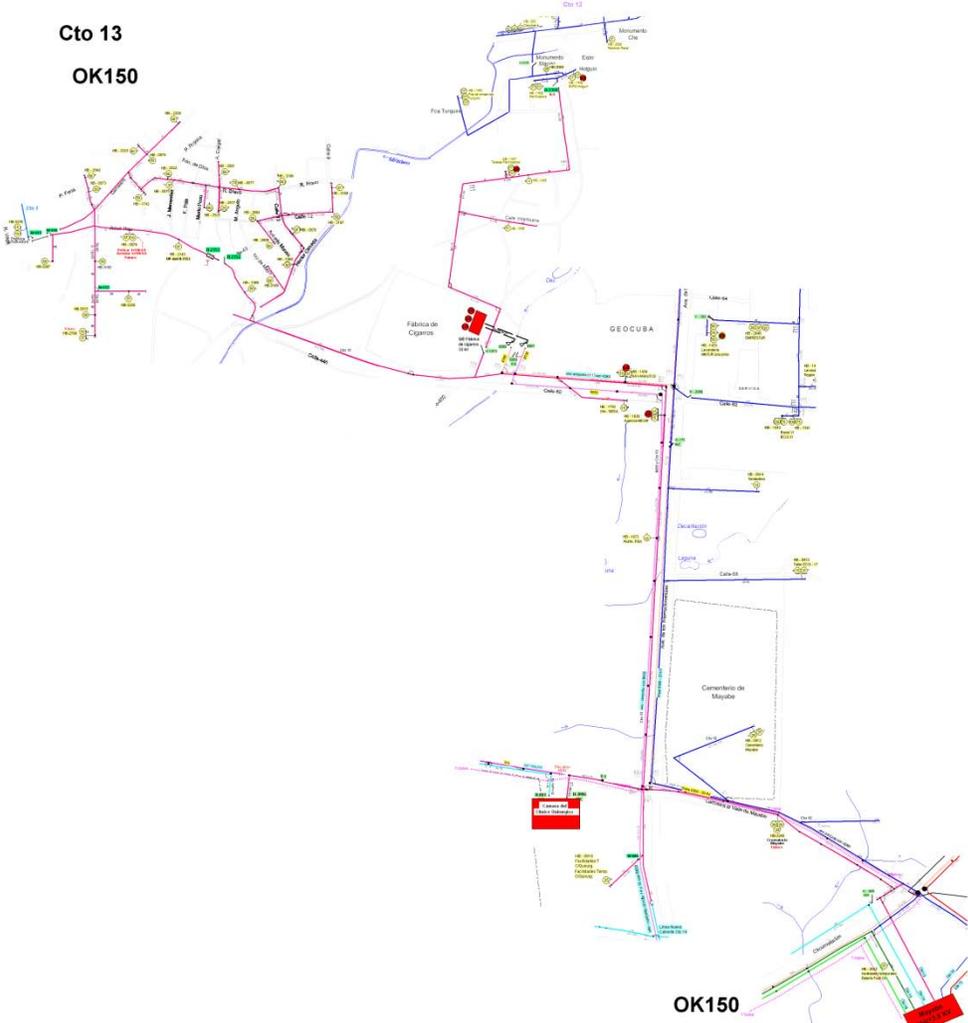


ANEXO # 9 ESQUEMA MONOLINEAL DEL CIRCUITO 11



ANEXO # 11 ESQUEMA MONOLINEAL DEL CIRCUITO 13

Cto 13
OK150

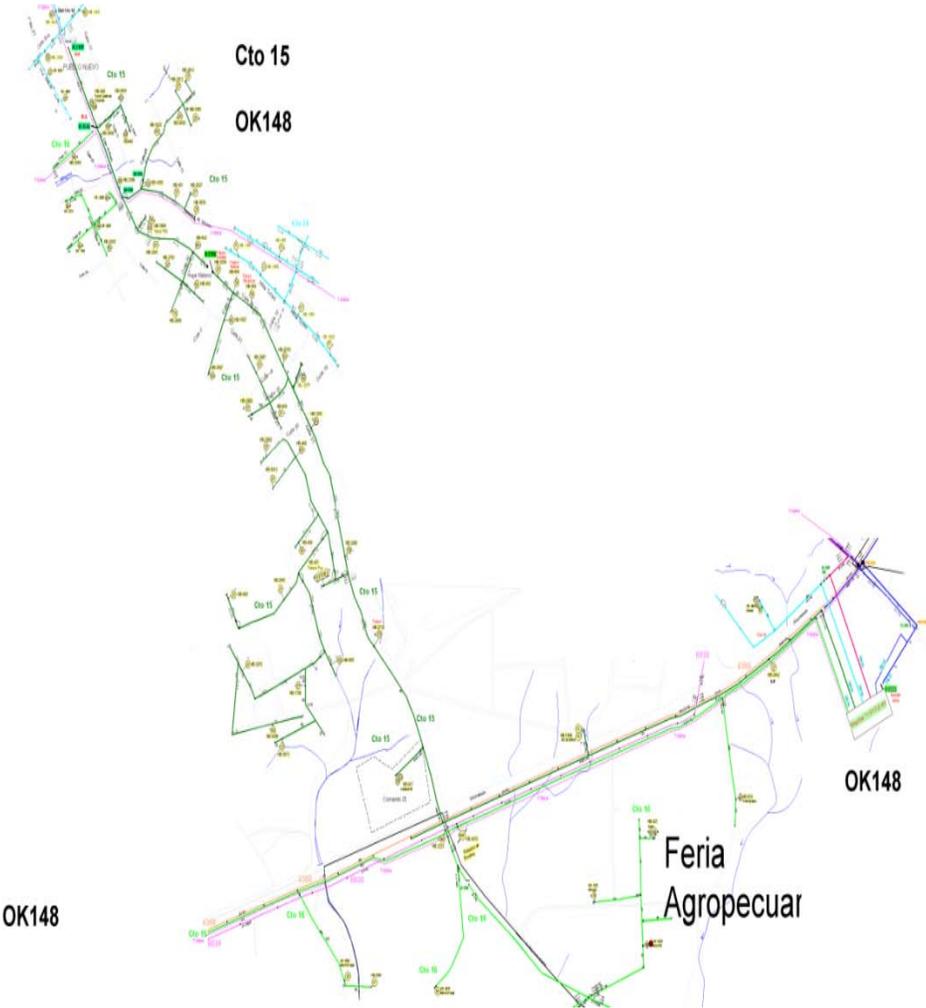


OK150

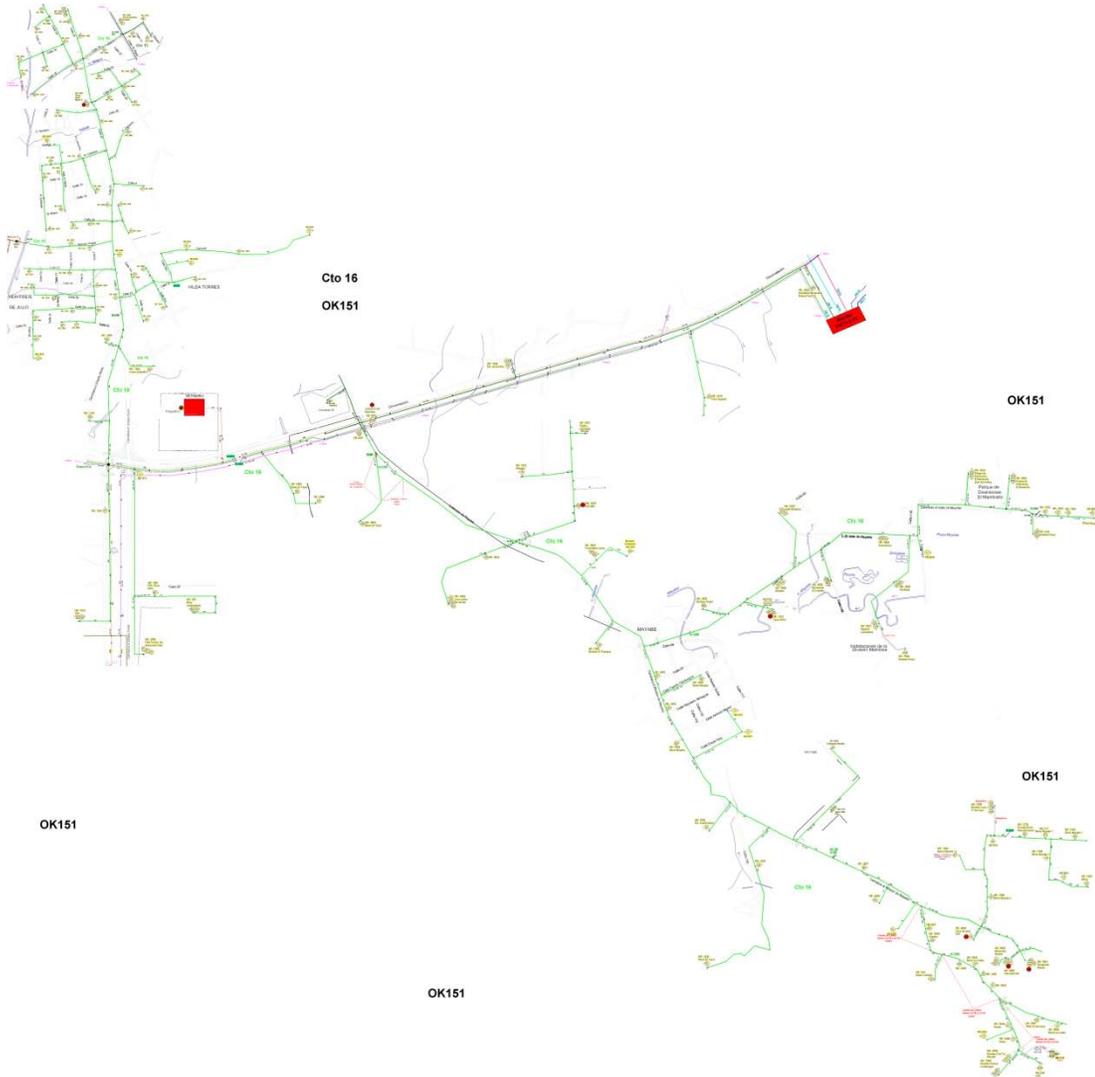
ANEXO # 12 ESQUEMA MONOLINEAL DEL CIRCUITO 14



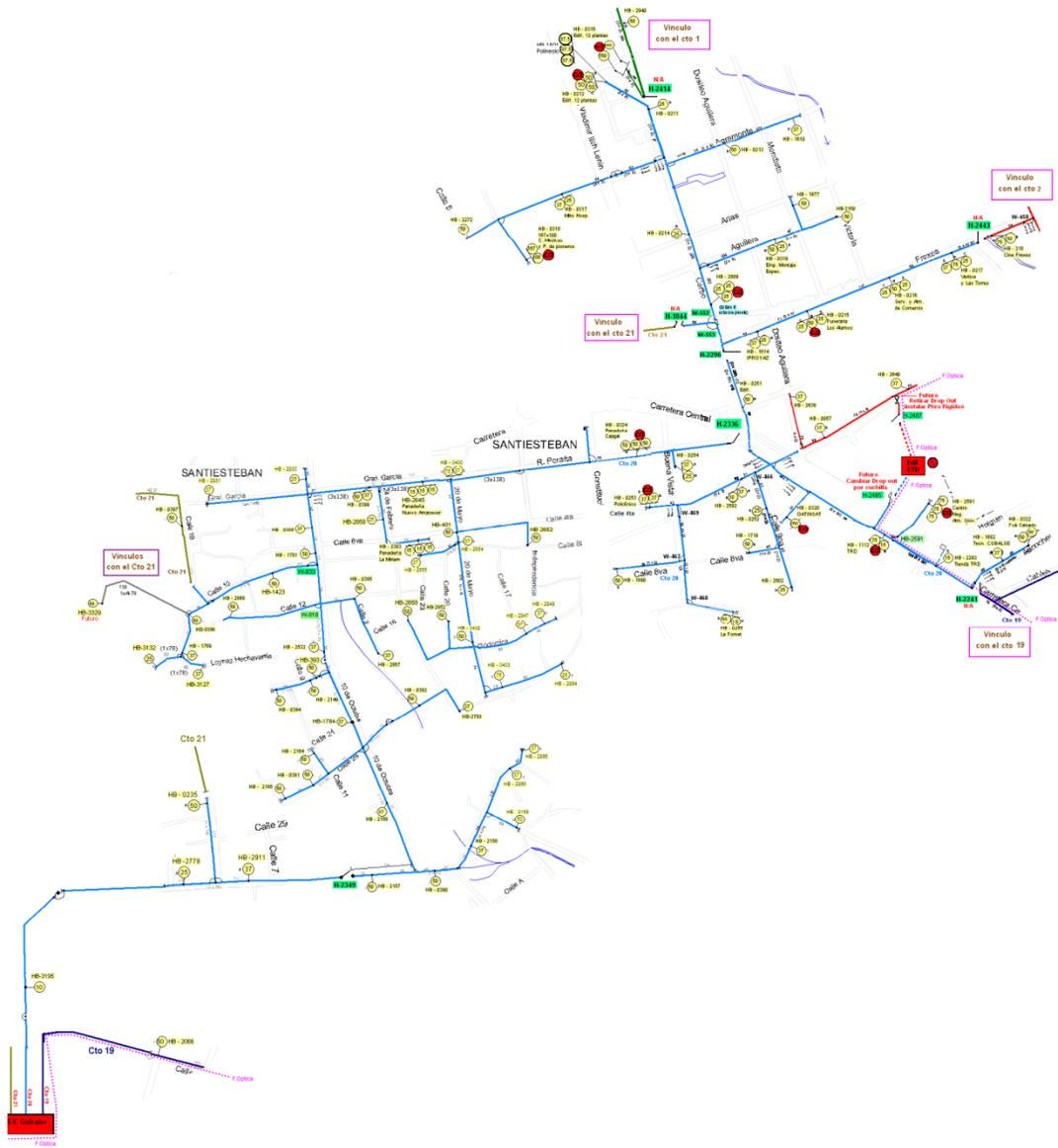
ANEXO # 13 ESQUEMA MONOLINEAL DEL CIRCUITO 15



ANEXO # 14 ESQUEMA MONOLINEAL DEL CIRCUITO 16



ANEXO # 17 ESQUEMA MONOLINEAL DEL CIRCUITO 20



ANEXO # 18 ESQUEMA MONOLINEAL DEL CIRCUITO 21

Dist Cto 21 OK166



ANEXO # 19 ESQUEMA MONOLINEAL DEL CIRCUITO 22

Dist Cto 22 OK167

