

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Estudio de Pérdidas de Energía en los Circuitos de
Distribución 1 y 2 de la Ciudad Santa Clara

Autor: Raidel González Martínez

Tutores: M. Sc. Luis Manuel Hidalgo Vega

M. Sc. Alberto Andrés Limonte Ruiz

Santa Clara junio 2020
Copyright©UCLV

, Mes y Año

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

TRABAJO DE DIPLOMA

Title: Electric Energy Losses Study in Santa Clara City
Distribution Circuits 1 and 2

Thesis Director M. Sc. Luis Manuel Hidalgo Vega

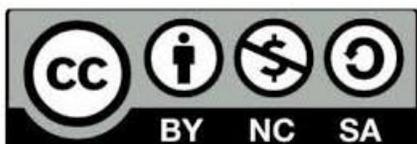
M. Sc. Alberto Andrés Limonte Ruiz

Santa Clara
Copyright©UCLV

Este documento es Propiedad Patrimonial de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, y se encuentra depositado en los fondos de la Biblioteca Universitaria “Chiqui Gómez Lubian” subordinada a la Dirección de Información Científico Técnica de la mencionada casa de altos estudios.

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

Atribución- No Comercial- Compartir Igual



Para cualquier información contacte con:

Dirección de Información Científico Técnica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Carretera a Camajuaní. Km 5½. Santa Clara. Villa Clara. Cuba. CP. 54 830

Teléfonos.: +53 01 42281503-1419

RESUMEN

El presente trabajo muestra el análisis de los circuitos 1 y 2 de distribución primaria de la ciudad Santa Clara, específicamente en la subestación (S/E) Santa Clara 33kV/4kV. Se seleccionó esta S/E porque en ella se incumplen los estándares de pérdidas eléctricas establecido por la Unión Nacional Eléctrica (UNE), como organismo rector de la explotación de estas redes en Cuba. Para su realización se recopiló toda la información referente a las características físicas, eléctricas y topológicas de los circuitos implicados, se simuló en el software RADIAL los circuitos y se realizaron estudios de flujo de potencia respectivamente. Se calcularon las pérdidas por conceptos de cada circuito para analizar el nivel de incumplimiento de las normas de la UNE. Se acometieron acciones de reducción de pérdidas técnicas por el alto incumplimiento de estos parámetros, evaluando la eficiencia de cada circuito a través de las corridas de flujo simuladas y se propusieron medidas de control para las no técnicas o comerciales debido a que sus estándares están próximos a las normas establecidas por la UNE. Además, se calculó el ahorro de combustible para la generación de esta energía y su equivalente monetario con valor aproximado a los 108772,06 USD representando ambientalmente en la reducción de 1533,38 toneladas en un año de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

ÍNDICE

Contenido

INTRODUCCIÓN.....	7
CAPÍTULO 1 Pérdidas de energía en circuitos de distribución	12
1.1 Conformación de un sistema eléctrico de distribución	12
1.2 Topologías de red empleadas en los sistemas de distribución.	13
1.3 Pérdidas de Energía en la Distribución.....	15
1.3.1 Conceptos de las pérdidas técnicas y no técnica. Causas que la originan	16
1.3.2 Ecuaciones para la determinación de las pérdidas	20
1.4 Estudios de flujos de carga.....	22
1.5 Software más utilizado para el estudio de pérdidas	23
1.6 Vista Global.....	27
1.6.1 Generalidades de las pérdidas de energía en Latinoamérica.....	29
CAPÍTULO 2. Análisis de la situación existente en los circuitos y metodología para la evaluación de pérdidas	31
2.1 Características estructurales y topológicas de la red.....	31
2.2 Características estructurales de la red objeto de estudio.....	31
2.2.1 Características Estructurales del circuito 1 de Santa Clara	33
2.2.2. Características Estructurales del circuito 2 de Santa Clara.	35
2.3 Acciones más utilizadas para la reducción pérdidas técnicas en Cuba	37
2.3.1 Recomendaciones generales para reducción Pérdidas Técnicas o Comerciales. .	39
2.4 Metodología para la realización del estudio de red.....	40
2.5 Conclusiones Parciales	41
CAPÍTULO 3 Análisis de los resultados	44

3.1. Acciones de mejoras técnicas evaluadas.	44
3.1.1. Cambios de calibre en los conductores.....	44
3.1.2 Conversión de tensión, de 4.16 kV a 13.8 kV.	46
3.1.3 Evaluación de las acciones propuestas realizadas de manera conjunta para los dos circuitos.....	49
3.2 Valoración económica.	50
3.2.1 Datos iniciales para el análisis:	51
3.2.2 Resultados del ahorro económico.....	52
3.3 Impacto medio ambiental.	54
3.3.1 Resultado.	54
3.4 Conclusiones Parciales.	56
CONCLUSIONES.....	57
RECOMENDACIONES	58
BIBLIOGRAFÍA.....	59
ANEXOS.....	¡Error! Marcador no definido.

INTRODUCCIÓN

La importancia del uso de la energía eléctrica para la calidad de vida humana en la actualidad es bastante notoria y para ello las empresas o compañías eléctricas a nivel mundial desarrollan novedosas alternativas para lograr que este preciado servicio no se interrumpa por causas evitables y ante las causas inevitables como los fenómenos meteorológicos o accidentes, se adoptan las medidas pertinentes para disminuir el tiempo de averías.[1]

En Cuba, a través del Sistema Electro-energético Nacional (SEN) se garantiza la demanda eléctrica propia de cada cliente contratado. Diferentes unidades empresariales de base, pertenecientes a la Unión Eléctrica (UNE), son los responsables del monitoreo y estudio permanente de este sistema, atendiendo a que el crecimiento desmedido del consumo de energía eléctrica por encima de la capacidad que tiene el SEN para prestar el servicio, provocaría los déficits de energía o apagones, que por nuestros días han sido solucionados.

Atendiendo a todo lo anterior, en el VI Congreso del Partido Comunista de Cuba (PCC), realizado en 2011, donde se aprobaron los lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución para actualizar el modelo económico cubano, se aprobó como parte de la Política Energética el lineamiento número 245 “Proseguir el programa de rehabilitación y modernización de redes y subestaciones eléctricas, de eliminación de zonas de bajo voltaje, logrando los ahorros planificados por disminución de las pérdidas en la distribución y transmisión de energía eléctrica (...)”. Porque no se trata solamente de generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica, sino de hacerlo de manera eficiente, cumpliendo con los parámetros eléctricos necesarios y los indicadores fundamentales de calidad establecidos, como las pérdidas de energía permisibles. [2]

La Unión Nacional Eléctrica (UNE) ha comenzado desde el año 2000 un programa de reducción de pérdidas con mejoras en las redes, con el objetivo de reducirlas a un 10%. Según análisis se ha demostrado que es mejor recuperar un kW de pérdidas haciendo mejoras, que no generarlo a partir de otras fuentes. En la actualidad se acometen innumerables planes para reducir las pérdidas de energía, las cuales son un reflejo fiel del estado tecnológico de cualquier sistema electroenergético. La sociedad actual ha activado

organizaciones y fondos con vista a la reducción de este importante indicador de la calidad de la energía. Estas organizaciones les facilitarían créditos a los países interesados en reducir sus pérdidas de energía. Las celebraciones de fórums y eventos internacionales de las organizaciones vanguardias en este tema (IEEE, SIEMENS, OLADE, entre otras) hacen posible un mejor entendimiento de la panorámica mundial de las pérdidas de energía proponen métodos para dar soluciones a las problemáticas referidas al tema. Debido al alto costo de la energía eléctrica en los momentos actuales, se impone cualquier medio que permita ahorrarla y aprovecharla óptimamente, lo que puede traducirse en disminución de pérdidas y mejora del factor de potencia. Ello requiere la búsqueda de nuevos métodos que sean eficientes y económicamente justificables. Para satisfacer la demanda y como parte de los trabajos de rehabilitación de la red de distribución se desea realizar un estudio minucioso de los circuitos encaminado a dar solución a los problemas existentes. Para esto se requiere de parámetros tales como: los niveles de demanda, el factor de carga y las características de los consumidores. En cuanto al tema que se aborda en este trabajo, cabe mencionar la influencia que han tenido los programas energéticos en el ahorro de energía y con ello a la reducción de las pérdidas de energía. Este aspecto constituye en la actualidad una prioridad de la Organización Básica Eléctrica (OBE) Villa Clara debido al ahorro de energía y de recursos que se producirá.[3]

Situación problémica:

Los circuitos de distribución presentes en el municipio de Santa Clara buscan soluciones internas para reducir sus pérdidas de las cuales se han establecido metodologías para caracterizar estas pérdidas, así como la posibilidad de reducir este indicador negativo

Problema de la investigación:

¿Qué posibilidades existen de reducir las pérdidas de energía eléctrica en circuitos de distribución de la subestación Santa Clara 33kV para ayudar social y económicamente al municipio?

Objeto de estudio:

Circuitos 1 y 2 de la Subestación Santa Clara 33kV

Objetivo general:

Evaluar las pérdidas de energía técnicas y no técnicas en circuitos de distribución primaria de la red objeto de estudio, mediante el empleo de software y de cálculos realizados, así como el impacto que traería reducir este indicador, teniendo como punto de partida los datos de la S/E registrados por el Despacho Provincial de Villa Clara, para proponer acciones que ayuden a reducir las pérdidas y tengan un impacto socioeconómico en el municipio.

Objetivos específicos:

1. Establecer el marco teórico-conceptual sobre las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica en la distribución y los métodos existentes para su evaluación.
2. Describir la situación actual de las pérdidas en el municipio y las herramientas que van a usar.
3. Calcular y analizar los resultados de las pérdidas técnicas y no técnicas obtenidos mediante métodos matemáticos y herramientas de simulación.
4. Proponer medidas y acciones para la reducción de las pérdidas acorde con las deficiencias de la red objeto de estudio.
5. Estimar la repercusión socioeconómica de las acciones propuestas

Tareas de la Investigación:

1. Búsqueda y análisis de la información bibliográfica relacionada con las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución y las metodologías para su evaluación.
2. Actualización de los circuitos seleccionados para el estudio
3. Estudio del software Radial
4. Simulación de los circuitos seleccionados con la ayuda de software como el Radial y otros específicos empleados por la OBE
5. Análisis de las pérdidas con los resultados obtenidos con el software y cálculos realizados a partir de las mediciones del Despacho Provincial para su reducción
6. Escritura del trabajo.

Conveniencia:

El trabajo servirá para poder emprender acciones más precisas a fin de poder controlar los indicadores de pérdidas normados para los circuitos o subestaciones analizadas, lo que redundará en un incremento del ahorro y la eficiencia energética de la distribución, y en general de todos los componentes del SEN, lo que además favorece la estimulación de los trabajadores de la OBE Villa Clara

Relevancia social:

El trabajo permitirá evaluar las pérdidas de energía técnicas y no técnicas en circuitos de distribución de la ciudad de Santa Clara y proponer medidas para su reducción, lo que redundará en un ahorro de energía eléctrica y por tanto de combustibles fósiles, lo que contribuye a la tarea "Vida" y por lo tanto es beneficioso para la sociedad santaclareña en particular y del país en general, además contribuirá a la mejora del nivel de vida de los trabajadores de la organización.

Implicaciones prácticas:

El trabajo contribuir a implementar una solución práctica al problema de la evaluación de las Pérdidas energía eléctrica técnicas y no técnicas en circuitos de distribución primaria, lo que permitirá a la Organización Básica Eléctrica de la provincia Villa Clara contar con un método para el análisis de las mismas sobre bases más rigurosas.

Valor teórico:

Muestra un resumen del panorama latinoamericano en cuanto a las pérdidas. Su implementación no es solo regional, es aplicable para cualquier red de características similares. Brinda motivación para el análisis de otras redes, buscando implementar otras acciones que proporcionen mayor beneficio. Aunque el método que se empleará, es resultado de investigaciones anteriores, es posible que su implementación aporte un cierto valor teórico, al análisis del comportamiento de las pérdidas de energía eléctrica técnicas y no técnicas

Utilidad metodológica:

Los resultados del trabajo pueden ser replicados en cualquier otro circuito de distribución para evaluar las pérdidas de energía eléctrica, y proponer medidas que contribuyan a su disminución y por tanto al incremento de la eficiencia energética de dichas instalaciones. Los mismos además pueden ser utilizados para la preparación del personal técnico que atiende esta esfera en los municipios de la provincia.

Estructura del trabajo

El trabajo escrito está estructurado en Introducción, tres capítulos, conclusiones y recomendaciones

En el capítulo primero se aborda el fundamento teórico de las Pérdidas en los circuitos de distribución a partir de una revisión bibliográfica del tema. En el mismo se describen las características físicas de dichos circuitos, el lugar que ocupan como componentes de un sistema eléctrico de potencia, la clasificación de las pérdidas de energía en técnicas y no técnicas, su origen y los métodos que se emplean internacionalmente para su evaluación, así como las características fundamentales del software a emplear.

En el capítulo segundo se describen las características estructurales y topológicas de los circuitos de distribución primaria analizados, las acciones más comúnmente empleadas para la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas en este tipo de redes y la metodología aplicada en el trabajo.

En el capítulo tercero se presenta el análisis de los resultados obtenidos con las propuestas de soluciones realizadas, básicamente el cambio de calibre de conductores en determinadas secciones y el cambio de tensión a un nivel superior de 13.8kV, por separado y de forma simultanea por último se evalúa el impacto medio ambiental de las mismas.

CAPÍTULO 1 Pérdidas de energía en circuitos de distribución

1.1 Conformación de un sistema eléctrico de distribución

Como elemento esencial de los SEP, las redes de distribución primaria son las instalaciones que operan a menos de 34.5 kV y tienen como función entregar la energía eléctrica a los transformadores de distribución asociados a las redes secundarias, que a su vez alimentan a los clientes. Se proyectan para que puedan, de forma fácil, evolucionar de modo que puedan ser ampliados progresivamente, con escasos cambios en las construcciones existentes tomando en cuenta ciertos principios económicos, con el fin de asegurar un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura al mínimo costo de operación. Estas redes constituyen, después de la generación, las que mayores inversiones requieren, y es aquí donde se producen las mayores pérdidas del proceso electroenergético. Las redes radiales son soterradas en las grandes ciudades, y aéreas en el resto de las instalaciones, son las más ampliamente usadas por su simplicidad y costo y recuerdan la estructura de un árbol ya que reciben la energía desde una sola fuente y la van “entregando” a los clientes a lo largo de su recorrido.

Cuando se requiere una mayor flexibilidad y continuidad del servicio es posible utilizar configuraciones más elaboradas y así surgen las redes en lazo o en malla, más costosas y menos utilizada [2][4]

El sistema de distribución es la parte del sistema de potencia encargada técnicamente de llevar la energía desde las subestaciones receptoras hasta los consumidores[1],[5] este a su vez está conformado por:

- a) Subestaciones receptoras secundarias: donde se transforma la energía recibida de las líneas de subtransmisión y dan origen a los circuitos de distribución primarios.
- b) Circuitos primarios: que recorren cada uno de los sectores urbanos y rurales suministrando potencia a los transformadores de distribución.
- c) Transformadores de distribución: se conectan a un circuito primario y suministran servicio a los consumidores conectados al circuito secundario.
- d) Circuito secundario: encargados de distribuir la energía a los clientes con bajas tensiones como 120/208 - 120/240 V y en general tensiones hasta 600 V.

Figura 1.1. Esquema básico de un circuito de distribución primaria tipo Radial.

Con este esquema se compromete la continuidad del servicio de los clientes alimentados, por ello, con el objetivo de elevarla, estos circuitos se diseñan con interconexiones que operan normalmente abiertas, con alimentadores de circuitos vecinos a fin de apoyarse mutuamente en casos de averías mediante el traspaso de cargas de unos a otros a través de la manipulación de interruptores adecuadamente instalados, que permiten realizar esta función conservando el carácter radial de los circuitos.

El esquema así formado permite el traspaso de cargas entre circuitos no solo en casos de emergencia, sino también para buscar la operación más ventajosa desde el punto de vista de las pérdidas y demás parámetros operativos. A estos posibles arreglos se les denomina reconfiguración.

b) El circuito en anillo o en forma de lazo, puede alimentar a los clientes por dos posibles caminos eléctricos como se representa en la figura 1.2, siendo efectivo uno solo de estos dos caminos. Posee como ventajas la distribución en redes radiales y además la posibilidad de alimentarse alternativamente de una fuente u otra. Ante situaciones de falla a través del empleo de interruptores automatizados, quedaría siempre fuera de servicio la zona en falla más pequeña posible y el resto de la línea en servicio.

c) Un circuito en forma de malla como muestra la figura 1.2, se caracteriza por tener dos o más de sus extremos alimentados, quedando estos puntos intercalados en el anillo y con ventajas como la continuidad de servicio y facilidad de mantenimiento, las desventajas son su complejidad en el diseño de las protecciones y la automatización. [1]

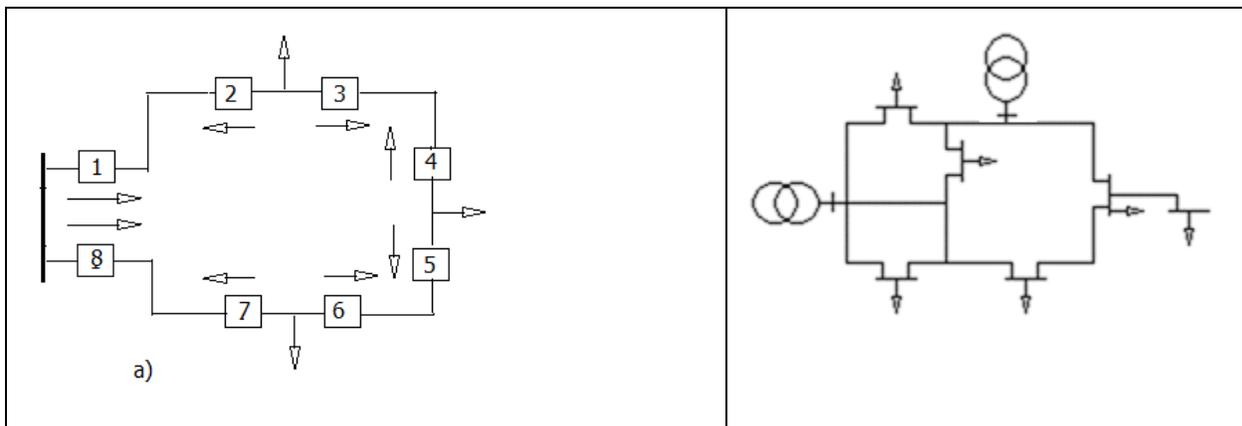


Figura 1.2. Esquemas básicos de circuitos de distribución primaria a) tipo Lazo y b) tipo Malla.

1.3 Pérdidas de Energía en la Distribución

Los Sistemas Eléctricos de potencia son los encargados de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Para su estudio se dividen en diferentes componentes que son:

- La Generación
- La Transmisión
- La Subtransmisión
- La distribución primaria
- La distribución secundaria.

En cada una de esas partes se producen las denominadas pérdidas que en forma genérica no son más que aquella parte de la energía que no se emplea en nada útil, principalmente debido a la producción de calor por efecto Joule (I^2R) y por otros efectos como es el caso de las denominadas pérdidas magnéticas ($Ph + e$) en las maquinas eléctricas, las pérdidas por efecto corona, etc. Otra forma de interpretar este concepto de pérdidas es que es energía que implica para el país un alto costo (las principales fuentes de generación en la actualidad son de las llamadas térmicas, que consumen combustibles fósiles que aun cuando el país emplea crudo nacional en un buen porcentaje, implica siempre importar una cantidad de dicho combustible, sin hablar ya de los costos de explotación y mantenimiento de dichas plantas

Una de las exigencias a las provincias y también a los municipios es el control del nivel de estas pérdidas, aspecto sumamente complejo dada la cantidad de variables involucradas, que van desde el buen estado técnico de los diferentes elementos (conductores, aisladores, transformadores, etc.) hasta la instrumentación requerida para la medición de las transferencias de energía entre diferentes puntos del sistema, pasando por componentes subjetivas como los errores o insuficiencias de los técnicos que se encargan de estos aspectos y el denominado “robo de energía” Por ello en la estimulación del personal que trabaja vinculado a esta área de la producción, transmisión y distribución su estimulación material depende del cumplimiento de los índices de pérdidas.

Las pérdidas de potencia y energía de un sistema de distribución dependen de la demanda que ésta debe suplir, por lo que la información debe ser correcta para obtener resultados más precisos. Para la estimación de la demanda es necesario la utilización de aparatos de medición, que permita llevar un registro de la información que se requiere para el estudio, los resultados obtenidos son los valores de corriente, voltaje, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva y energía. [3]

1.3.1 Conceptos de las pérdidas técnicas y no técnica. Causas que la originan

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

A modo de resumen se conoce como la energía que no puede ser utilizada de ninguna manera y cualquier medida que permita reducirlas representa un beneficio para la empresa y para la economía en general.

Estas pueden subdividirse, a su vez, en correspondencia con el tipo y las causas de origen. Según el tipo se puede considerar:

a) Pérdidas por transporte:

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

b) Pérdidas por transformación:

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

c) Pérdidas en las mediciones: son las que se producen en los equipos y aparatos de medición, incluidas las pérdidas en los transformadores de medición cuando la medición sea indirecta. Según la causa de origen:

- Pérdidas por efecto corona: Estas son sólo consideradas en los niveles de tensión elevados.
- Pérdidas por efecto Joule. Las ocasionadas por el paso de la corriente a través del conductor y la resistencia del mismo (I^2r).
- Pérdidas por corrientes parásitas o histéresis: Estas aparecen en los transformadores.[6]

Las pérdidas no técnicas o comerciales esta energía es consumida por los usuarios en alguna actividad, pero no se contabilizada en la facturación. Estas pérdidas demuestran la efectividad de los sistemas de facturación, la precisión de los equipos de medición de energía empleados, la capacidad en las empresas para cobrar por el servicio prestado, el nivel de las tarifas y de la calidad del servicio. Muy frecuentemente se torna difícil facturar toda la energía consumida debido a la incapacidad del sistema de facturación, así como detectar donde se producen los robos. Por otra parte, las pérdidas no técnicas representan energía que está siendo utilizada para algún fin, por lo cual la empresa no recibe pago alguno.

Desde un punto de vista macroeconómico esto no representa una pérdida real; sin embargo, para las finanzas de la empresa conlleva una carga real, la cual generalmente tiene que ser transferida a los clientes que sí pagan por el servicio de una energía eléctrica. El criterio más acertado para clasificar y evaluar estas pérdidas es la causa que la originan donde se agrupan las siguientes:

- a) Consumo de usuarios no suscriptores.

Comprende fundamentalmente la conexión directa de usuarios del servicio a una red sin haber suscrito un contrato o acuerdo con la empresa encargada de la distribución de energía. En este grupo se incluyen también aquellos usuarios que habiendo tenido un contrato con la empresa distribuidora son desconectados de la red y se vuelven a conectar a ésta sin autorización. Estos usuarios obviamente no tienen medición de energía consumida.

b) Pérdidas por fraude o hurto (por parte de suscriptores).

Comprende todos los casos en los cuales el usuario, siendo un suscriptor de la empresa distribuidora, altera el equipo de medición o toma directamente la energía. Las formas en que estas pueden manifestarse son:

- Puente de chequeo y calibración sueltos.
- Puente de chequeo y calibración aislados.
- Conexión invertida.
- Contador inclinado.
- Intercambio de una fase con el conductor neutro.
- Contador perforado.
- Freno del disco (para los contadores electromagnéticos) ya sea total o parcial y de cualquier manera como:
 - Alteración de sus órganos de ajuste de la máxima o de la mínima.
 - Utilizando limallas u otro objeto entre imanes.
 - Alterando la posición de la relojería logrando una mayor fricción.
- Línea interrumpida.
- Línea directa.
- Alteración de la bobina de potencial logrando un menor flujo de ésta.
- Alteración en el circuito de control de los metros electrónicos.

c) Pérdidas debido al fallo de la medición.

Las causas fundamentales que originan estas pérdidas son:

- Una mala conexión del metro contador de los transformadores de edición en caso que la medición sea indirecta.
- Transformadores de medición no adecuados, o sea, subempleados, en mal estado o sin protección.
- Error de calibración de los metros contadores debido a la obsolescencia, suciedad, mala manipulación, ineficiente reparación e interrupción del ciclo de verificación, poca capacidad.
- Errores en la medición.

d) Pérdidas por administración.

- Estas pérdidas corresponden a la energía no registrada por problema de gestión
- administrativa de la empresa (energía estimada) como son:
- Errores en la medición de los consumos (Errores de lectura).
- Errores en los procesos del registro de los consumos.
- Inadecuada información que produce errores y/o demoras en la facturación.
- Errores en la estimación de consumos en los casos en que por cualquier motivo ya sea tanto en consumidores o en algún punto de interés no es posible registrarlo con la medición.
- Errores y/o atrasos en los registros y censos de instalaciones de alumbrado público.
- Rebajas efectuadas al consumidor en kWh por causales, las cuales no requieren rebajar energía y si importe.
- Cargas eventuales: Son consumidores que aparecen, por ciertas circunstancias, en determinados lugares, por ejemplo: actos, celebraciones, fiestas populares, actividades culturales, lugares de construcción entre otros. En este caso no se le conecta equipo de medición y se le cobra una tarifa fija y en algunas ocasiones no se estima adecuadamente los kW y en otros casos se desconoce su existencia.
- Errores en la supervisión y en la introducción de datos, por ejemplo: la no aplicación de un factor de multiplicación en caso de metro contadores con equipo de medida o factor de multiplicación interno.

e) Pérdidas por los insumos de la empresa.

- Se entiende por consumo propio o insumo de la empresa a toda la energía que se consume en oficinas, talleres, subestaciones, etc., de la empresa y que no se contabiliza o se hace de forma incorrecta.[6]

1.3.2 Ecuaciones para la determinación de las pérdidas

Las pérdidas no técnicas se evalúan con la siguiente expresión:

$$E_{pnt} = E_s - E_r - E_{ap} - E_{pt} \quad (1.1)$$

Donde:

- E_{pnt} = Energía de Pérdidas no técnicas [kWh]
- E_s = Energía Suministrada al alimentador [kWh]
- E_{pt} = Energía de Pérdidas Técnicas Totales [kWh]
- E_r = Energía Registrada [kWh]
- E_{ap} = Energía consumida en Alumbrado Público [kWh]

El balance de energía se lo realiza para cada zona aplicando la siguiente expresión.

$$E_s = E_r + E_{ap} + E_{ptot} \quad (1.2)$$

Donde:

- E_s = Energía Suministrada [kWh]
- E_r = Energía Registrada [kWh]
- E_{ap} = Energía Consumida en Alumbrado Público [kWh]
- E_{ptot} = Energía de pérdidas totales [kWh]

Siendo: $E_{ptot} = E_{pt} + E_{pnt}$ (1.3)

Donde:

- E_{pt} = Energía de pérdidas técnicas
- E_{pnt} = Energía de pérdidas no técnicas [4]

Tabla 1.1. Niveles establecidos por la UNE para el control de pérdidas de energía

Pérdidas Técnicas por Secciones de Red	%
Líneas de 33 kV	0,80
Subestaciones de 33 kV	1,00
Líneas de distribución primaria	0,50
Transformadores de distribución primaria	1,50
Líneas secundarias	3,66
Acometidas	0,33
Metros Contadores	0,21
Sub Total Técnicas	8,00
Pérdidas No Técnicas en Distribución	2,00
TOTAL	10,00

Ventajas de aplicar cálculos matemáticos para la determinación de las pérdidas de energía:

- Requiere una menor cantidad de datos y mediciones de la red y de la demanda.
- Permiten asociar variaciones del nivel de pérdidas en función de la evolución de la red.
- Facilita la extrapolación del nivel de pérdidas en etapas de planificación conforme la red se modifica.
- Facilidad en el análisis global de resultados.

Desventajas de aplicar cálculos matemáticos para la determinación de las pérdidas de energía:

- El resultado final representa la globalidad de un conjunto de instalaciones, y no un valor preciso de cada instalación.

No es una metodología que representa la realidad de la red.[7]

1.4 Estudios de flujos de carga.

El primer análisis que se realiza de un sistema dado es el estudio de operación en estado estable o flujo de carga, que consiste en determinar las magnitudes de voltaje en cada barra, así como la transferencia de potencia por las líneas y sus pérdidas, tanto para los regímenes normales de operación como para las condiciones existentes con posterioridad a una avería o falla.

El crecimiento constante de la demanda, por otro lado, requiere un incremento continuo de la generación y la construcción de nuevas líneas que ocasionen cambios sustanciales en la configuración de la red existente. Estas nuevas plantas y líneas se instalan de acuerdo con los resultados obtenidos de los estudios de flujo de carga para las necesidades y condiciones futuras.

Los estudios de flujo de carga son de gran complejidad en cuanto al volumen de cálculo necesario para realizarlos, aún los más simples son prácticamente insolubles por métodos normales de cálculos. Esta realidad ha obligado a buscar medios que faciliten la solución de estos problemas.

Los modelos computarizados de los diferentes componentes de un sistema, proveen la base para el análisis del mismo sobre la base de la reducción de las pérdidas de potencia y energía (ver figura 1.3). Estos modelos fueron usados para llevar a cabo las siguientes funciones:

- a) Establecer metodologías para la separación de pérdidas técnicas en un sistema existente de otras demandas y energías no medidas tales como fraudes, contadores des calibrados y alimentación del servicio sin contador en cierta clase de usuarios.
- b) Establecer metodologías para evaluar las principales alternativas de reducción de pérdidas en un sistema existente tales como: control del factor de potencia, cambio de conductores, cambio en los niveles de voltaje.
- c) Establecer metodologías para inclusión de efectos de las pérdidas sobre los criterios de diseño y operación tales como: tamaño de conductores, uso de reguladores, carga inicial de equipos y niveles económicos de reemplazo.
- d) El objetivo principal de la creación de un modelo computarizado de un componente de un sistema eléctrico consiste en trasladar los parámetros físicos y eléctricos a forma digital. El modelo digital puede luego usarse para determinar las caídas de

voltaje probables, pérdidas y corrientes bajo una variedad de condiciones de simulación normal y de emergencia.

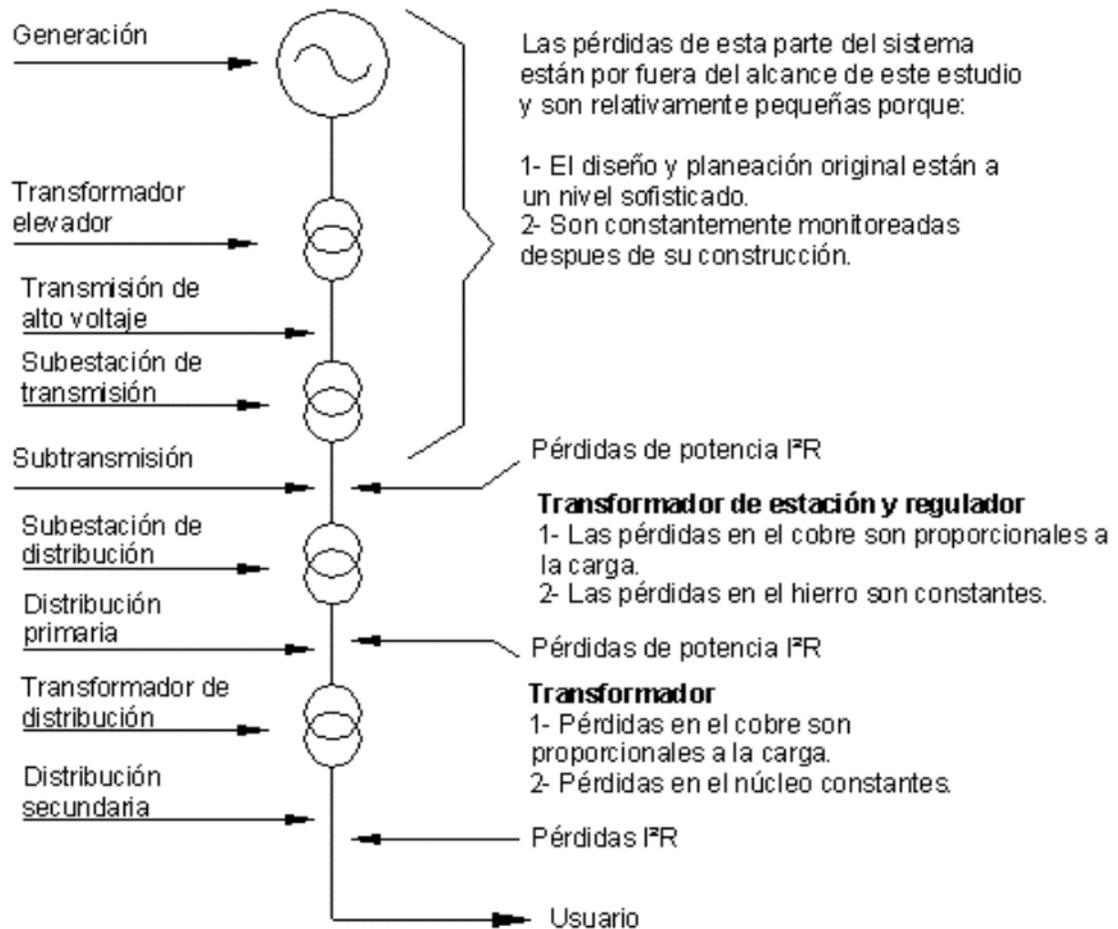


Figura 1.3. Localización de las pérdidas en el sistema. [2]

1.5 Software más utilizado para el estudio de pérdidas

Para el correcto análisis de los sistemas de distribución se necesita implementar los medios y equipos que nos proporcionen datos los más exactos posibles. Para ello todo ingeniero se apoya en programas de simulación muy poderoso, el cual se tiene noción del comportamiento de los sistemas de distribución así como su comportamiento al cambio de sus características eléctricas

EI 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 emplea técnicas de programación orientada a objetos y requiere para su ejecución configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC, y es actualmente el programa implementado por la Unión Eléctrica en sus organizaciones básicas eléctricas(OBEs), para realizar los estudios de flujo de potencia en las redes de distribución.

El sistema RADIAL está concebido para el estudio de circuitos radiales de distribución primaria o subtransmisión o para el análisis de áreas o zonas (varios circuitos) donde se realizan intercambios de carga o se modifican los puntos de alimentación de los circuitos, para lo cual se efectúan diversos cálculos con diferentes opciones a partir de la información propia de cada problema.

Los principales datos son:

- Conductores de Cu, Al con todas sus características.
- Estructuras donde se sustentan las líneas con sus dimensiones.
- Transformadores trifásicos y monofásicos con todas sus características.
- Gráficos horarios de las demandas de potencia activa y reactiva (residencial, industrial, etcétera).

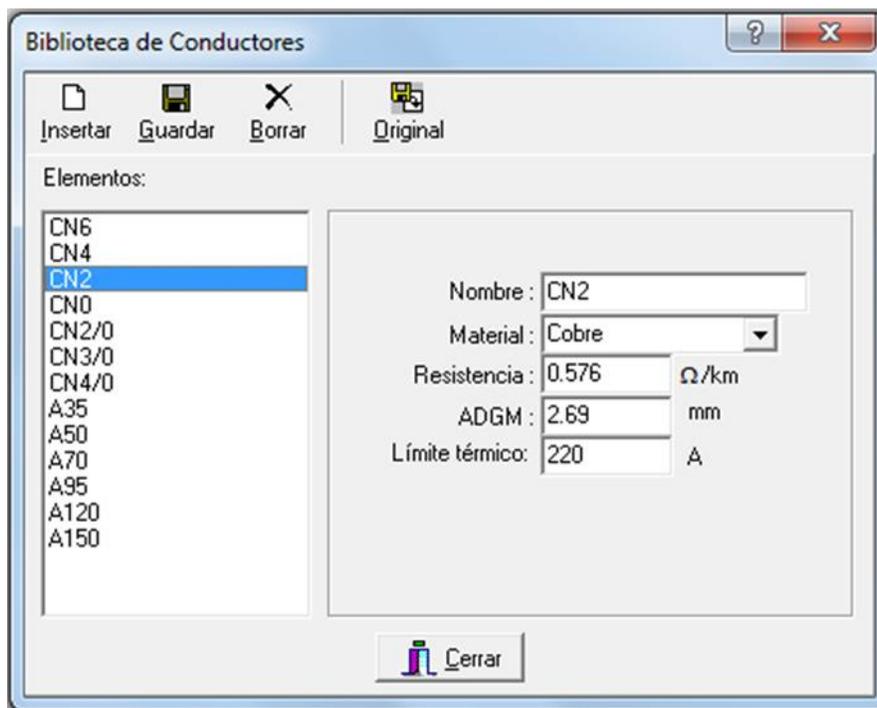


Figura 1.10. Biblioteca de Conductores del software RADIAL.

Datos operativos:

- Voltaje nominal y de operación.

Datos del circuito:

El sistema simula un editor gráfico que permite dibujar la configuración del circuito (ver figura 1.11), donde se le incorporan los datos del problema particular que se estudia como los que se muestran a continuación.

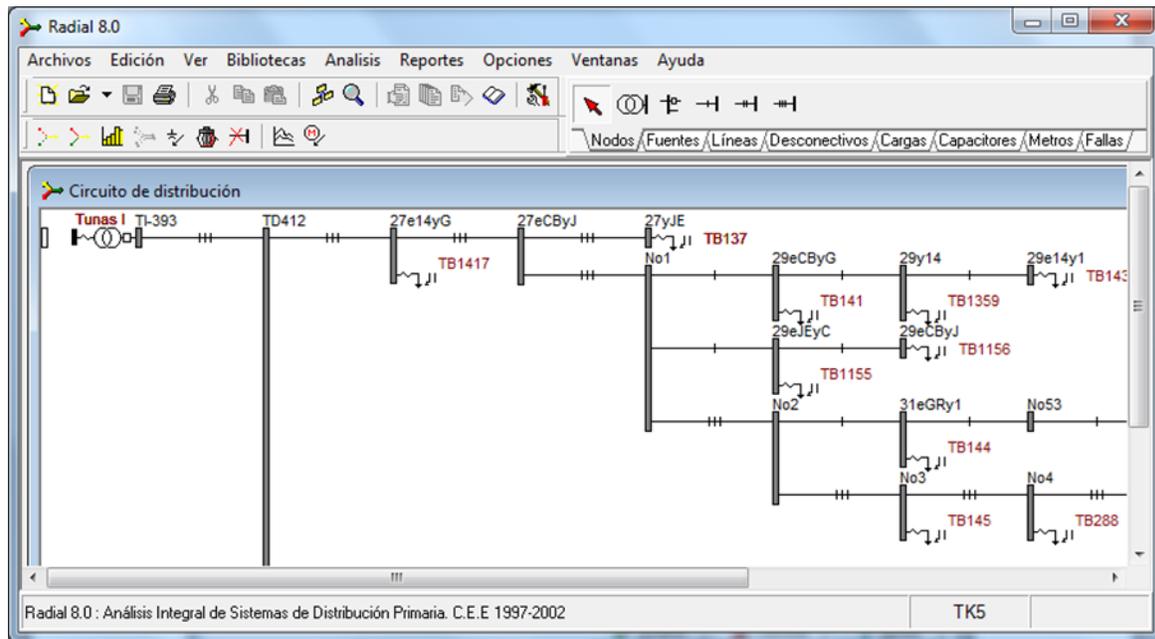


Figura 1.11. Editor gráfico del software RADIAL.

Datos para la configuración del circuito objeto de estudio:

- Líneas o tramos (número de fases, calibre, tipo de conductor, estructura y longitud).
- Cargas (conexión de banco de transformadores, demanda máxima de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga monofásica y trifásica en los casos que proceda).
- Condensadores (representados por reactancia constante)
- Fusibles y demás desconectivos.

- Generadores con gráficos horarios de potencia activa y reactiva (para los estudios de cogeneración).[2]

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

- Modelación de la red

Diagrama monolineal, calibres de los conductores, distancias de los tramos, separación entre fases, transformadores de distribución (pérdidas de hierro y % de resistencia y reactancia), fase a la que se conectan. Características de las cargas: gráficos horarios, composición de carga monofásica y trifásica, transformadores a los que se han conectado.

- Corrida del flujo trifásico.
- Con las pérdidas de potencia y las horas equivalentes (ecuación 1) por fase y por tramo se calculan las pérdidas de energía.

$$Heq = \frac{\sum_{i=1}^{24} I_i^2 t_i}{I_{max}^2} \quad (1.5)$$

- $I_i =$ corriente a la hora i
- $T_i =$ duración de la corriente
- $Heq =$ horas equivalentes

$$PerdEnerg = (PerdPotencia)(Heq) \quad (1.6)$$

Las pérdidas de cobre en los transformadores se calculan de forma análoga, sólo que antes deben determinarse la distribución de la corriente en cada uno de ellos (cuando son dos o más formando un banco). Las pérdidas de hierro son constantes.[3]

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

1. Flujo de carga monofásico: Representado por un sistema de fasores trifásico con dos fasores semi ocultos. Al ejecutarse muestra la hora de máxima y de mínima. Por "default" ejecuta el flujo a la hora de máxima, pero se puede elegir otra hora.
2. Flujo de carga trifásico: Representado por un sistema de fasores trifásico.

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

Software PSX

También es muy usado el software llamado PSX, de Power System Explorer, fue diseñado para realizar cálculos relacionados con los regímenes de operación de los sistemas electroenergético. Desarrolla el flujo óptimo de potencia por el método Desacoplado Rápido de Newton, por lo que el método propuesto no debe ser utilizado en aquellas redes donde la resistencia sea aproximadamente igual a la reactancia, debido fundamentalmente a los problemas de convergencia. [6]

1.6 Vista Global

La economía mundial percibió durante el año 2011 un brusco ritmo de decrecimiento respecto a lo observado en años anteriores. Dicho decrecimiento fue el resultado de varios shocks que la han golpeado durante el 2011, lo que se ha traducido en una moderación en el decrecimiento de los tres principales bloques económicos (Estados Unidos, Europa y Japón). A pesar del menor dinamismo en los principales bloques, las principales economías emergentes cerraron el 2011 con elevadas decadencias.

Existe una estrecha relación entre el crecimiento de la economía y la producción y consumo de energía, fuertemente influenciado por el precio del petróleo.

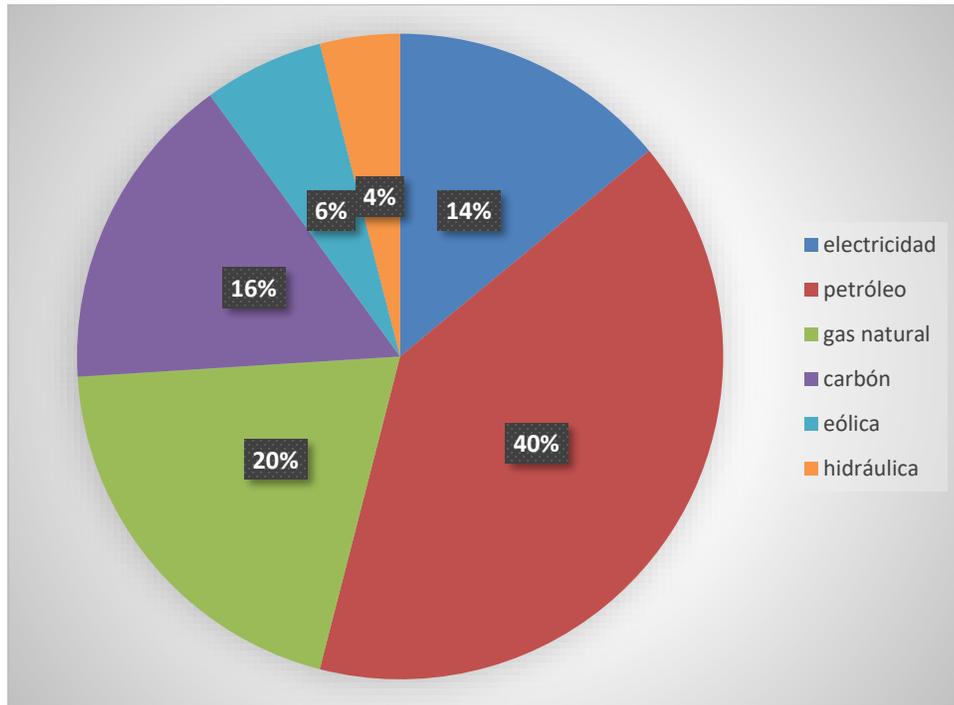


Figura 1.3 Producción de energía a nivel mundial

Es importante destacar que en Latinoamérica existen potenciales por explotar a fin de lograr la integración energética de la misma y así conformar un bloque compacto en cuanto a generación y consumo. La región debe impulsar proyectos hidroeléctricos y complementar con gas natural, ya que hay grandes reservas de éstas dos fuentes energéticas. La integración energética mediante redes eléctricas y gasoductos es un tema decisivo para el abastecimiento y desarrollo del continente.

Europa consume 2.450 TWh/año de electricidad de los cuales una gran parte se obtienen a partir de combustibles fósiles. Aunque Europa tiene un gran potencial de energías renovables, fundamentalmente viento y sol, cuenta con dos grandes inconvenientes, en primer lugar, la elevada densidad de población del continente y por otro la temporalidad de los recursos. Así, con respecto a la energía eólica, las zonas con mayor potencial (Noruega, Dinamarca o Escocia) tienen en verano un indicador muy inferior al disponible en invierno.[3]

1.6.1 Generalidades de las pérdidas de energía en Latinoamérica

Al realizar la investigación de las metodologías de cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión en diferentes países se determinó que, no se cuenta con un solo método oficial aplicable a todas las empresas distribuidoras, sino que cada empresa distribuidora emplea un método que por lo general es válido según algunos manuales del IEEE, propuestas de las investigaciones que se realizan en las distintas universidades, con consultores, y las regulaciones del sector eléctrico de cada uno. Por lo general el método más utilizado en muchos países es el método de análisis de flujo de carga de demanda máxima en un período determinado, el segundo más utilizado es el de análisis de flujos de carga con separación de bloques horarios. Cabe destacar que en las metodologías que usan algunos países, utilizan muestreo estadístico para el cálculo de pérdidas de energía en redes de baja tensión.

En esencia los métodos no difieren mucho de los que se plantean, pero si se presentan pequeñas diferencias con respecto a las metodologías definidas, sobre todo, en el software de simulación que utilizan. En éste epígrafe se presenta un resumen de algunas de las metodologías propuestas en los países de Guatemala, Costa Rica, Perú y Argentina.

➤ Pérdidas de energía en Costa Rica

En Costa Rica se le ha dado una gran importancia al ahorro de energía en los últimos años y al uso eficiente de cada elemento que forma parte de la red eléctrica, es posible encontrar muchos estudios recientes que buscan una manera de lograr determinar las pérdidas técnicas en las mismas. Se han utilizado, además de lo mostrado en publicaciones en "Bulk Transmission System Loss Analysis" y otros documentos del IEEE, diferentes métodos para la estimación del nivel de pérdidas técnicas de energía en redes de transmisión y distribución, muchos de estos métodos fueron planteados a inicios de la década de los noventa; existen otros métodos más modernos, parte ya del siglo XXI como el que se presenta en "Reducing Losses in Distribution Transformers" y "The Loss is Unknown is No Loss At All: A Top-Down/Bottom-Up Approach for Estimating Distribution Losses"; estos métodos son muy complicados de analizar, comprender e implementar, es decir, que no son nada prácticos para las empresas distribuidoras en la determinación de las pérdidas técnicas de energía de sus redes. Hoy en día en países mucho más desarrollados existen métodos más novedosos que utilizan redes inteligentes. La estimación

de dichas pérdidas depende mucho de la precisión de los sistemas de medición. Además de la dificultad de obtener datos de la energía no medida y de las pérdidas no técnicas de energía. Por último existe otro factor que afecta los resultados de la determinación de las pérdidas que consiste en la precisión del modo de estimación de los servicios no medidos como el alumbrado público.

➤ *Pérdidas de energía en Perú*

Las empresas distribuidoras de Perú realizan numerosos estudios para la determinación de nivel de pérdidas técnicas de energía, la manera de obtener este indicador es a través de la implementación de diversas metodologías basadas en el empleo de modelos simplificados y factores de corrección cuya función es aproximar estos modelos a la realidad. La importancia de la determinación de las pérdidas técnicas de energía es que representan un indicador técnico administrativo de gran relevancia para las futuras gestiones a tomar, con el objetivo de reducir el valor de las pérdidas no técnicas (también llamadas pérdidas comerciales)

➤ *Pérdidas de energía en Guatemala*

En Guatemala no existe un único método para la determinación de las pérdidas de energía, las empresas distribuidoras utilizan un software para realizar flujos de carga de sus sistemas, una vez conocidos los parámetros eléctricos correspondientes de la red, se plantean dos métodos según estime conveniente cada distribuidora.

➤ *Pérdidas de energía en Argentina*

Se ha determinado que existen una gran cantidad de métodos disponibles que las empresas distribuidoras pueden emplear para calcular el nivel de pérdidas de energía en sus redes, la validación de cada uno depende de las condiciones y acuerdos que estimen necesarios los agentes reguladores de cada país. Por ejemplo, en el caso de Argentina, la empresa distribuidora EDENOR (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima) realizó una propuesta de estimar las pérdidas de energía con base a cálculos por expresiones matemáticas.[7]

CAPÍTULO 2. Análisis de la situación existente en los circuitos y metodología para la evaluación de pérdidas

2.1 Características estructurales y topológicas de la red

La energía eléctrica de la provincia Villa Clara proviene del Sistema Electroenergético Nacional y de los emplazamientos de generación (diésel y fuel oil) existentes en el territorio. Recibida a través de una subestación de 220 kV y 10 de 110 kV, por su posición geográfica se transfiere energía a las provincias vecinas de Sancti Spíritus y Cienfuegos y recibe energía de: Matanzas, Sancti Spíritus y Cienfuegos, esta energía se distribuye a través de 30 líneas de subtransmisión (33 kV) con una longitud de 753.79 km.

La ciudad de Santa Clara cuenta con un total de 54 circuitos de distribución primaria, conectados a 31 subestaciones de distribución que reducen el voltaje a 4.16 o 13.8 kV alimentando a más de tres mil transformadores de distribución, los mismos suministran la energía a los diversos consumidores. El calibre en el tronco de los circuitos es generalmente AC-150, AAAC-78 y en los ramales abunda el AC-70 y el Cu # 6 AWG.A.[2]

2.2 Características estructurales de la red objeto de estudio.

El presente trabajo abarca las líneas de distribución primaria que parten de la subestación Santa Clara 33kV, debido a que las mismas presentan niveles elevados de pérdidas de energía, dadas por la diferencia entre la energía que se distribuye cada mes a través de estas y la energía total facturada a los clientes servidos por dichas redes.

Como punto de partida se toman de la subestación objeto de estudio, sus características estructurales (Ver Tabla 2.1), donde se obtuvieron los datos necesarios para localizar espacialmente la red objeto de estudio, y tener una idea de la magnitud de trabajo y el tiempo estimado para realizar la tarea encomendada.

Tabla 2.1 Características Estructuras de la S/E Santa Clara 33kV

Características	
Código	VE34
Nombre	SANTA CLARA 33 KV
Salida	Distribución
Tipo	Propia
Circuito Alimentador	124
Desconectivos	16
Bancos de Transformadores	283
KVA	11300
Voltaje de Salida	4,16
Clientes	23288
# de Salidas	4
línea de distribución	32,3km

A través de los registros históricos de la S/E Santa Clara 33kV (Ver Tabla 2.2) se observa el comportamiento de las pérdidas de energía de su red durante año natural, determinadas por la entrada registrada en los interruptores alimentadores de cada circuito y el total de energía facturada en dicho periodo, entre todos los consumidores en red.

Se observa que dicho sistema no cumple con el estándar de pérdidas establecido por la UNE para el trabajo en esta sección de red. (Ver Tabla 1.1), debido a que al nivel de la S/E se presenta durante el periodo 16.90 % de pérdidas totales de energía (acumuladas), cuando deberían rondar los 10%.

Tabla 2.2. Datos históricos de la S/E Santa Clara 33kV

S/E								
días	MES	Entrada 33kV (MWh)	Pérd. transf. (MWh)	% Pérd. Transf.	Salida 4,16kV (MWh)	Factur. (MWh)	Pérd. Totales (MWh)	% Pérd. Totales
31	Ene	3918,7	45,7	1,17	3873,0	3244,5	628,5	16,23
28	Feb	4001,2	46,8	1,17	3954,4	3360,5	593,9	15,02
31	Mar	4254,5	49,4	1,16	4205,1	3476,2	728,9	17,33
30	Abr	4741,4	55,5	1,17	4685,9	3898,8	787,1	16,80
31	May	4519,5	52,0	1,15	4467,5	3693,3	774,3	17,33
30	Jun	4802,2	56,5	1,18	4745,7	3959,7	786,0	16,56
31	Jul	4996,2	59,6	1,19	4936,6	4043,5	893,2	18,09
31	Ago	5194,1	62,8	1,21	5131,3	4179,7	951,5	18,54
30	Sep	4932,6	58,4	1,18	4874,2	4065,2	809,0	16,60
31	Oct	4796,8	56,8	1,18	4740,0	3932,3	807,8	17,04
30	Nov	4509,4	52,6	1,17	4456,8	3725,1	731,7	16,42
31	Dic	4136,7	47,6	1,15	4089,1	3428,9	660,3	16,15
365	Total	54803,3	643,6	1,17	54159,7	45007,7	9152,0	16,90

Para lograr un mejor resultado de la investigación en el sistema que se estudia, se conformaron 2 objetos de estudio, uno donde se estudiaría el circuito 1 y 2 que se sirven de la S/E y otro donde se estudiaría el circuito 3 y 4.

El presente proyecto parte del objeto de estudio 1, con el análisis investigativo de los circuitos 1 y 2 de Santa Clara. Los cuales cuentan con una extensión de 19,3 km, distribuyendo energía a una gran parte del conglomerado de tiendas del Boulevard santaclareño, así como algunos hoteles del casco histórico y panaderías.

2.2.1 Características Estructurales del circuito 1 de Santa Clara

El circuito número 1 de la capital provincial villaclareña tiene como código VJ1, su desconectivo es V405, alimentado a 4,16 kV. Está conformado por 60 bancos de

transformadores que entrega 588,7 MW/H a 2154 clientes. Además, según datos estadístico, este circuito presenta alrededor del 23% de metros contadores fuera de las viviendas, representado en 1443 metro contadores que siguen dentro de las viviendas. En otras palabras, gran probabilidad de facilitar el hurto de energía y el daño del mismo.

Tabla 2.3. Cálculo de pérdidas por concepto circuito 1.

Circuito 1						
Mes	Pd Totales (MWh)	Pd Téc (MWh)	Pd No Téc. (MWh)	% Pérdidas Totales	% Pérdidas Técnicas	% Pérdidas No Técnicas
ene	119,80	102,80	17,00	14,73	12,64	2,09
feb	112,19	93,67	18,52	13,51	11,28	2,23
mar	139,88	113,39	26,49	15,84	12,84	3,00
abr	150,46	124,19	26,27	15,29	12,62	2,67
may	148,51	120,93	27,58	15,83	12,89	2,94
jun	150,19	128,76	21,43	15,07	12,92	2,15
jul	171,88	132,59	39,29	16,58	12,79	3,79
ago	183,72	140,30	43,43	17,05	13,02	4,03
sep	154,56	126,52	28,05	15,10	12,36	2,74
oct	155,18	127,51	27,67	15,59	12,81	2,78
nov	139,55	120,92	18,62	14,91	12,92	1,99
dic	125,72	108,97	16,74	14,64	12,69	1,95
Total	1751,65	1440,55	311,10	15,40	12,67	2,74

Las pérdidas totales de este circuito son muy malas. Se observa claramente su incumplimiento de la norma establecida por la UNE (tabla 1.1) en cuanto los niveles permisibles de estos indicadores para los circuitos de distribución primaria de energía. Evidentemente la alimentación a 4,16kV tan baja para la distribución primaria se influencia negativamente en dichos parámetros, además de encontrar varios transformadores sobrecargados, otros en nivel desfavorable de explotación con la necesidad de mantenimientos o de sustitución.

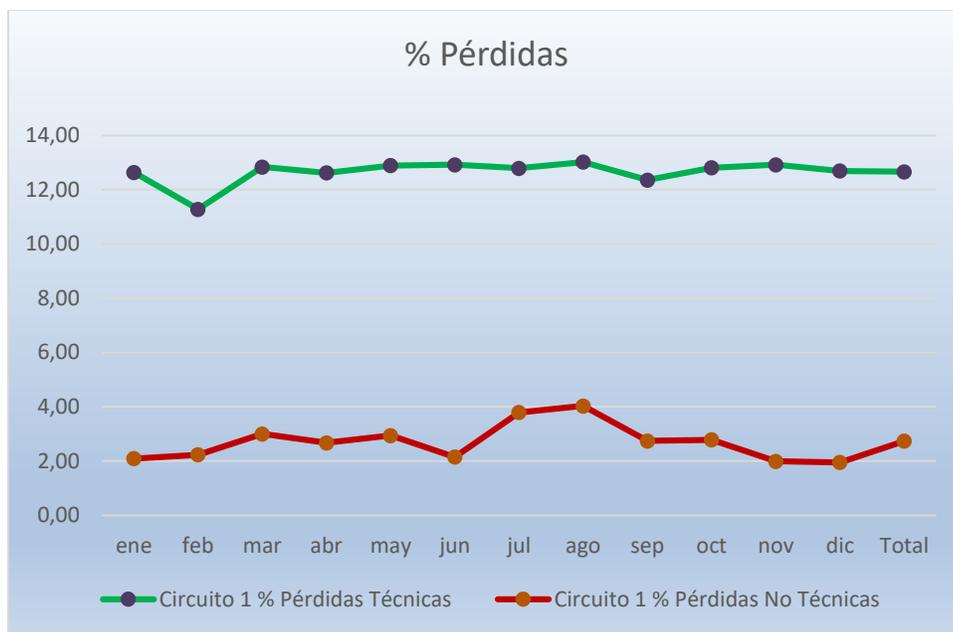


Grafico 2.1 Pérdidas por concepto en un año natural (VJ1)

En cuanto a los estándares de pérdidas técnicas no se cumplen en ningún mes la norma de 8%, siendo solo en febrero el mes de valor más próximo, aun así un 3% de incumplimiento para dicho periodo; mientras en las no técnicas tenemos un incumplimiento, ya que el valor promedio está próximo 3%, no cumpliendo la norma de 2%. Es llamativo los valores en los meses de veranos, incluso superior a los 4% que representa una ineficiencia del personal en cuanto a las mediciones de los metros contadores, representando también un elevado fraude por el robo de energía, afectando al municipio debido a que es energía consumida por los clientes y que no está siendo facturada.

2.2.2. Características Estructurales del circuito 2 de Santa Clara.

El circuito número 2 de la capital provincial villaclareña tiene como código VJ2, su desconectivo es V409, alimentado a 4,16 kV. Está conformado por 65 bancos de transformadores que entrega 691,2 MW/H a 2808 clientes.

Una vez realizado los cálculos de pérdidas totales, se pudo delimitar sus componentes de pérdidas técnicas y no técnicas (ecuación 1.1 y 1.2) apoyados en las corridas de flujo simuladas en el software Radial, se observa que este circuito incumple los estándares de pérdidas de la UNE (tabla 1.1). A nivel técnico observamos varios transformadores con un

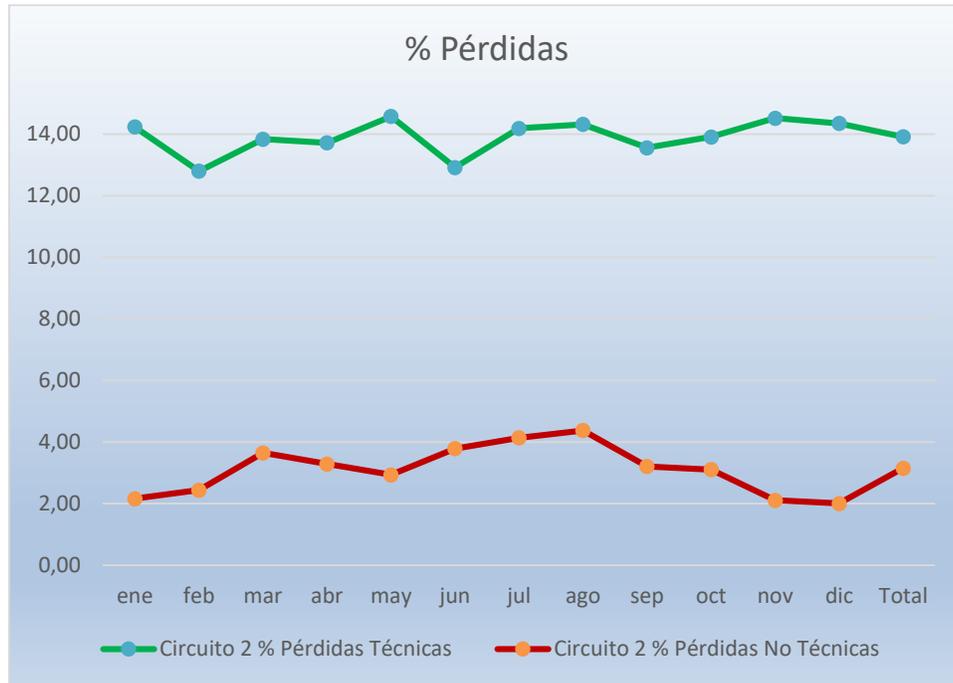
nivel de explotación en exceso con la necesidad de mantenimiento o de sustitución. También, es un circuito en general sobrecargado y se obtendrían índices de pérdidas más acordes con una elevación del voltaje de alimentación (4,16kV)

Tabla 2.4. Calculo de pérdidas por concepto circuito 2.

Circuito 2						
Mes	Pd Totales (MWh)	Pd Téc (MWh)	Pd No Téc. (MWh)	% Pérdidas Totales	% Pérdidas Técnicas	% Pérdidas No Técnicas
ene	120,68	104,79	15,89	16,40	14,24	2,16
feb	114,50	96,17	18,33	15,24	12,80	2,44
mar	139,74	110,58	29,16	17,49	13,84	3,65
abr	151,44	122,15	29,29	17,01	13,72	3,29
may	148,71	123,76	24,96	17,52	14,58	2,94
jun	150,67	116,50	34,17	16,71	12,92	3,79
jul	171,93	133,10	38,83	18,33	14,19	4,14
ago	182,31	139,61	42,70	18,70	14,32	4,38
sep	155,31	125,58	29,73	16,77	13,56	3,21
oct	153,28	125,27	28,01	17,02	13,91	3,11
nov	140,82	122,95	17,87	16,63	14,52	2,11
dic	127,11	111,49	15,62	16,36	14,35	2,01
Total	1756,52	1431,95	324,57	17,07	13,92	3,15

Confeccionando la tabla resumen se refleja, en cuanto a las pérdidas, un aumento significativo con la llegada de los meses cálidos, que a su vez se agudiza en la temporada vacacional, momento en que se aumenta el tiempo de estancia de los clientes en las viviendas con respecto a los demás meses del año. Por otra parte, se ve reflejada una disminución en los meses invernales debido casi nula necesidad de equipos altos consumo como los de enfriamiento de temperatura (dígase Split o aires acondicionados), además de otros equipos como las neveras y refrigeradores se utilizan más óptimamente por lo general.

Grafico 2.2 Pérdidas por concepto en un año natural (VJ2)



Se observa (Grafica 2.2) el incumplimiento de las pérdidas en todo el año siendo los meses de verano los más críticos, a su vez, los meses finales y los de comienzo de año son los más bajos coincidentemente con la temporada invernal.

2.3 Acciones más utilizadas para la reducción pérdidas técnicas en Cuba

Debido a que en los circuitos existen altas pérdidas de energía eléctrica en la distribución de la misma, proponemos una serie de acciones y variantes para darle solución a este problema.

➤ Conversión de entrada de los circuitos de 4.16 kV a 13.8 kV.

Consiste en elevar el nivel de tensión de circuitos distribución como es el caso de la subestación Santa Clara 33kV de 4.16 kV a 13.8 kV y con esto elevar la eficiencia del mismo.

- $\frac{P1}{P2} = \frac{U2^2}{U1^2}$ (ecuación 1.4)
- $P2 = P1 \left(\frac{4,16^2}{13,6^2}\right)$
- $P2 = 0,09 * P1$ (ecuación 1.4 simplificada y sustituida)

Donde:

$$P1 = \text{viejas pérdidas de potencia}$$

$$P2 = \text{nuevas pérdidas de potencia}$$

$$U1 = \text{viejas tensión}$$

$$U2 = \text{nueva tensión}$$

Como se puede apreciar las pérdidas son inversamente proporcionales al cuadrado de la tensión y para las mismas condiciones de cargas las pérdidas en el primario, por ende, se apreciaría una disminución significativa con la elevación de la tensión. [9]

➤ Cambio de conductor en alimentadores.

Esta tecnología consiste en el cambio parcial de conductores en los tramos que se sobrepase el límite térmico del mismo, teniendo en cuenta la carga máxima instalada en una de las fases. El uso de conductores de baja resistencia (conductores trapezoidales que se describe en el apartado siguiente relativo a las pérdidas en transmisión), permiten disminuir las pérdidas técnicas. En este caso aplica un concepto similar, solo que la utilización de conductores trapezoidales es limitada, por lo que refiere mayormente al uso de conductores de mayor sección.

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

➤ División de circuito

Esta mejora consiste en la división del circuito secundario, causado por motivos de que un transformador este sobrecargado, sea muy extenso lo que implica que no se brinden los niveles de tensión y pérdidas adecuados. Resultando menos factible el utilizar uno de mayor capacidad. En este caso se observa como todas las pérdidas de potencia y energía aumentan como resultado de un aumento en la cantidad de clientes en estos bancos, por lo que se hizo preciso la instalación de nuevos bancos lo explicado anteriormente.

➤ Reajuste de la potencia instalada.

El hecho de que los transformadores de distribución estén normalmente conectados las 24 horas del día durante los 365 días al año, determina que las pérdidas de estos equipos tengan incidencia en los costos de operación en los usuarios. Debido a que en el circuito existen algunos transformadores trabajando en régimen de sobrecarga y otros subutilizados, los cuales puede ser sustituidos, con el objetivo de disminuir las pérdidas y eliminar una capacidad ociosa en los subcargados, así como el deterioro en los que se encuentran en régimen de sobrecarga, por lo que se recomienda el cambio de estos transformadores por otros que trabajen aproximadamente a un 70% de su potencia nominal, dejando un 30% de reserva. Dada la importancia de las pérdidas que no dependen de la carga (pérdidas en el núcleo), el diseño de las subestaciones debe permitir, en la medida de lo posible, que se pueda desconectar uno, o más transformadores durante los períodos en que la carga es reducida o nula. La selección de transformadores para un proyecto dado debe tomar en cuenta los costos de inversión de las distintas opciones, las pérdidas en el núcleo, el grado de carga de los transformadores, las pérdidas en el cobre o en carga. Debido al crecimiento exponencial de las pérdidas en carga, un transformador cargado a un 110% de su potencia nominal presenta pérdidas de por lo menos el doble que uno cargado al 80% de su capacidad nominal.[8]

2.3.1 Recomendaciones generales para reducción Pérdidas Técnicas o Comerciales.

Debido a al incumplimiento del porcentaje estándar para pérdidas comerciales se nos dio la tarea de brindar ciertas propuestas que ayudan, junto a la propuesta de medición por secundario, a la disminución de este parámetro negativo.

1. Mejorar el Proceso de Facturación:
 - Automatizar la toma de lectura.
 - Imprimir las planillas en el mismo sistema.
2. Mejorar el proceso de Contratación de Servicios Eléctricos
 - Facilitar el proceso, poniendo la menor cantidad de inconvenientes para la obtención del servicio

- Colocar carteles con información completa para los usuarios que desean contratar algún servicio eléctrico.
3. Atacar el problema de Fraude y Hurto de energía:
- Revisión de campo teniendo como prioridad a los industriales comerciales y residenciales en ese orden
 - Protección de los equipos de medición de tal manera de que se observe si estos han sido manipulados por terceros, en otras palabras, cuidado y vigilancia del propio personal de sus medios de trabajo, para un mejor uso en las mediciones eléctricas.[10]
4. Otras:
- Canalizar la información de los códigos obtenidas por los lectores, de forma inmediata hacia los departamentos operativos responsables, los mismos que deben tener como meta reducir al mínimo las anomalías que presentan los clientes.
 - Realizar campañas masivas de regularización de clientes acudiendo con personal y equipos de medición a los sectores en donde se detecten usuarios clandestinos con capacidad de hurto.
 - Realizar un programa específico de seguimiento y control a todos los clientes que se les ha facturado con consumo promedio cero durante los últimos 3 meses.[11]

Atendiendo a las diferentes actividades que se deben realizar para poder determinar el resultado esperado, relacionado con la propuesta de acciones a realizarse en las redes que se estudian y al volumen de información a procesar y visitas a ejecutar en el terreno, se confeccionó una metodología, la cual se propone también en el presente trabajo para incentivar el estudio objetivo de las redes eléctricas de distribución primaria.

2.4 Metodología para la realización del estudio de red.

Para la realización del estudio de los circuitos objeto de estudio se elaboró un plan de acciones a seguir para poder llegar a un mejor análisis y posteriores conclusiones que se expondrán en el capítulo 3, así como proponer medidas necesarias desde el punto de vista energético para la reducción de las pérdidas totales en distribución en los circuitos objeto de estudio.

- 1) Se definieron los circuitos objeto de estudio según sus características técnicas y topológicas, atendiendo a esquemas monolineales.
- 2) Se relacionaron las existencias físicas en líneas, en transformadores y la potencia instalada de cada circuito correspondiente.
- 3) Se relacionaron los históricos de energía de entrada a la S/E por 33kV, los de entrada a los circuitos objeto de estudio por 4.16kV y del consumo facturado a los clientes que pertenecen a cada circuito.
- 4) Se simuló en RADIAL cada circuito y se calcularon las pérdidas a través de corridas de flujo de potencia, las cuales se realizaron cumpliendo las siguientes especificaciones:
 - Para el porcentaje de carga de los transformadores, se utilizó el 80 %. Este porcentaje fue el resultado de un estudio realizado por el Grupo Técnico de la Empresa Eléctrica de Villa Clara, donde se determinó el promedio de carga por capacidad de transformadores, para la ciudad del territorio villaclareño.
- 5) Se calcularon las pérdidas totales en distribución para cada circuito y se definieron entre técnicas y no técnicas.
- 6) Se evaluó la eficiencia de cada circuito atendiendo al % de pérdidas que presentaron y al % establecido por la Unión Eléctrica, para el control de los niveles de pérdidas técnicas en las redes de distribución primaria (Tabla 1.1).
- 7) Se propusieron las acciones técnicas a realizarse en cada circuito, con el objetivo de disminuir las pérdidas técnicas.
- 8) Se propusieron medidas de control para mantener los estándares de pérdidas no técnicas

2.5 Conclusiones Parciales

El análisis de los circuitos con mayores pérdidas se realiza atendiendo a los porcentos de pérdida y no a la energía perdida (Grafica 2.3 en MWh), puesto que algunos circuitos presentan grandes niveles de energía en pérdidas, pero porcentualmente respecto a la energía que estos distribuyen (entrada al circuito) es poca la que pierden.



Grafica 2.3 Niveles de energía de ambos circuitos

A través de los estudios de realizados, donde se determinaron las pérdidas técnicas y no técnicas en la distribución de energía de los circuitos objeto de estudio y en análisis de los factores que influyen en la ineficiencia de estos, se realizaron las siguientes consideraciones:

- Los 2 circuitos presentan elevados porcentos de pérdidas técnicas, atendiendo al estándar de pérdidas establecido por la Unión Nacional Eléctrica para el trabajo y mantención de sus redes.
- Existen varios bancos de transformadores sobrecargados, provocando un crecimiento exponencial de las pérdidas en carga, porque un transformador cargado a un 110% de su potencia nominal presenta pérdidas de por lo menos el doble que uno cargado al 80% de su capacidad nominal
- Se distribuye la energía en estos circuitos, a una tensión eléctrica de 4.16 kV, influyendo negativamente en los valores de pérdidas técnicas, debido a que la tensión es inversamente proporcional a las pérdidas, por ende, Al eliminar un nivel de tensión y distribuirlo por otro nivel de tensión superior se logra la disminución de esta última[12] . Se recomienda elevar a 13,8 kV

- Los valores de pérdidas no técnicas cumplen aproximadamente con los niveles establecidos por la UNE para la distribución de energía eléctrica de 2% para circuitos de distribución primarias en un año natural, a pesar de presentar % elevados en los meses cálidos.
- Es evidente la necesidad de prestar mayor atención por parte de los inspectores en los meses de veranos debido a ser estos meses donde se elevan considerablemente las pérdidas

CAPÍTULO 3 Análisis de los resultados

En este capítulo se presentan los resultados de las propuestas evaluadas como factibles para realizar mejoras en los dos circuitos de distribución primaria de la ciudad de Santa Clara, atendiendo a los criterios de eficiencia explicados con anterioridad. Se analizan diferentes variantes experimentales, las que no permitieron reducir pérdidas de energía o las que elevaron las pérdidas a más del promedio inicial calculado para dos circuitos de la ciudad. Se presenta además la evaluación del posible impacto económico y medioambiental debido a la implementación de las soluciones analizadas.

3.1. Acciones de mejoras técnicas evaluadas.

Se evaluaron diferentes acciones de mejoras técnicas sobre las bases de las acciones establecidas para reducir las pérdidas técnicas en los circuitos de distribución, ver Capítulo 2 (epígrafe 2.3), solamente se propusieron las acciones y variantes, objetivamente posibles atendiendo a la configuración de los circuitos y las posibilidades de la OBE villa Clara oído el criterio de sus especialistas.

3.1.1. Cambios de calibre en los conductores

Como parte del estudio de mesa establecido previamente para la reducción de pérdida se establecieron los tramos estratégicos, evaluados con el software Radial con las nuevas corridas de flujo, observándose cambios positivos para los circuitos objetos de estudio.

Circuito	Desde	Hasta	Km	Calibre
VJ1	Calle Unión y calle San Pablo	Calle Unión y calle Buen Viaje	0,748	Aluminio 78mm Por: Aluminio 150 mm
	Calle Unión y candelaria	Final del circuito y ramales: - esquina la Cruz y Candelaria - equinas S. Miguel y Maceo - escuela IPE Ramón Pando	0,561	Cobre 6 Por: Aluminio 78mm
VJ2	Calle Tristán y Alemán	Final del circuito - Calle Caridad y Alemán	2,253	Cobre 4 Por: Aluminio 150 mm
	Calle Máximo G y calle Yanes	Juan B Zayas y Las Palmas	2,216	Cobre 6 Por: Aluminio 78mm

Total	5,778
--------------	--------------

Tabla 3.1 Cambio de conductores.

Al evaluarse nuevamente las corridas de flujo de los circuitos objeto de estudio, teniendo en cuenta los cambios de calibre de los conductores propuestos y mostrados en la Tabla 3.1, se obtuvieron reducciones de pérdidas, como se muestra a continuación, (ver Tabla 3.2 y Tabla 3.3) reflejando los valores de pérdida en los escenarios, antes y después de haberse realizado la mejora a los circuitos y simulados a través del software Radial.

Tabla 3.2. Cambia de conductores VJ1

MES	ANTES		DESPUES		
	Pérdidas Técnicas (MWh)	%	Pérdidas Técnicas (MWh)	%	REDUCCIÓN (MWh)
Ene	102,80	12,64	97,80	12,03	5,00
Feb	93,67	11,28	88,57	10,67	5,11
Mar	113,39	12,84	107,96	12,23	5,43
Abr	124,19	12,62	118,14	12,01	6,05
May	120,93	12,89	115,16	12,28	5,77
Jun	128,76	12,92	122,63	12,31	6,13
Jul	132,59	12,79	126,22	12,18	6,37
Ago	140,30	13,02	133,67	12,41	6,62
Sep	126,52	12,36	120,22	11,75	6,29
Oct	127,51	12,81	121,39	12,20	6,12
Nov	120,92	12,92	115,17	12,31	5,75
Dic	108,97	12,69	103,69	12,08	5,28
AÑO	1440,55	12,65	1370,63	12,05	69,92

Tabla 3.3. Cambio de conductores VJ2

MES	ANTES		DESPUES		
	Pérdidas Técnicas (MWh)	%	Pérdidas Técnicas (MWh)	%	REDUCCIÓN (MWh)
ene	104,79	14,24	98,79	13,42	6,00
feb	96,17	12,80	90,05	11,98	6,13
mar	110,58	13,84	104,06	13,02	6,51
abr	122,15	13,72	114,89	12,90	7,26
may	123,76	14,58	116,84	13,76	6,92
jun	116,50	12,92	109,15	12,10	7,35
jul	133,10	14,19	125,45	13,37	7,65
ago	139,61	14,32	131,66	13,50	7,95
sep	125,58	13,56	118,03	12,74	7,55
oct	125,27	13,91	117,93	13,09	7,34
nov	122,95	14,52	116,05	13,70	6,90
dic	111,49	14,35	105,15	13,53	6,33
AÑO	1431,95	13,92	1348,05	13,10	83,90

Se aprecia una disminución de los % de pérdidas técnicas solo con el cambio de calibre oportuno. A pesar de que no se llega a cumplir los parámetros de pérdidas, si se ahorra en estos 2 circuitos alrededor de 153,82 MWh en un año natural.

3.1.2 Conversión de tensión, de 4.16 kV a 13.8 kV.

Como parte de las acciones de reducción, se realizó una valoración de la conversión de tensión para reducir pérdidas, pues como se conoce, esta es una de las medidas que contribuye a la reducción de las pérdidas. Con estas bases se decidió evaluar el efecto del cambio de la tensión a que se alimentan los circuitos, de 4,16kV a 13.8kV. Las tablas (3.4 y 3.5) muestran los respectivos valores de pérdidas en un año después de los cambios propuestos y su simulación a través de las corridas de flujo de los circuitos en el software Radial.

Tabla 3.4 Comparación de pérdidas por cambio de tensión de 4.16kV a 13.8 kV en el circuito VJ1

MES	ANTES		DESPUES		
	Pérdidas Técnicas (MWh)	%	Pérdidas Técnicas (MWh)	%	REDUCCIÓN (MWh)
ene	102,80	12,64	68,64	8,44	34,16
feb	93,67	11,28	58,79	7,08	34,88
mar	113,39	12,84	76,30	8,64	37,09
abr	124,19	12,62	82,86	8,42	41,33
may	120,93	12,89	81,53	8,69	39,40
jun	128,76	12,92	86,90	8,72	41,86
jul	132,59	12,79	89,05	8,59	43,54
ago	140,30	13,02	95,04	8,82	45,26
sep	126,52	12,36	83,52	8,16	42,99
oct	127,51	12,81	85,70	8,61	41,81
nov	120,92	12,92	81,61	8,72	39,31
dic	108,97	12,69	72,90	8,49	36,07
AÑO	1440,55	12,65	962,86	8,47	477,69

Nótese en la última columna que hay una reducción de las pérdidas para este circuito, con valor que oscila entre 34 y 48 MWh mensuales para ambos circuitos, repercutiendo positivamente en un mejor ahorro de recursos.

Tabla 3.5 Elevación de Voltaje VJ2

MES	ANTES		DESPUES		REDUCCIÓN (MWh)
	Pérdidas Técnicas (MWh)	%	Pérdidas Técnicas (MWh)	%	
Ene	104,79	14,24	68,29	9,28	36,50
Feb	96,17	12,80	58,91	7,84	37,27
Mar	110,58	13,84	70,95	8,88	39,63
Abr	122,15	13,72	77,99	8,76	44,16
May	123,76	14,58	81,66	9,62	42,10
Jun	116,50	12,92	71,77	7,96	44,72
Jul	133,10	14,19	86,57	9,23	46,52
Ago	139,61	14,32	91,25	9,36	48,36
Sep	125,58	13,56	79,65	8,60	45,93
Oct	125,27	13,91	80,60	8,95	44,67
Nov	122,95	14,52	80,95	9,56	42,00
Dic	111,49	14,35	72,95	9,39	38,54
AÑO	1431,95	13,92	921,55	8,96	510,40

Con solo esta acción ambos circuitos ahorran en un año natural 988,09MWh, repercutiendo económicamente en el presupuesto de manera favorable para la provincia. Vale destacar la necesidad de realizar en dependencia de los recursos disponibles y las posibilidades reales de la empresa otras acciones que ayudaría a reducir las pérdidas.

Por una cuestión de análisis se ejecutaron, anteriormente, ambas mejoras por separados para tener en cuenta cual medida sería la que nos proporcionaría mejores beneficios, en caso de que no se cuente con todas las facilidades de acometer ambas acciones simultáneamente. Queda demostrado que elevar el voltaje de 4,16 kV a 13,8kV es una acción mucho más efectiva para estos 2 circuitos.

3.1.3 Evaluación de las acciones propuestas realizadas de manera conjunta para los dos circuitos

También se realizaron las simulaciones y los cálculos para los circuitos VJ1 y VJ2, con las 2 acciones de mejoras anteriormente analizadas para cada uno, pero esta vez en conjunto, obteniendo datos más favorables aún.

Tabla 3.6 Resultados de acciones simultaneas en la Reducción de Pérdidas VJ1

Mes	ANTES		DESPUES		
	Pérdidas Técnicas (MWh)	%	Pérdidas Técnicas (MWh)	%	REDUCCIÓN (MWh)
ene	102,80	12,64	61,16	7,52	41,64
feb	93,67	11,28	48,41	5,83	45,26
mar	113,39	12,84	65,26	7,39	48,13
abr	124,19	12,62	70,56	7,17	53,63
may	120,93	12,89	69,80	7,44	51,13
jun	128,76	12,92	74,45	7,47	54,31
jul	132,59	12,79	76,09	7,34	56,50
ago	140,30	13,02	81,57	7,57	58,73
sep	126,52	12,36	70,73	6,91	55,79
oct	127,51	12,81	73,26	7,36	54,25
nov	120,92	12,92	69,91	7,47	51,01
dic	108,97	12,69	62,17	7,24	46,80
AÑO	1440,55	12,65	823,38	7,24	617,17

En el caso de poseer todos los recursos para realizar ambas acciones (tabla 3.6), el circuito 1 reduce sus pérdidas técnicas en un 5,12% lo que representa un ahorro de 617,17MWh en un año natural.

En el caso del circuito VJ2 ambas acciones (tabla 3.7), reduce sus pérdidas técnicas en un 5,52% lo que representa un ahorro de 598,16MWh en un año natural.

Tabla 3.7 Resultados de acciones simultaneas en la Reducción de Pérdidas VJ2

Mes	ANTES		DESPUES		REDUCCIÓN (MWh)
	Pérdidas Técnicas (MWh)	%	Pérdidas Técnicas (MWh)	%	
Ene	104,79	14,24	62,70	8,52	42,09
Feb	96,17	12,80	52,44	6,98	43,73
Mar	110,58	13,84	64,08	8,02	46,50
Abr	122,15	13,72	70,34	7,90	51,82
May	123,76	14,58	74,36	8,76	49,40
Jun	116,50	12,92	64,02	7,10	52,48
Jul	133,10	14,19	78,51	8,37	54,59
Ago	139,61	14,32	82,87	8,50	56,74
Sep	125,58	13,56	71,68	7,74	53,90
Oct	125,27	13,91	72,86	8,09	52,42
Nov	122,95	14,52	73,67	8,70	49,28
Dic	111,49	14,35	66,27	8,53	45,22
AÑO	1431,95	13,92	833,79	8,10	598,16

Si sumamos lo ahorrado por ambos circuitos tenemos una acumulado de 1215,33 MWh, siendo una cifra para nada despreciable y más teniendo en cuenta los precios de combustible en estos tiempos, así como lo que representaría a nivel monetario, se podría utilizar en otros campos de la economía cubana.

3.2 Valoración económica.

El presente análisis pretende demostrar objetivamente la importancia económica que representa para el municipio Santa Clara, los ahorros de combustible, por la reducción de las pérdidas de energía en la distribución primaria de electricidad con la implementación de las medidas propuestas.

Para el cálculo del precio promedio ponderado del combustible en el SEN se utilizó el pronóstico de los precios del Crudo Brent 2015-2040, dada la fuente International Energy Report AIE, tomado de Short Term Energy Outlook AIE enero 2015.[13]

3.2.1 Datos iniciales para el análisis:

Los datos energéticos del SEN, utilizados para la realización de los cálculos económicos presentados a continuación, fueron brindados por las áreas técnicas y de inversiones de la Empresa Eléctrica de Villa Clara y la metodología de cálculo empleada y mostrada a continuación, es parte de la metodología desarrollada por la Empresa de Ingeniería y Proyectos de la UNE, para la realización de los estudios de factibilidad de inversiones (Ver Tabla 3.8).

El consumo específico de combustible (CEB) o la cantidad de combustible que se necesita para generar un kilowatt-hora, se determina para cada planta de generación debido a que las diferentes tecnologías empleadas para ello, presentan diferentes índices (termoeléctricas que queman gas natural, crudo o fuel oil, y grupos electrógenos que queman fuel oil o diésel). Además, interviene en el consumo específico neto (CEN) los insumos de la planta, añadidos al consumo bruto del motor-generator.

Tabla 3.8. Determinación del costo de combustible por kWh generado

DATOS	U/M	Motores Diésel	Motores Fuel Oil	Centrales Termo Eléctricas
Generación	GWh/año	365.00	4071.05	10768.27
Consumo específico bruto (CEB)	g/kWh	220.00	211.60	279.80
Insumo	%	4.00	3.50	7.55
CEN	g/kWh	229.17	219.27	302.65
Precio del combustible	USD/ton	553.64	368.30	257.81
Consumo de Combustible	Ton/año	83645.96	892678.81	2134093.04
Otros consumos	Ton/año	94790.04	1039994.13	
Consumo total	Ton/año	178436.00	1932672.94	2134093.04
Costo de combustible	MUSD	98789.31	711803.44	550190.53
Costo de combustible / kWh	USD/kWh	0.0895		
	CUC/kWh	0.0952		

El precio del combustible depende del tipo de combustible (Diésel, Fuel Oil o Crudo) y los costos del combustible fueron determinados como se muestran en las ecuaciones 3.1, 3.2 y 3.3 a continuación.

Costo del combustible en USD:

$$MUSD = \frac{(\text{Consumo Total} * \text{Precio del Combustible})}{1000} \quad (3.1)$$

Costo de combustible en USD/kWh generado:

$$USD/kWh = \frac{\text{Costo Total de combustible} * 1^3}{\text{Generación Total} * 1^6} \quad (3.2)$$

Donde el Costo Total de combustible, es la suma de los costos de combustible entre las tecnologías Fuel Oil, Diésel y Centrales termoeléctricas; así mismo se determina el valor de la Generación Total pero con la energía generada por las diferentes tecnologías.

Costo de combustible en CUC/kWh generado:

$$CUC/kWh = \frac{USD/kWh}{1 - 6\%} \quad (3.3)$$

3.2.2 Resultados del ahorro económico.

En la valoración de los resultados a obtenerse con la implementación de las acciones propuestas, se tiene en cuenta solamente la disminución de pérdidas de energía como ventaja y el costo en combustible para generarla, al realizar un análisis de cálculo estimado del importe a dejarse de pagar para la compra de estos combustibles fósiles.

Tabla 3.9.1 Ahorro en moneda USD y CUC para VJ1

Circuito	MWh Pérdidas			Importe (USD)	Importe (CUC)
	Antes	Después	Efecto	(0.0895 USD/kWh)	(0.0952 CUC/kWh)
Ene	102,80	61,16	41,64	3726,96	3964,31
Feb	93,67	48,41	45,26	4050,65	4308,62
Mar	113,39	65,26	48,13	4307,43	4581,76
Abr	124,19	70,56	53,63	4799,92	5105,62
May	120,93	69,80	51,13	4576,21	4867,66
Jun	128,76	74,45	54,31	4861,14	5170,73
Jul	132,59	76,09	56,50	5056,71	5378,76
Ago	140,30	81,57	58,73	5256,08	5590,83
Sep	126,52	70,73	55,79	4992,82	5310,79
Oct	127,51	73,26	54,25	4855,36	5164,58
Nov	120,92	69,91	51,01	4565,17	4855,92
Dic	108,97	62,17	46,80	4188,59	4455,35
AÑO	1440,55	823,38	617,17	55237,04	58754,93

Tabla 3.9.2 Ahorro en moneda USD y CUC para VJ2

Circuito	MWh Pérdidas			Importe (USD)	Importe (CUC)
	Antes	Después	Efecto	(0.0895 USD/kWh)	(0.0952 CUC/kWh)
Ene	104,79	62,70	42,09	3767,06	4006,97
Feb	96,17	52,44	43,73	3913,68	4162,93
Mar	110,58	64,08	46,50	4161,78	4426,83
Abr	122,15	70,34	51,82	4637,62	4932,98
May	123,76	74,36	49,40	4421,47	4703,06
Jun	116,50	64,02	52,48	4696,76	4995,89
Jul	133,10	78,51	54,59	4885,73	5196,89
Ago	139,61	82,87	56,74	5078,35	5401,78
Sep	125,58	71,68	53,90	4823,99	5131,21
Oct	125,27	72,86	52,42	4691,18	4989,95
Nov	122,95	73,67	49,28	4410,81	4691,72
Dic	111,49	66,27	45,22	4046,96	4304,70
AÑO	1431,95	833,79	598,16	53535,39	56944,90

Para obtener el resultado económico (Tabla 3.9.1 y 3.9.2), se seleccionó como valor de disminución de pérdidas de energía, el ahorro total que se produciría, producto de la suma

de las reducciones de pérdidas de ambos circuitos, una vez ejecutadas las acciones de mejoras simultaneas propuestas anteriormente, (ver Tabla 3.6 y 3.7) con el cual se obtuvo como resultado un ahorro de 1215,33MWh en un año.

Tabla 3.9.3 Ahorro de combustibles

Circuitos	MWh	Peso (g)	Litros	Barril de Petróleo (u)
VJ1	617,17	1076091,28	168798,63	1055
VJ2	598,16	1042945,64	163599,32	1022

Como se aprecia, de la comparación mostrada en las Tablas 3.6 y 3.7, la reducción total de las pérdidas acumuladas durante un año sería de 1215,33MWh, multiplicándolos por el valor del costo de combustible (ver ecuaciones 3.1 , 3.2 y 3.3) por kWh generado (utilizando una hoja de cálculos Excel), serían 108772,06 USD (ver Tabla 3.9.4) dejados de gastar en la compra de combustible para la generación eléctrica de Villa Clara, con la posibilidad de reutilizar este fondo o ahorro antes calculado para otras tareas de mantenimiento dentro del mismo ministerio energético o en otra rama de la sociedad santaclareña

Tabla 3.9.4. Resumen del Impacto económico para un año

Circuito	MWh Pérdidas			Importe (USD)	Importe (CUC)
	Antes	Después	Efecto	(0.0895 USD/kWh)	(0.0952 CUC/kWh)
VJ1	1440,55	823,38	617,17	55236,87	58762,63
VJ2	1431,95	833,79	598,16	53535,18	56952,32
TOTAL	2872,50	1657,17	1215,33	108772,06	115714,95

3.3 Impacto medio ambiental.

Con una conciencia ambiental cada vez mayor, el sector eléctrico ha captado la atención tanto de la ciudadanía como de las autoridades. Esto ha hecho que se tomen medidas para cuantificar las emisiones contaminantes y ha inspirado la elaboración de un inventario de emisiones de contaminantes de este sector.

3.3.1 Resultado.

El impacto medioambiental fue evaluado desde la óptica de la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂), óxidos de azufre (SO_x) y óxidos de nitrógeno (NO_x) al medio

ambiente, lógicamente al dejarse de quemar combustibles fósiles para generar la energía perdida actualmente, se dejarían de emitir estos agentes contaminantes.

Para ello se utilizaron las siguientes expresiones dadas.

$$\text{CO}_2 = \frac{44}{12} \cdot 0.88 \cdot D_{\text{fuel oil}} \cdot 1.44 \quad (3.4)$$

$$\text{SOx} = \frac{36}{12} \cdot 0.04 \cdot D_{\text{fuel oil}} \cdot 1.44 \quad (3.5)$$

$$\text{NOx} = \left(\frac{0.13}{10^6}\right) \cdot C_p \cdot D_{\text{fuel oil}} \cdot 1.44 \quad (3.6)$$

Donde:

- *D_{fuel oil}*: Consumo de fuel oil para generar la energía eléctrica.
- 1.44: Coeficiente que tiene en cuenta las pérdidas en la red de transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- *C_p*: Calor específico de combustión inferior del fuel oil (10 400 kJ/kWh).[14]

El consumo específico del SEN actualmente, para las fuentes de energía evaluadas con anterioridad, es de unos 261,7g/kWh atendiendo a los datos presentados en la tabla 3.8, entonces para generar la energía a ahorrarse con las acciones de mejoras propuestas (1215,33MWh anuales), se consumirían unos 332397,95 litros de combustible. Formulando las ecuaciones (3.4; 3.5 y 3.6) sobre la base de hoja de cálculos Excel y evaluándose los datos, se obtienen valores significativos de CO₂, SOx y NOx a reducirse, como se representada en la tabla 3.14.

Tabla 3.14. Impacto ambiental de la reducción de pérdidas de energía.

Agente emitido	CO ₂	SOx	NOx	Total
Cantidad (Ton/año)	1477,80	54,96	0,62	1533,38

La transición a una economía de baja emisión de dióxido de carbono permite dar un giro trascendental en la lucha contra el cambio climático, mejorar la seguridad energética, y reducir significativamente las tensiones geopolíticas del presente. Esta nación es consciente

de la incidencia de la producción, consumo de energía y de los problemas ambientales identificados en la Estrategia Ambiental Nacional aplicada. El mejor aprovechamiento de nuestras potencialidades ayudará a incrementar la producción de bienes y servicios que beneficien a toda la sociedad, y alcanzar niveles superiores de desarrollo socioeconómico.[15]

3.4 Conclusiones Parciales.

- 1- De cada circuito de distribución primaria objeto de estudio de la S/E Santa Clara 33kV, se realizaron acciones de mejoras técnicas, para el mejor aprovechamiento de la energía que se distribuye en cada circuito. Atendiendo a la disponibilidad de recursos de la Empresa Eléctrica de Villa Cara, se proponen 2 variantes de acciones de mejoras (separadas o simultaneas).
- 2- Se analizaron las 2 variantes de mejoras posibles en cada uno de los circuitos evaluados por las corridas de flujo en el software radial, en la búsqueda de las alternativas más viables para reducir pérdidas de energía.
- 3- Desde la óptica del flujo de carga simulado, el comportamiento de las pérdidas de energía de la red, una vez realizada su mejora más efectiva (simultáneamente), arrojó una mejor distribución obteniéndose una reducción de 5,12 % y 5,82% para VJ1 y VJ2 respectivamente, en las pérdidas para un año de servicio eléctrico, equivalente a 1215,33 MWh ahorrados.
- 4- Se calculó un impacto económico de 108772,06 USD anualmente, producto de los ahorros económicos provocados por la reducción 2077 barriles de combustible menos a utilizar en el año para la generación eléctrica
- 5- Se evaluó además el impacto medioambiental, como consecuencia de quemar menos combustible fósil en la generación de energía eléctrica, proporcionalmente se deja de emitir cifras cercanas a las 1533,38 Ton de gases de efecto invernadero a la atmósfera para cada año.

CONCLUSIONES

- ✓ La actualidad mundial refleja el aumento del consumo de energía como un problema que debe tener una rápida solución. Se debe abogar por un empleo de los recursos de forma eficiente y controlada.
- ✓ La reducción de las pérdidas de energía es uno de los índices de mayor relevancia en los sistemas electroenergético actuales. Se debe dar continuidad, por parte de las entidades capaces de invertir recursos a fin de disminuir este indicador negativo.
- ✓ Los 2 circuitos estudiados presentan elevados porcentos de pérdidas técnicas atendiendo al estándar de pérdida establecido por la Unión Nacional Eléctrica, provocados entre otras causas, por varios bancos de transformadores sobrecargados, influyendo negativamente, debido al crecimiento exponencial de las pérdidas en carga.
- ✓ La energía en estos circuitos se distribuye a una tensión eléctrica de 4.16 kV, influyendo negativamente en los valores de pérdidas técnicas, por ende, al cambiar este nivel de tensión y distribuirlo por otro nivel de tensión superior de 13.8 kV se logran valores de pérdidas más acordes con las normas de UNE.
- ✓ Los valores de pérdidas no técnicas se comportan aproximadamente con los niveles establecidos por la UNE para la distribución de energía eléctrica del 2% en un año natural, a pesar de presentar % elevados en los meses cálidos. Queda claro prestar mayor atención por parte de los inspectores en los meses de verano por ser estos meses los de mayor incumplimiento. Se propusieron medidas para el control.
- ✓ Con las acciones de mejoras planteadas, las pérdidas se reducen de 5,12 % y 5,82% en los circuitos 1 y 2 de Santa Clara, con un ahorro de unos 1215,33 MWh en un año.
- ✓ Se calcula un impacto económico de 108772,06 USD anualmente, provocados por la reducción de 2077 barriles de combustible a utilizar en el año para la generación eléctrica.
- ✓ Como consecuencia de quemar menos combustible fósil, se evaluó además el impacto medioambiental, dejándose de emitir cifras cercanas a las 1533,38 toneladas de gases de efecto invernadero a la atmósfera para cada año.

RECOMENDACIONES

1. Actualizar el estudio de cargabilidad de los transformadores de los circuitos, así como otros parámetros para un correcto estudio de las pérdidas, dígame: tipos de calibre, distancia entre nodos, gráficos de carga para la ciudad y las zonas rurales, desarrollado por el grupo técnico de esta entidad; brindando la posibilidad de realizar estudios con mayor grado de precisión.
2. Realizar en futuros estudios los cálculos sobre el costo de los materiales a utilizar en las modificaciones de mejora, para conocer el costo total del proyecto y el tiempo necesitado para obtener ganancias dicha inversión
3. Elevar el número de los metros contadores ubicados en el exterior de las viviendas, ayudando a reducir las probabilidades de hurto y daño del mismo. Influyendo de manera positiva en las pérdidas no técnicas o comerciales. Solo representa entre un 20% a 25% por circuito.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Medina Hurtado S, García Aguado J, «Predicción de demanda de energía en Colombia mediante un sistema de inferencia difuso neuronal». 2005.
- [2] Ing. Luis Manuel Hidalgo Vega, «Reconfiguración de redes eléctricas de distribución primaria en Las Tunas.», UNIVERSIDAD DE LAS TUNAS, Las Tunas, Cuba, 2017.
- [3] Alexander Estrada Santos., «Análisis del estado actual de las Pérdidas Técnicas en Circuitos Primarios de la Ciudad de Santa Clara.», tesis, Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Santa Clara, 2012.
- [4] «Manual de distribución eléctrica». 2008.
- [5] Rodríguez Bar N, Pérez Plasencia JC, «Estudio de las redes eléctricas de la zona oeste de la provincia La Habana.» 2011.
- [6] Jacinto de Jesús Esquirol González., «Estudio para Reducción de Pérdidas Comerciales En el Municipio Santa Clara», Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Santa Clara, Cuba, 2012.
- [7] JOSUÉ ISRAEL MUNGUÍA AGUILERO, «APLICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN BAJA TENSIÓN PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE EL SALVADOR», UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, CIUDAD UNIVERSITARIA, 2018.
- [8] Hugo David Suarez Goffe, «Reducción de pérdidas eléctricas en los circuitos de distribución primarios O-1844 y M-2307 pertenecientes al municipio Caimanera.», Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, Moa, Holguín, 2016.
- [9] Fernández, Martin,G.R, «Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria e de Guerrita», Trabajo de Diploma en Opción al Título De Ingeniero Eléctrico, municipio Mayarí, 2014.
- [10]F. E. S. Víctor Molina Sigcho , Raúl Ortega Granizo, «Plan estratégico para la reducción de pérdidas comerciales en la empresa eléctrica Guayas -Los Ríos». 2003.
- [11]J. Mauriccio P. C. Marcelo Orlando Segovia, «Plan estratégico de reducción de pérdidas comerciales de la empresa eléctrica Milagros C.A.», Guayaquil -Ecuador, 2004.
- [12]I. D. B. Ing. Marcelo Rey, «Beneficios por reducción de pérdidas eléctricas en la red de distribución al adoptarse niveles de tensión superiores en la Media Tensión». 2006.
- [13]«pronóstico de los precios del Crudo Brent 2015-2040», International Energy Repport AIE.
- [14]S. V. Luisa T. Molina y Mario J. Molina, «CÁLCULO DE EMISIONESDE CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA POR USO DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO». abr-2004.
- [15]: Alfredo Torres Debrayan Bravo Hidalgo1, «Energía y desarrollo sostenible en Cuba». Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente. Universidad de Cienfuegos «Carlos Rafael Rodríguez», 2015.

ANEXO 1

Datos de los conductores

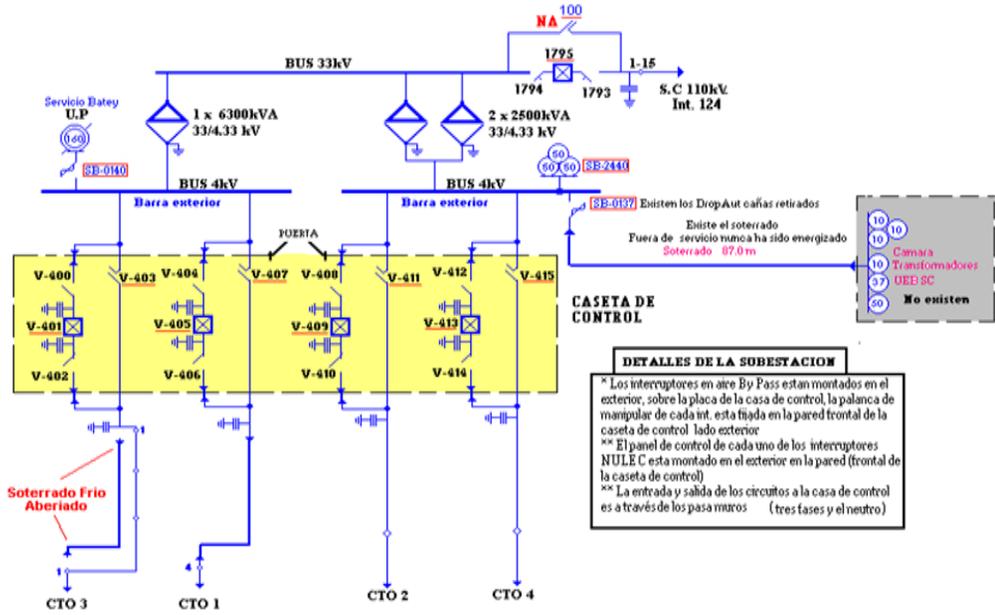
Nivel de Voltaje	Code	Size (mm ²)	Ampacity (kAmp)	Strand	Dia. (cm)	Steel Strand	Strand Steel Dia. (cm)	OD (mm)	GMR (mm)	RaT1 (Ohm/km)	RaT2 (Ohm/km)	Xa (Ohm/km)	Rdc (Ohm/km)
Primario y Secundario	AAAC78	78.740	0.296	7	0.356	0	0	11.35	0.0000088	0.425	0.509	0.356	0.426
Subtransmisión	AAAC158	158.500	0.460	19	0.326	0	0	16.31	0.0000127	0.211	0.252	0.333	0.211
Secundario	AAC85	85.000	0.331	7	0.425	0	0	11.79	0.0000043	0.350	0.420	0.411	0.340
Secundario y Neutro	ACSR50	53.510	0.247	7	0.337	0	0	9.36	0.0000034	0.550	0.660	0.429	0.540
Primario y Neutro	ACSR35	35.000	0.107	6	0.267	1	0	8.40	0.0000078	0.773	1.119	0.478	0.773
Primario	ACSR70	70.000	0.160	6	0.300	1	0	11.40	0.0000018	0.419	0.606	0.476	0.419
Subtransmisión	ACSR120	120.000	0.256	26	0.200	7	0	15.20	0.0000021	0.244	0.357	0.465	0.244
Subtransmisión	ACSR150	150.000	0.299	26	0.200	7	0	17.00	0.0000024	0.242	0.277	0.453	0.242
Secundario y Neutro	CU6	13.300	0.120	1	0.411	0	0	4.11	0.0000016	1.350	1.480	0.485	1.340
Primario y Neutro	CU4	21.150	0.180	7	0.195	0	0	6.45	0.0000022	0.850	0.940	0.462	0.850
Primario	CU2	33.630	0.240	7	0.247	0	0	8.13	0.0000028	0.544	0.662	0.444	0.544
Primario	CU1/0	53.480	0.310	7	0.312	0	0	9.35	0.0000034	0.340	0.380	0.428	0.340
Primario y Secundario	CU2/0	67.430	0.310	7	0.350	0	0	10.52	0.0000038	0.270	0.300	0.419	0.270
Primario y Secundario	CU3/0	85.030	0.360	7	0.350	0	0	11.79	0.0000043	0.210	0.240	0.411	0.210

ANEXO 2

Esquema de la subestación Santa Clara 33kV

Sub.Sta Clara 33/4.33 kV

CÓDIGO SE
VE-34



DETALLES DE LA SUBESTACION

* Los interruptores en aire By Pass estan montados en el exterior, sobre la placa de la casa de control, la palanca de manipular de cada int. esta fijada en la pared frontal de la caseta de control lado exterior

** El panel de control de cada uno de los interruptores NULE C esta montado en el exterior en la pared (frontal de la caseta de control)

** La entrada y salida de los circuitos a la casa de control es a través de los pasa muros (tres fases y el neutro)

Observaciones	Monolineal SE SANTA CLARA 33 KV No VE-34
1 Este monolineal modifica el plano Original	AMENGO REQUERIR BASES OBE Provincial VILLA CLARA
2 Solicitud de los numeros Del CO transm	Instalacion de cuchillas, entrada y salida, Bypass, e interruptores del tipo MOLEC a Cargo CO Transmision
3 Confeccionado 24/12/2008 Por R. Concepcion Grupo operativo	Ramon Concepcion, Exp.Principal Grupo Operativo OEB Despacho

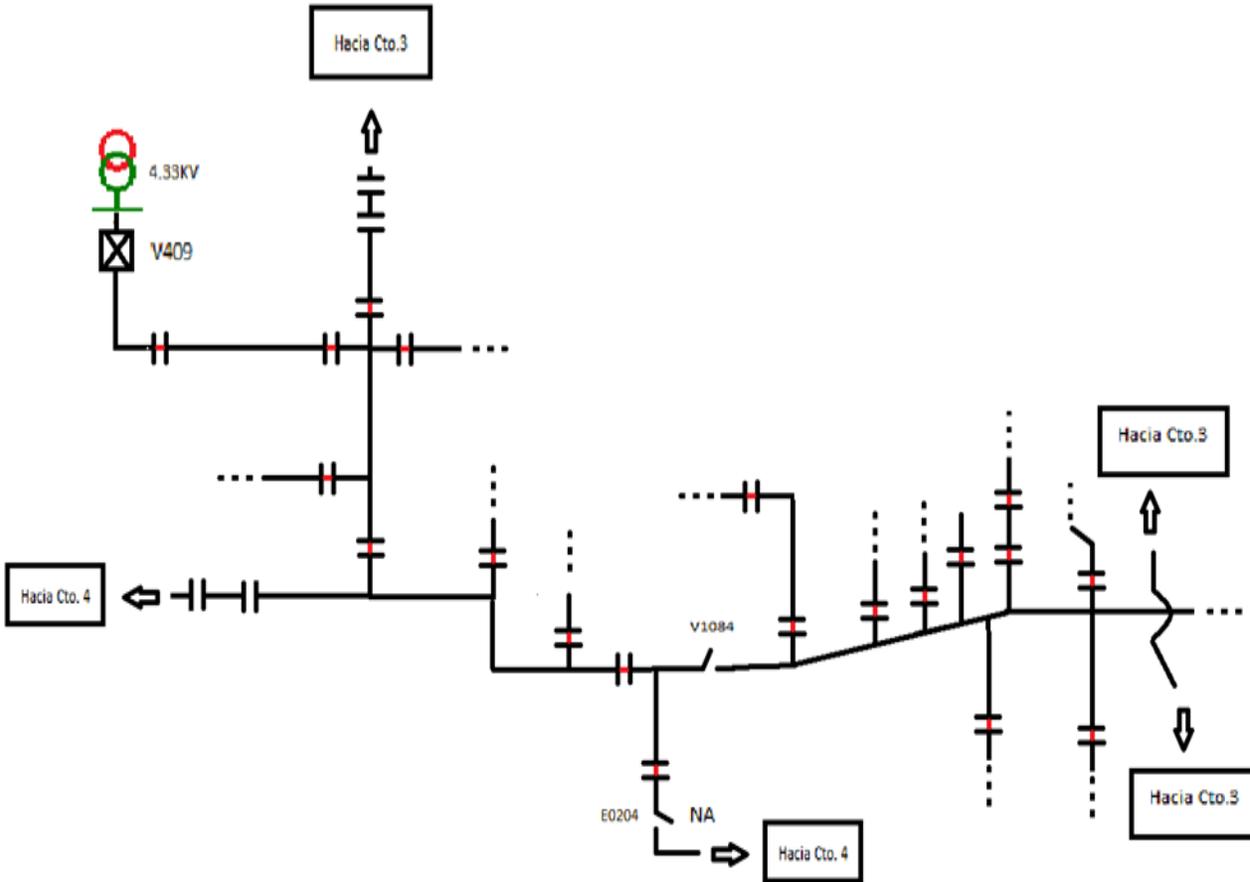
NOTA: Este Monolineal se confecciona para la operacion le despacho a partir del original recibido del CO Transmision

ANEXO 4

Esquema simplificado a los interruptores de enlace entre circuitos y alimentadores VJ2

Cto.2 Santa Clara 4 KV

LEYENDA	
	Tramo de línea
	Cuchilla
	Interruptor en aire
	Interruptor
	Recerrador
	Cruce de circuitos
	Puentes abiertos
	Puentes cerrados
	Subestación
	Modificación



ANEXO 5

Lectura nulex v405 del circuito VJ1 (Resumen de 6horas)

Time	Mean labc	Ia	Ib	Ic	Ie	kW	kVA	kVAR	Power Factor	Mean Vi abc	Vi a	Vi b	Vi c	Auxiliary Supply	Electronics Compartment Temperature °C	Battery Voltage	Switchgear Temperature °C
12:20:00	218	175	255	225	67	1524	1696	737	0,89	2587	2568	2597	2596	38,7	39	27,1	29
12:05:00	213	170	249	219	67	1493	1657	715	0,9	2595	2576	2612	2596	38,9	38	27,2	29
11:50:00	213	173	246	220	64	1499	1661	713	0,9	2595	2576	2612	2598	38,9	37	27,4	28
11:35:00	219	178	257	223	68	1544	1704	720	0,9	2588	2576	2602	2585	38,8	36	27,4	29
11:20:00	223	183	261	225	63	1574	1730	712	0,9	2582	2576	2589	2581	38,6	36	27,4	29
11:05:00	219	178	259	218	65	1544	1693	686	0,91	2582	2576	2588	2581	38,7	35	27,1	28
10:50:00	218	174	261	219	69	1535	1687	693	0,9	2577	2562	2588	2581	38,4	34	27,3	28
10:35:00	211	169	247	218	65	1483	1634	680	0,9	2575	2556	2588	2581	38,5	33	27,6	28
10:20:00	205	164	237	213	62	1424	1577	677	0,9	2568	2543	2584	2576	38,3	33	27,3	28
10:05:00	212	170	255	210	66	1468	1615	665	0,9	2539	2522	2552	2543	38	32	27,3	27
9:50:00	217	176	267	210	68	1501	1656	687	0,9	2535	2521	2551	2533	37,7	31	27,4	27
9:35:00	217	172	269	210	76	1474	1607	638	0,91	2465	2442	2480	2475	36,6	31	27,7	27
9:20:00	218	173	266	214	72	1469	1602	635	0,91	2449	2420	2462	2465	36,4	31	27,5	27
9:05:00	219	175	267	216	71	1482	1627	655	0,91	2470	2434	2496	2479	36,6	30	27,5	27
8:50:00	213	166	258	215	70	1444	1588	649	0,9	2476	2440	2504	2485	36,8	30	27,4	27
8:35:00	212	162	262	213	76	1436	1585	656	0,9	2483	2460	2504	2485	36,9	30	27,5	27
8:20:00	207	159	256	207	72	1407	1548	636	0,9	2483	2460	2504	2485	36,9	29	27,5	26
8:05:00	206	159	252	208	72	1400	1539	634	0,91	2483	2460	2504	2485	37	29	27,5	26
7:50:00	203	158	251	201	70	1377	1522	639	0,9	2494	2476	2506	2500	37,1	29	27,6	26
7:35:00	201	157	242	204	67	1359	1512	644	0,89	2503	2480	2524	2505	37,1	29	27,5	26
7:20:00	198	155	240	199	65	1335	1488	646	0,89	2503	2480	2524	2505	37,2	29	27,6	26
7:05:00	195	150	237	198	66	1321	1470	635	0,89	2511	2481	2529	2522	37,4	29	27,4	26
6:50:00	193	150	234	195	67	1312	1465	636	0,89	2523	2500	2544	2525	37,5	29	27,6	26
6:35:00	187	148	221	191	58	1258	1416	639	0,88	2523	2500	2544	2525	37,5	29	27,5	26
6:20:00	186	150	221	187	60	1256	1411	637	0,88	2526	2500	2544	2535	37,7	29	27,5	26
6:05:00	185	148	218	190	60	1256	1407	633	0,89	2530	2500	2544	2545	37,7	29	27,6	26

ANEXO 6

Lectura NULEC v409 del circuito VJ2 (Resumen de 6 horas)

Time	Mean Iabc	Ia	Ib	Ic	Ie	kW	kVA	kVAR	Power Factor	Mean Vi abc	Vi a	Vi b	Vi c	Auxiliary Supply	Electronics Compartment Temperature °C	Battery Voltage	Switchgear Temperatur e °C
6:49:00	139	122	143	151	25	957	1093	525	0,87	2628	2643	2628	2614	39	28	28,8	23
6:34:00	137	122	138	151	25	943	1080	526	0,87	2628	2643	2628	2614	39	28	28,8	23
6:19:00	136	121	136	150	25	929	1069	525	0,86	2628	2643	2628	2614	38,9	29	28,7	23
6:04:00	135	122	137	148	22	932	1068	522	0,87	2628	2643	2628	2614	39	29	28,8	23
5:49:00	134	121	137	146	21	924	1060	520	0,87	2628	2643	2628	2614	39,1	29	28,8	23
5:34:00	135	121	136	148	22	927	1064	526	0,87	2628	2643	2628	2614	39,1	29	28,7	23
5:19:00	136	120	138	150	24	934	1072	527	0,87	2628	2643	2628	2614	39	29	28,7	23
5:04:00	138	123	140	152	24	948	1088	536	0,87	2628	2643	2628	2614	39,1	29	28,7	23
4:49:00	140	124	140	154	26	959	1100	541	0,87	2628	2643	2628	2614	39	29	28,7	23
4:34:00	139	125	140	153	24	958	1098	539	0,87	2628	2643	2628	2614	39	30	28,7	23
4:19:00	141	125	141	156	27	968	1109	542	0,87	2628	2643	2628	2614	39	30	28,7	23
4:04:00	143	127	145	158	26	987	1129	547	0,87	2628	2643	2628	2614	39	30	28,7	23
3:49:00	143	128	144	157	25	987	1125	543	0,87	2625	2643	2628	2604	39	30	28,7	23
3:34:00	145	129	146	159	24	1003	1139	545	0,88	2622	2643	2628	2594	39	30	28,6	23
3:19:00	147	132	148	161	23	1020	1153	546	0,88	2617	2630	2628	2594	39	30	28,6	23
3:04:00	149	134	148	164	24	1030	1164	553	0,88	2612	2623	2618	2594	39	30	28,5	23
2:49:00	150	134	150	167	26	1042	1175	552	0,88	2608	2623	2608	2594	38,9	30	28,4	24
2:34:00	152	137	151	168	26	1057	1190	557	0,88	2608	2623	2608	2594	39	30	28,4	24
2:19:00	156	142	154	172	25	1089	1220	557	0,89	2608	2623	2608	2594	38,9	30	28,3	24
2:04:00	157	140	158	174	28	1094	1230	563	0,88	2608	2623	2608	2594	38,8	30	28,2	24
1:49:00	161	143	163	177	30	1126	1259	564	0,89	2608	2623	2608	2594	38,8	31	28,2	24
1:34:00	164	145	166	180	29	1143	1280	575	0,89	2608	2623	2608	2594	38,8	31	28,2	24
1:19:00	166	150	167	181	25	1163	1298	587	0,89	2608	2623	2608	2594	39	31	28,2	24
1:04:00	169	155	171	183	21	1192	1325	588	0,89	2608	2623	2608	2594	39	31	28,1	24
0:49:00	173	156	173	190	27	1218	1353	598	0,9	2608	2623	2608	2594	39	31	28,1	24
0:34:00	177	158	180	194	31	1248	1388	611	0,89	2611	2627	2611	2596	39	31	28	24
0:19:00	186	166	190	202	30	1316	1460	644	0,9	2619	2632	2621	2605	39,1	32	28	24

