



**REPÚBLICA DE CUBA**  
**MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR**  
**FACULTAD METALURGIA ELECTROMECAÁNICA**  
**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA**

**Tesis presentada en opción al título de**  
**Máster en ELECTROMECAÁNICA**

Análisis de las pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria Banes 1 mediante el uso de técnicas de minería de datos.

**Autor: Ing. Dichelton Álvarez Leyva**

“Año 59 del Triunfo de la Revolución”

Moa-2017



**REPUBLICA DE CUBA**  
**MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR**  
**FACULTAD METALURGIA ELECTROMECAÁNICA**  
**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA**

**Tesis presentada en opción al título académico de**  
**Máster en ELECTROMECAÁNICA**

Análisis de las pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria Banes 1 mediante el uso de técnicas de minería de datos.

**Autor: Ing. Dichelton Álvarez Leyva**

**Tutor: Dr. C. Reynaldo Laborde Brown**

Año 59 del Triunfo de la Revolución

Moa-2017

## DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Nosotros:

**Autor: Ing. Dichelton Álvarez Leyva**

**Tutor: Dr. C. Reynaldo Laborde Brown**

Autores de este trabajo de maestría certificamos su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico Doctor Antonio Núñez Jiménez el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

---

Firma del autor

---

Firma del tutor

## **PENSAMIENTO**

*Habr  un antes y un después de la Revolución Energética*

**“Fidel Castro Ruz”**

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mis hijos, que alcancen lo que yo he logrado y para las demás personas que me quieren y me aprecian, un fuerte abrazo.

## **AGRADECIMIENTO**

La formación profesional que he tenido por parte del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, al jefe de operaciones de la UEB Empresa Eléctrica de Banes Ing. Milton Ricardo Montero y muy especial al Ms. C. Yordan Guerrero Rojas por apoyarme cuando más lo necesitaba. Además, a los que confiaron en mí y me dieron fuerza para terminar mis estudios.

A todos muchas gracias

## Resumen

En el presente trabajo se realizó la identificación de las pérdidas técnicas en los diferentes componentes que se tienen en un sistema de distribución que funciona desde la subestación Banes 1 hasta los límites de la subestación Banes 3 en la provincia Holguín. Para ello se realizó una investigación partiendo de la caracterización de las pérdidas en el sistema de distribución de los circuitos 1 y 2. La determinación de las pérdidas consistió en un análisis de flujos de potencia con el apoyo del software RADIAL v 7.7 y de técnicas de minería de datos posibilitando el análisis eficiente de la base de datos obtenida del NULEC. Se abordó la curva de demanda de las cargas en las diferentes épocas del año y se dejaron plasmadas las características de los dos circuitos que se alimentan desde esta subestación, la potencia de distribución del mismo, así como las particularidades de los clientes que lo integran. Se modeló el comportamiento de la red incluyendo interruptores, fusibles y elementos seccionadores. También se analizó el modelo matemático del comportamiento de las principales variables eléctricas mediante técnicas de minería de datos. Se proponen soluciones a los problemas que permiten sustituyendo los conductores inadecuados, reconfigurando el circuito dos y sustituyendo los transformadores sub cargados, posibilita una reducción de 11 % de pérdidas, 198 kWh en una hora lo que equivale a 1741 kWh/a.

## Abstract

This work it carry out the identification of the technical losses in the different components that are had in a distribution system that works from the substation Banes 1 until the limits of the substation Banes 3 in the province of Holguín. For that, it was carried out an investigation beginning of the characterization of the losses in the system of distribution of the circuits 1 and 2. The determination of the losses consisted on an analysis of flows of power with the support of the RADIAL software v 7.7 and of technical of mining of data facilitating the efficient analysis of the obtained database of the NULEC. The curve of demand of the loads was approached in the different times of the year and they were left captured the characteristics of the two circuits that feed from this substation, the power of distribution of the same one, as well as the particularities of the clients that integrate it. The behavior of the net was modeled including switches, fuses and elements seccionadores. The mathematical pattern of the behavior of the main electric variables was also analyzed by means of technical of mining of data. They intend solutions to the problems that allow substituting the inadequate conductor, reconfiguring the circuit two and change the Transformers sub charged , it facilitates a reduction of 11% of losses, 198 kWh in one hour what is equal to 1741 kWh/a.

## ÍNDICE

<b>DECLARACIÓN DE AUTORIDAD.....</b>	<b>III</b>
<b>PENSAMIENTO .....</b>	<b>IV</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>V</b>
<b>AGRADECIMIENTO .....</b>	<b>VI</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>VII</b>
<b>ÍNDICE .....</b>	<b>IX</b>
<b>Introducción.....</b>	<b>15</b>
Situación problemática:.....	19
El problema de la investigación: .....	19
Objeto de estudio:.....	19
Campo de acción: .....	19
Objetivo general .....	19
Objetivos específicos .....	19
Hipótesis:.....	20
Tareas de la investigación: .....	20
Métodos de investigación.....	20
<b>CAPITULO 1 MARCO TEÓRICO-CONCEPTUAL .....</b>	<b>21</b>
<b>1.1 Estado del arte.....</b>	<b>21</b>
<b>1.2 Fundamentación teórica .....</b>	<b>28</b>
1.2.1 Principales conceptos relacionados con los circuitos de distribución .....	28
1.2.2 Métodos tradicionales de flujo de potencia.....	34
1.2.3 Métodos para la estimación de las pérdidas eléctricas .....	36
<b>CAPÍTULO 2 MATERIALES Y MÉTODOS.....</b>	<b>45</b>
2.1 Caracterización de los circuitos de distribución en el municipio Banes .....	45
2.2 Métodos aplicados para la determinación de las pérdidas.....	48
2.3 Software y equipos de medición .....	58
<b>CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....</b>	<b>61</b>
3.1 Cálculo de pérdidas técnicas. ....	61
3.2 Estudio de demanda. ....	62
3.3 Análisis y evaluación de las pérdidas eléctricas técnicas.....	74
3.4 Reducción de pérdidas en circuitos primarios .....	86
3.5 Análisis costo – beneficio del plan de reducción de pérdidas .....	90
<b>CONCLUSIONES GENERALES .....</b>	<b>92</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>93</b>

**BIBLIOGRAFÍA.....94**  
**ANEXO 1.....99**

## Lista de figuras

Figura 1.1 Relación entre dato, información y conocimiento.....	22
Figura 1.2 Estado de las pérdidas en América latina (fuente: Banco Interamericano de Desarrollo (BID)).....	26
Figura 1.3 Factores que inciden en las pérdidas técnicas .....	36
Figura 1.4 Componentes del plan de pérdidas.....	43
Figura 2.1. Esquema monolineal de la subestación Banes 1.....	46
Figura 2.2. NU-LEC instalado en la subestación Banes1.....	58
Figura 3.1 Resumen de la demanda máxima por épocas de año para el circuito 1 .....	64
Figura 3.2 Pronóstico de la demanda del circuito 1 con respecto a la capacidad instalada en transformadores. ....	64
Figura 3.3 Comportamiento de la demanda del circuito 1 con respecto a la capacidad instalada en transformadores. ....	66
Figura 3.4 Caída de tensión en los nodos de mayor incidencia para el circuito 1 en %.....	67
Figura 3.5 Leyenda del modelo del comportamiento de las caídas de tensión para el circuito 1. ....	67
Figura 3.6 Modelo matemático con pronóstico para el circuito 1.....	68
Figura 3.7 Resumen de la demanda por épocas de año para el circuito 2.....	69
Figura 3.8 Comportamiento de la demanda del circuito 2 con respecto a la capacidad instalada en transformadores. ....	70
Figura 3.9 Comportamiento de la demanda del circuito 2 con respecto a la capacidad instalada en transformadores. ....	71
Figura 3.10 Caída de tensión por nodos para el circuito 2 .....	72
Figura 3.11 Coeficientes del modelo matemático para el circuito 2.....	73
Figura 3.12 Modelo matemático con pronóstico para el circuito 2.....	73
Figura 3.13 Comportamiento de las pérdidas resumen por trimestre para el circuito 1.....	74
Figura 3.14 Comportamiento porcentual y líneas de tendencia de las pérdidas de energía en el circuito 1 .....	75
Figura 3.15 Comportamiento de las corrientes por fases de un día típico en el circuito 1..	76
Figura 3.16 Comportamiento del factor de potencia por trimestre en el circuito 1.....	77
Figura 3.17 Comportamiento de las pérdidas resumen por trimestre para circuito 2 .....	78

Figura 3.18 Comportamiento porcentual y líneas de tendencia de las pérdidas de energía en el circuito 2 .....	78
Figura 3.19 Análisis de dispersión de las pérdidas de energía en el circuito 2.....	79
Figura 3.20 Análisis de dispersión de las pérdidas de energía en el circuito 1.....	79
Figura 3.21 Comportamiento de las corrientes por fases de un día típico en el circuito 2..	80
.....	80
Figura 3.22 Comportamiento de las corrientes por fases aplicando minería de datos para la obtención del pronóstico en el circuito 2.....	80
Figura 3.23 Comportamiento del factor de potencia por trimestre en el circuito 2.....	81
Figura 3.24 Distribución de pérdidas de energía en la sub estación Banes 1 .....	82
Figura 3.25 Análisis de pronóstico mediante el uso de la minería de datos de las pérdidas de energía en la sub estación Banes 1 .....	82
Figura 3.26 Análisis de pronóstico mediante el uso de la minería de datos de las pérdidas de energía en la sub estación Banes 1 .....	83
Figura 3.27 Análisis histograma de las pérdidas de energía en el circuito 2 .....	84
Figura 3.28 Gráfico caída de tensión por trimestre circuito 2 .....	85
Figura 3.29 Cambio de sección del conductor en el circuito 2.....	89
Figura 3.30 Resultados del cambio de sección del conductor.....	89

## Lista de tablas

Tabla 1.1 Valores de pérdidas en transformadores monofasicos de distribucion.....	41
Tabla 2.1 Cantidad de clientes por circuitos en Banes.....	47
Tabla 2.2 Tipos de Cargas .....	47
Tabla 2.3 Clases de Usuarios en el circuito 1 .....	48
Tabla 2.4 Clases de Usuarios en el circuito 2 .....	48
Tabla 2.5 Pérdidas resistivas en transformadores de distribución. (Fuente: Laboratorio de transformadores EEARCN S.A).....	54
Tabla 2.6 Pérdidas en el núcleo en trasformadores de distribución. (Fuente: Laboratorio de transformadores EEARCN S.A).....	55
Tabla 2.7 Pérdidas totales en el transformador de distribución. (Fuente: Laboratorio de transformadores EEARCN S.A).....	55
Tabla 2.8 Método para reconfiguración del circuito .....	58
Tabla 3.1 Pérdidas totales en transformadores de Distribución del circuito 1 .....	61
Tabla 3.2 Pérdidas totales en transformadores de Distribución del circuito 2.....	62
Tabla 3.3 Demandas promedio, mínimas y máximas del circuito 1 .....	63
Tabla 3.4 Resumen estadístico del análisis de regresión del circuito 1.....	63
Tabla 3.5 Demandas promedio, mínimas y máximas del circuito 1 respecto a la capacidad instalada. ....	65
Tabla 3.6 Caída de tensión en los nodos más significativo para el circuito 1.....	66
Tabla 3.7 Demandas promedio mínimas y máximas del circuito 2.....	68
Tabla 3.8 Demandas promedio, mínimas y máximas del circuito 2 respecto a la capacidad instalada. ....	69
Tabla 3.9 Demandas promedio mínimas y máximas del circuito 2.....	70
Tabla 3.10 Demandas promedio, mínimas y máximas del circuito 2 respecto a la capacidad instalada. ....	71
Tabla 3.11 Caída de tensión en los nodos más significativo para el circuito 2.....	72
Tabla 3.12 Correlación entre la demanda y las pérdidas eléctricas del circuito 1. ....	74
Tabla 3.13 Análisis de varianza entre la demanda y las pérdidas eléctricas del circuito 2. ....	75
Tabla 3.14 Resumen de pérdidas y ahorro por circuito .....	85
Tabla 3.15 Resultados de la simulación antes de la modificación del circuito.....	86

Tabla 3.16 Resultados de la simulación una vez seccionado el circuito .....	87
Tabla 3.17 Resumen de pérdidas y ahorro en circuito Tanganica.....	87
Tabla 3.18 Resultados de la simulación instalando la subestación de Tanganica. ....	87
Tabla 3.19 Resumen de las pérdidas totales para el circuito 2. ....	88
Tabla 3.20 Beneficio para el cambio del conductor .....	90
Tabla 3.21 Beneficio para una nueva subestación. ....	90

## Introducción

En el análisis de un sistema eléctrico de potencia, los sistemas de distribución eléctrica se constituyen en la última etapa de adaptación y transportación de la energía antes de llegar a los respectivos consumidores. Esta etapa se encuentra controlada, operada y administrada por la empresa eléctrica y entre las partes que sobresalen en dicho sistema tenemos las siguientes:

- Subestaciones de distribución.
- Alimentadores primarios.
- Transformadores de distribución.
- Red secundaria.
- Acometidas.
- Elementos de medición.

En el mundo las pérdidas son de un valor significativo y más en los países desarrollados tratan de mantener los índices de pérdidas por debajo de 8 % por las pérdidas monetarias que esto significa, sin embargo, en los países sub desarrollados estos valores distan de los anteriores debido a problemas técnicos, robos, fraude y otros que le dan a la empresa eléctrica una baja solvencia financiera. En Latinoamérica se ha trabajado, pero aún el porcentaje está muy alto 17 % (Ormaetxea, 2017). Existiendo países que más del 50 % de la energía que generan se pierden siendo una debilidad para estos. Y en otros como Venezuela con un 32 %, significando miles de dólares de pérdidas energía que pudiesen haberse utilizado para mejorar los sistemas.

Los análisis de pérdidas en nuestro país, en muchos de los casos revisados por (Holguín U. E., 2016), no han sido tratados adecuadamente; sin embargo, debido a las ventajas que representan para la empresa eléctrica, si están debidamente justificados para mejorar los índices en un mercado eléctrico exigente, representan una inversión que es plenamente rentable.

En ese mismo sentido existen diversos métodos científicos como la minería de datos para predecir la demanda y por ende las pérdidas eléctricas, con los que se suelen realizar los estudios a largo plazo. Sin embargo, para determinar el comportamiento horario es

prácticamente obligatorio analizar mediciones en instalaciones ya existentes analizando, además, la composición de los receptores asociados. Los gráficos de carga del sector residencial se caracterizan por una elevada demanda en las primeras horas de la noche cuando la mayor parte de la familia regresa al hogar y se intensifica el uso de los equipos electrodomésticos (Torres, 2011).

Resulta oportuno comentar que este problema se puede eliminar, aunque no del todo, ya que al no tener bien identificadas y no poseer una metodología para el cálculo de las pérdidas, además de los problemas que existen en la medición del punto de frontera para el cálculo de las pérdidas no técnicas se propone buscar soluciones que disminuyan las pérdidas a los valores que técnicamente sean más rentables y ofrezcan una mejora en el sistema eléctrico.

En efecto realmente las pérdidas en los sistemas de distribución son la suma de las ineficiencias, que a lo largo de un período se produjo y reflejan los errores en la aplicación de criterios desde sus bases de conceptualización y diseño, hasta su sistema operativo, la falta en el control de ingeniería permite que el avance de un sistema produzca más pérdidas de energía, debido a la falta de procedimientos y herramientas para el tratamiento de pérdidas (Mass, 1997). Los índices de pérdidas miden el nivel de progreso de una empresa distribuidora y por consecuencia, el progreso de una comunidad. Esto permite que, aunque no es posible su eliminación, su reducción en un manejo de pérdidas técnicas y no técnicas, de fraude o hurto para acercarlas al mínimo posible, teniendo como meta nuevos índices favorables para la empresa y la comunidad en general.

Es un tema indiscutible la necesidad de un mejoramiento del manejo de la energía en la empresa distribuidora, por lo que es muy necesario analizar la reducción y control de pérdidas en cada una de ellas, es decir a través de estudios que permitan lograr una red, donde las pérdidas técnicas, es decir las causadas por los diversos fenómenos físicos que se presentan en los componentes de un sistema de distribución, estén en niveles aceptables.

Hoy en día, el uso de técnicas de minería de datos da lugar al descubrimiento de información y a la adquisición de conocimiento útil a partir de bases de datos, incluso cuando éstas están incompletas y no son continuas. De manera tal, que en la actualidad la

minería de datos es un área importante de investigación y desarrollo (Castillo G. G., 2008). Una realidad actual de la minería de datos es su papel como una tecnología de apoyo que ha venido a resolver dos grandes retos: Trabajar con grandes volúmenes de datos para extraer y descubrir información de interés. Usar técnicas adecuadas para explorar, analizar, comprender y aplicar el conocimiento adquirido de grandes conjuntos de datos, así como para identificar tendencias y comportamientos que faciliten una mejor comprensión de los fenómenos que nos rodean y sirvan de ayuda en la toma de decisiones. Debido a la creciente importancia que se ha dado a la minería de datos, instituciones como el Instituto Tecnológico de Massachussets (MIT, 2001) la consideran como “una de las diez tecnologías emergentes más importantes del siglo 21 que cambiará el sentido de investigación en el mundo”. De manera tal, que en la actualidad la minería de datos es un área importante de investigación y desarrollo. El impulso al empleo de minería de datos se asocia a una serie de factores como (Larose, 2005): El crecimiento exponencial de la recolección de datos y la evolución del poder de cómputo. El almacenamiento de los datos con la finalidad de tener acceso a una base de datos actualizada y confiable. La creciente disponibilidad de información en Internet. La presión competitiva del mercado en una economía globalizada. Una de las ventajas de contar con bases de datos es la posibilidad de descubrir información de interés y adquirir conocimiento mediante el análisis de los datos. Sin embargo, el volumen mismo de las bases de datos es con frecuencia una limitante para análisis manuales por lo que se han desarrollado tecnologías especializadas que faciliten su manejo. Una de estas tecnologías es la minería de datos, por medio de la cual se cuenta con mecanismos útiles para la extracción de información a partir de series extensas de datos. Esto ha hecho a la minería de datos una herramienta útil, estableciendo un área activa de investigación y desarrollo.

En efecto, una realidad actual de la minería de datos es su papel como una tecnología de apoyo para explorar, analizar, comprender y aplicar el conocimiento adquirido de grandes volúmenes de datos, así como la identificación de tendencias y comportamientos que faciliten una mejor comprensión de los fenómenos que nos rodean y sirvan de ayuda en la toma de decisiones. En la literatura se cuenta con varias definiciones para la minería de datos, algunas de ellas son: (Frank, 2005) la minería de datos es el proceso de descubrir patrones en los datos. Los datos se presentan en grandes cantidades. Los patrones

descubiertos deben ser significativos de manera que se permitan ventajas, por lo general, de tipo económicas. La minería de datos es el proceso eficiente, no trivial, de extraer información valiosa (patrones y tendencias) de una gran colección de datos. (Hand et al, 2001), la minería de datos es el análisis de conjuntos de datos observados, a menudo extensos, para encontrar relaciones insospechadas y resumir los datos en forma comprensible y útil para el usuario de la información.

En lo que se refiere a la presencia de los NULEC (dispositivos de protección y medición) se ha ido generalizando a nivel de los circuitos de distribución en Cuba. Las facilidades de medición que brindan, permiten realizar investigaciones mejorando el análisis de las variables y facilitando los cambios oportunos para la operación. No obstante, aún no se han aprovechado todas sus potencialidades. En la actualidad se trabaja por enlazar en redes de monitoreo estos instrumentos de medición, para que las operaciones de los departamentos de despacho de la empresa eléctrica sean más eficientes, pero aún es incipiente este propósito. En las unidades básicas eléctricas se cuenta con un conjunto de información de los clientes que forman parte de los circuitos de distribución urbanos, sin embargo, no se aprovechan en toda su potencialidad (Reyes, 2008). Estas informaciones no cuentan con un procedimiento de análisis que facilite la toma de decisiones a pesar de que se cuenta con los detalles de la composición física de los circuitos, los consumos de los clientes, así como las informaciones económicas relacionadas.

En el país los índices de pérdidas deben tener la meta de bajar para poder relacionarse con países industrializados, en los cuales sus índices de pérdidas totales son menores al 8%, con pérdidas no técnicas cercanas a cero (0%). Los ejecutivos e ingenieros de las empresas distribuidoras del país deben sentir la preocupación que esto implica, para de esta manera llevar a cabo estudios y proyectos sobre el tema.

Sobre la base de las consideraciones anteriores este trabajo sugiere medidas tendientes a la reducción de pérdidas mediante el procesamiento de información usando técnicas de minería de datos que permita un análisis del comportamiento del alimentador primario, para a continuación establecer alternativas de reducción de estas.

**Situación problémica:**

Los circuitos de distribución presentes en el municipio de Banes al igual que otros municipios buscan soluciones internas para mejorar sus pérdidas de las cuales se han establecido metodologías para caracterizar estas pérdidas y en cuanto pueden ser reducidas.

**El problema de la investigación:**

Desconocimiento del comportamiento de las pérdidas eléctricas en los circuitos de distribución primaria de la subestación Banes 1, que permita la formulación de propuestas concretas para la reducción de dichas pérdidas.

**Objeto de estudio:**

Circuitos de distribución primaria de la subestación Banes 1.

**Campo de acción:**

Comportamiento de las pérdidas eléctricas técnicas.

**Objetivo general**

Evaluar el comportamiento de las pérdidas eléctricas en los circuitos de distribución primaria de la subestación Banes 1 mediante el uso de técnicas de minería de datos.

**Objetivos específicos**

1. Determinar el comportamiento de las cargas en los circuitos eléctricos primarios del municipio Banes.
2. Evaluar el comportamiento de las pérdidas según período horario diario y para diferentes épocas del año.
3. Establecer el modelo matemático del comportamiento de las pérdidas eléctricas mediante el uso de técnicas de minería de datos.
4. Definir propuestas para la reducción de las pérdidas en los circuitos primarios de distribución

**Hipótesis:**

Si se evalúa el comportamiento de las pérdidas eléctricas técnicas de la subestación de distribución Banes 1, se puede proponer soluciones para disminuirlas mejorando la calidad de energía.

**Tareas de la investigación:**

1. Búsqueda bibliográfica
2. Trabajo de campo. Recopilación de información sobre los circuitos primarios de la subestación Banes1
3. Procesamiento de la información mediante técnicas de minería de datos
4. Modelado en RADIAL del objeto de estudio
5. Formulación de propuestas para la reducción de las pérdidas
6. Análisis económico

**Métodos de investigación**

Para llevar a cabo con éxito esta investigación se utilizaron diferentes métodos de investigación, del nivel teórico:

- Método Inductivo-Deductivo, para realizar el examen y evaluación de los trabajos científicos, objetos de estudio, hasta definir la base teórica del problema de las pérdidas eléctricas en los circuitos de distribución y mediante un proceso de síntesis, emitir una opinión profesional.
- Histórico-Lógico, para desarrollar el análisis de las investigaciones anteriores y antecedentes que permitan continuar el estudio y la necesidad del mismo.
- Análisis-Síntesis, para lograr propuestas para la reducción de las pérdidas eléctricas técnicas e interpretación de la bibliografía.

## **CAPITULO 1 MARCO TEÓRICO-CONCEPTUAL**

### **Introducción**

En este capítulo se persigue como objetivo exponer las principales investigaciones sobre las pérdidas de energía en circuitos de distribución primarios. Estas son tratadas en varios escenarios por el nivel de importancia que estas representan para la economía de cualquier empresa eléctrica. Además, los principales conceptos usados para el tema.

### **1.1 Estado del arte**

La energía desempeña un papel decisivo en nuestra sociedad. Es un insumo fundamental para el desarrollo social y el crecimiento económico. No sólo se utiliza para satisfacer las necesidades básicas de nuestra vida cotidiana y prestar los servicios básicos (refrigeración, cocción de alimentos, alumbrado, transporte, etc.) sino que también es un factor de la producción de primordial importancia en casi todos los sectores de la industria (Granda, 2013).

La empresa eléctrica surge para brindar servicio a los clientes y todos los sistemas eléctricos, siendo estos afectados, en mayor o menor medida, por pérdidas de energía, las cuales causan diversos perjuicios al medio ambiente en general, requiriendo mayor consumo de recursos no renovables debido a que se debe disponer mayor generación conforme aumentan las pérdidas; y al sistema eléctrico en particular, limitando la capacidad técnica y aumentando la sollicitación de las instalaciones (Pascual, et al, 2010) para ello se necesita realizar análisis de las cargas, su comportamiento en el tiempo, pues no todo el año se comporta de la misma manera. El calentamiento de la atmosfera hace que los sistemas trabajen con mayor temperatura y los consumidores en un sistema de distribución no están exentos de dicha problemática.

En este propósito cada día generamos una gran cantidad de información, algunas veces conscientes de que lo hacemos y otras veces inconscientes de ello porque lo desconocemos. Actualmente nos han llevado a abusar del almacenamiento de la información en las bases de datos. Podemos decir que las empresas almacenan datos, pero no todas hacen uso de ellos. En cambio, si estos datos son leídos y analizados pueden proporcionar en conjunto un verdadero conocimiento que ayude en la toma de decisiones. Así pues, es necesario contar con tecnologías que nos ayuden a explotar el potencial de

este tipo de datos (Benito & Carrillo, 2007).

La minería de datos (Data Mining) surge como una tecnología que intenta ayudar a comprender el contenido de una base de datos. De forma general, los datos son la materia prima bruta. En el momento que el usuario les atribuye algún significado especial pasan a convertirse en información. Cuando los especialistas elaboran o encuentran un modelo, haciendo que la interpretación conjunta entre la información y ese modelo represente un valor agregado, entonces nos referimos al conocimiento. En la figura 1.1, se ilustra la jerarquía que existe en una base de datos entre dato, información y conocimiento. Se observa igualmente el volumen que presenta en cada nivel y el valor que los responsables de las decisiones le dan en esa jerarquía. El área interna dentro del triángulo representa los objetivos que se han propuesto. La separación del triángulo representa la estrecha unión entre dato e información, no así entre la información y el conocimiento (Hernandez, Ramírez, & Ferry, 2004). La minería de datos trabaja en el nivel superior buscando patrones, comportamientos, agrupaciones, secuencias, tendencias o asociaciones que puedan generar algún modelo que nos permita comprender mejor el dominio para ayudar en una posible toma de decisión.

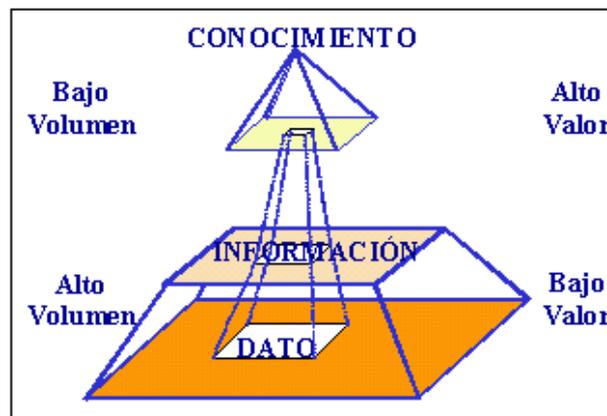


Figura 1.1 Relación entre dato, información y conocimiento.

Con todo lo anterior podemos decir que la minería de datos es el proceso de descubrir patrones de información interesante y potencialmente útiles, inmersos en una gran base de datos en la que se interactúa constantemente, siendo una combinación de procesos como:

- Extracción de datos

- Limpieza de datos.
- Selección de características.
- Algoritmos.
- Análisis de resultados.

Cabe agregar que el análisis de la composición de las pérdidas según varios autores (Masaquiza, 2008) (Méndez, 2010) en los cuales las cargas están conectadas en el circuito de distribución con una tensión de 13,8 kV se han realizado, y han demostrado que estas, tienen un valor considerable si no se les mantienen con un seguimiento constante y por debajo de los valores mínimos permisibles. En este trabajo el levantamiento de las pérdidas estaba hecho por el departamento de operaciones de la empresa eléctrica, solo que habían realizado cambios en la configuración del circuito que no tenían contemplados en la base de datos afectando esto la simulación del flujo de carga. Al ser este circuito de gran importancia por su ubicación en el centro de la ciudad de Banes se tiene que tener los valores actualizados y al instalar nuevas cargas o modificaciones en la configuración del circuito como por ejemplo el cambio de la sección del conductor afecta el cálculo de las pérdidas y no se tiene claridad de los valores en dinero que se pierden por ese concepto.

Además, el comportamiento de las pérdidas por época del año no son las mismas y cambian de un año a otro por el calentamiento global demostrando la importancia que es tener identificado donde es que existen las mayores pérdidas y cómo enfrentarlas mediante acciones que permitan la disminución de estas. Sin embargo, otros autores sugieren mejorar el factor de potencia o en su caso la energía reactiva de la red (Quintela., 2006), (Bermúdez, 2010) mediante la colocación de bancos de capacitores automáticos lo cual sería una óptima solución, más se debe tener en cuenta el desbalance de las cargas trifásicas pues no siempre se garantiza la eficacia en la disminución de las pérdidas, a no ser que se asegure un alto equilibrio de la carga (Quintela, Arévalo, & Melchor, 2006). En redes de distribución sería conveniente que todos los consumidores tanto industriales como residenciales garantizaran un alto factor de potencia y que las cargas estuvieran perfectamente equilibradas. Con esto se garantiza la disminución de las pérdidas con una eficiencia y una bonificación por parte de la empresa eléctrica por tener los valores por encima de 0,92 siendo de beneficio para ambos.

Numerosas investigaciones sugieren procedimientos para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución eléctrica de baja tensión (Vásquez, 2008) (Arriagada, 1994) que proponen una metodología para la evaluación de los índices de pérdidas y el cálculo de pérdidas técnicas eléctricas en metodología para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución eléctrica alimentadores y transformadores que forman parte de los circuitos de distribución eléctrica, pero solo buscan los elementos a los cuales invertir. Para evaluar las pérdidas es necesario ver el sistema como un todo y no elementos aislados ya que incide directamente y existen pérdidas que solo se pueden disminuir, nunca eliminar.

También cabe resaltar que el tema del sobredimensionamiento de los transformadores varios autores (Granda, 2013), (Villavicencio & Delgado, 2012) han planteado que son una fuente de generación de pérdidas y también cómo influyen en un sistema de distribución, por lo que la parametrización y control de pérdidas de energía eléctrica en estaciones de transformación, también se traduce en una oportunidad social, ya que una reducción de pérdidas libera recursos financieros que, de acuerdo con prioridades de desarrollo económico pueden ser utilizados en la misma empresa y en otros sectores de la economía. Ejemplo de ello es en la cabecera de la provincia de Holguín (Angulo, 2009), en Cuba donde existe las empresas KTP y 26 de Julio donde es posible disminuir las pérdidas causadas por el bajo factor de utilización de los dos transformadores de 6,3 MVA, por estar trabajando con un bajo nivel de actividad usando un factor de demanda de 0,15 y 0,08 respectivamente. Con la utilización de un solo transformador pueden suplir la carga de ambas empresas, siendo de gran ventaja estudios que propongan la solución que propusieron en ese trabajo.

Ya algunos trabajos hablan de herramientas computacionales para el análisis de redes de distribución (Longatt & Palencia, 2008) donde inicia con una interfaz sencilla y amigable en ambiente Microsoft Windows™, que permite la evaluación de las condiciones de operación de régimen permanente en sistemas de potencia y de distribución. Teniendo como parte de su módulo gráfico el cálculo de las pérdidas de potencia activa y reactiva las cuales se calculan por el método tradicional (resistencia equivalente). Y otros como (Reza, y otros, 2015) donde proponen un software más profesional, un simulador del sistema eléctrico de distribución donde entre sus herramientas principales se encuentran: flujo de carga, cálculo de pérdidas, balanceo de fase, entre otras. Además, cuenta con la realización de estudios de los cuales los más importantes son la reducción de pérdidas por balanceo de fases de

circuitos asimétricos. Y la reducción de pérdidas por corrección de factor de potencia mediante el uso y la aplicación del SimSED para modelar, analizar y simular el comportamiento del sistema eléctrico de potencia bajo una gran cantidad de condiciones (normal y de emergencia) se ha logrado mejorar la planeación y la operación del sistema eléctrico de distribución con criterios de rentabilidad y optimización de recursos.

En este trabajo, se utilizó un programa computacional cubano que muchas empresas eléctricas lo usan hoy en día, el cual es el RADIAL en su versión 7.7 teniendo igual que el anterior varias ventajas y realiza también flujos de carga y estudio de pérdidas, aunque hay tendencias de utilizar otro software el cuál se está diseminando por todo el país.

Aunque algunos programas de reducción de pérdidas pueden resultar costosos, la recuperación de esta inversión está garantizada y puede prevalecer en el tiempo (Orjuela, 2017). Entre las soluciones que propone este autor son: balancear las cargas por fases, Eliminación de puntos calientes en el sistema de distribución, Mejoramiento del factor de potencia, redistribución de cargas en transformadores y cargar transformadores al valor nominal entre otras. De estas, una solución a la reducción de las pérdidas de energía, viene dada por la división del circuito 2 del municipio de Banes y la construcción de una nueva subestación en el barrio de Tanganica lo que no se tuvo que eliminar fue el nivel de tensión, es por la longitud del circuito que tiene sobre los 21 km. Y además del cambio de la sección del tronco para uso de transferencia de potencia y disminución de pérdidas. Sin embargo, en (Vázquez, 2014) ya muestra la reconfiguración topológica para la reducción de pérdidas de energía en la red de media tensión utilizando el método heurístico y la programación lineal para conocer la configuración más óptima con menos pérdidas validado por software profesional.

Otros autores como (Pérez, Siles, Mesa, & Aguiar, 2013) presentan nuevos elementos a tener en cuenta en la evaluación de la factibilidad técnico económica de la instalación de una nueva subestación, al presentar un nuevo diseño de las redes de distribución, que producen un gran ahorro anual, por concepto de reducción de pérdidas técnicas.

En (Castillo A. v., 2008) se plantea la evaluación de los diferentes métodos para el cálculo de las pérdidas técnicas en media tensión para redes de distribución. Donde la existencia de una base de datos resultados de la medición ayude a buscar la solución óptima a este

problema. En este trabajo se realizó mediante la utilización de software profesionales y mediante técnicas de minerías de datos que demuestran la valides del resultado.

Ya los usos de técnicas avanzadas en los análisis de datos utilizan la minería de datos (Trejos, 2014) en los que resaltan los métodos de clasificación y los algoritmos Adaboost y Bagging los cuales la salida de cada uno de los algoritmos permite determinar la eficiencia individual de cada uno de ellos y la eficiencia global, la cual es el resultado de combinar los resultados de cada método. Esto último se realiza con el fin de minimizar el error en la clasificación del resultado final.

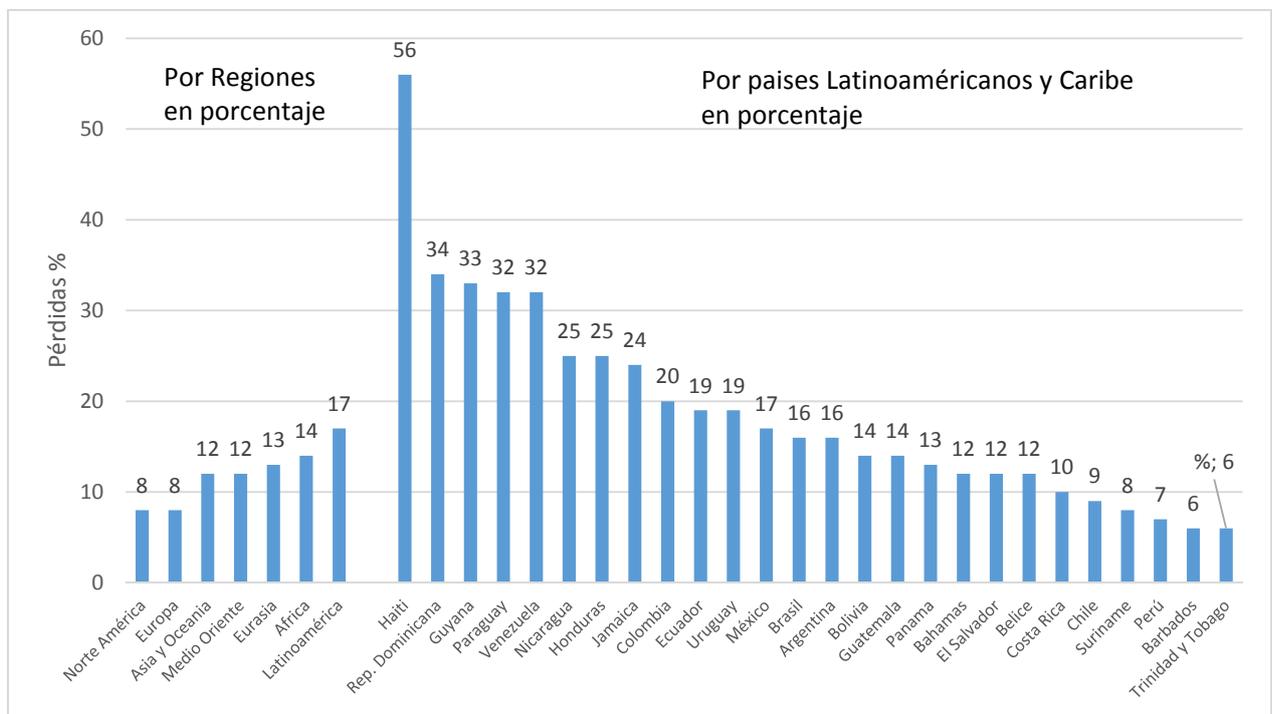


Figura 1.2 Estado de las pérdidas en América latina (fuente: Banco Interamericano de Desarrollo (BID))

La pérdida de electricidad en América Latina y el Caribe duplica la media de la Organización Central de Desarrollo Económico (OCDE) y supone entre 11 000 y 17 000 millones de dólares anuales, como se muestra en la figura 1.1. El 80% se produce en el subsector de la distribución perdiéndose cada año un 17% de la electricidad que genera según estudio realizado por el BID (Ormaetxea, 2014) y asegura que «la situación es especialmente alarmante si observamos la tendencia de las tres últimas décadas, ya que la pérdida de electricidad en la región no sólo no ha mejorado, sino que ha empeorado su radio». Esa

ausencia de mejora es achacada, por parte del organismo, a «la insuficiente inversión en infraestructura para un desarrollo dinámico de la región durante los últimos treinta años».

En nuestro país desde 1959 las pérdidas han promediado un 15,22 % según (O.N.E, 2015), valores que no se les había dado importancia hasta hace unos años que en la empresa eléctrica el término de pérdidas energéticas ha tomado un auge y hasta comités de pérdidas se han creado con el objetivo de día a día establecer metas, lo que implica un despilfarro de recursos incompatibles con la eficiencia requerida por la colectividad. Para disminuir los valores hasta términos competitivos a nivel internacional se toman medidas y en nuestra provincia de Holguín actualmente ronda un 10 % (O.N.E., 2010). Valor que dice mucho del empeño que han puesto los trabajadores de la empresa eléctrica para disminuirlas. En el municipio de Banes también se ha llevado a cabo un trabajo continuo en aras de disminuir las pérdidas desde el 2007 se ha establecido metas para la disminución, aunque insuficientes las cuales se encuentran en el 11,42 % (Holguín, 2016).

Para una visión del problema de pérdidas en un sistema de distribución se necesita clarificar algunos conceptos acerca del sistema eléctrico existente en el momento en que este se encuentra conformado por componentes de manera física y ordenada para las determinadas tareas que este sistema asigna. Un sistema de distribución más sus componentes físicos tienen un grupo humano para la operación y mantenimiento, es decir ese sistema se encuentra formado tanto por su parte física como por el recurso humano, para un desenvolvimiento correcto en la producción y administración de energía dentro de una comunidad.

Cabe agregar que las pérdidas de energía eléctrica son un problema que hay que enfocarlo y entenderlo adecuadamente, es un problema que se presenta en mayor o menor grado en cada uno de los elementos que conforman el sistema eléctrico de estudio. Se encuentran en varias etapas del proceso, ya sea por problemas de ineficiencia en la operación del sistema, diseño del sistema, el comportamiento futuro de los componentes y en sí, las consecuencias sobre los elementos físicos, una mala administración, o una inadecuada dirección.

## 1.2 Fundamentación teórica

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, pero que sin embargo puede ser reducida a valores aceptables según planes establecidos para dicho efecto. Las pérdidas técnicas se presentan principalmente por la resistencia de los conductores que transportan la energía y el cuadrado de la corriente que pasa por ellos.

### 1.2.1 Principales conceptos relacionados con los circuitos de distribución

Las pérdidas de energía eléctrica se pueden clasificar según su origen (Smolenski, 1990):

#### Pérdidas eléctricas técnicas

**Las pérdidas se deben en general** a las condiciones propias de las instalaciones. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través de las redes de distribución. Su magnitud depende entonces de las características de las redes y de la carga a que éstas se ven exigidas.

Para las pérdidas técnicas de energía se tiene la expresión 1.1:

$$L_{TP} = \sum_{j=1}^{Nd} \cdot \sum_{k=1}^{24} W_{Pjk} \quad (1.1)$$

donde:

$L_{TP}$  Pérdidas técnicas de energía en circuitos primarios (kWh)

$W_{Pjk}$  Pérdidas técnicas en circuitos primarios para un día  $j$  y una hora  $k$  (kW)

$Nd$  Número de días del estudio considerado

$k$  Contador de horas

$j$  Contador de días

**Se consideran pérdidas no técnicas** a la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico de distribución y las pérdidas técnicas medidas y/o calculadas. Ello representa para la empresa prestadora del servicio una pérdida económica importante y por lo tanto debe ser reconocida en la tarifa hasta un determinado valor de eficiencia.

**Las pérdidas totales:** se calculan del balance de energía del sistema. La precisión y exactitud en el balance de la energía y valor de las pérdidas depende de la fidelidad

de las mediciones y las lecturas, para lo cual a fin de establecer estas condiciones se efectuarán balances mensuales para el último año es decir de los últimos 12 meses, con lo que se denomina “promedio móvil”. Esa diferencia es la suma de las pérdidas técnicas + las pérdidas no técnicas.

**Las pérdidas en los sistemas de distribución:** representan las diferencias entre la medida de las cantidades de energía suministrada en un período determinado o establecido para el estudio, y la energía registrada por la empresa distribuidora en el mismo período.

**Las pérdidas de potencia y energía de un subsistema de distribución:** dependen de la demanda que deben suplir, por lo tanto, el uso de esta información de forma correcta permitirá obtener resultados más precisos.

### **Demanda**

La demanda de un sistema es el promedio de potencia requerido por una carga, durante un determinado intervalo de tiempo, denominado intervalo de demanda, la demanda se expresa en kilowatt.

Si la demanda se expresa en kW (que es lo común) entonces:

$$D = \frac{\text{Energía}(kWh)}{\text{Tiempo}(horas)} = \frac{E_c}{T} \quad (1.2)$$

### **Curva de Carga**

La Curva de carga es el valor que toma la demanda eléctrica en cada intervalo, no se debe representar la curva de carga con potencias instantáneas.

La curva representa gráficamente la variación de la carga en periodos de tiempo determinados. Con pocas excepciones la carga será variable hora a hora, día a día

### **Coincidencia de picos (Demanda máxima)**

La carga pico es de especial importancia debido a que es la máxima solicitud de demanda que debe ser entregada del sistema.

Debido a que no todas las cargas de los usuarios son al mismo tiempo, las consecuencias son:

- Las cargas pico en diferentes partes del sistema se dan a diferentes tiempos.
- La carga pico de un grupo de cargas será siempre menor que la suma de las cargas pico individuales.

### **Factor de Demanda**

El factor de demanda es la relación entre la máxima demanda de un sistema y la carga instalada en el sistema.

$$FDemanda = \frac{Dmax}{\sum Ci} \quad (1.3)$$

### **Factor de Carga**

El factor de carga es la relación entre la carga promedio y la carga de pico en un período especificado.

Mide de alguna manera, el grado de utilización de la instalación

$$Fcarga = \frac{P_{media}}{P_{maxima}} \quad (1.4)$$

### **Relación de Pérdidas de Energía a Pérdidas de Potencia**

El factor de pérdidas es la relación entre las pérdidas promedio y las pérdidas que corresponden al pico en un lapso especificado.

$$F_{pérdidas} = \frac{\text{pérdidas de energía en una instalación}}{\text{pérdidas a máxima demanda}} \quad (1.5)$$

### **Factor de Utilización**

El factor de utilización es la relación entre la máxima demanda de un sistema y la capacidad nominal del sistema (o de un elemento).

$$F_{utilización} = \frac{D_{máxima}}{C_o} \quad (1.6)$$

La capacidad de un elemento está dada por la máxima carga que se puede alimentar y que se fija por condiciones térmicas.

## Factor de Potencia

Se define como la relación de la potencia activa usada en un circuito, expresada en watt o kilowatt (kW), a la potencia aparente que se obtiene de las líneas de alimentación, expresada en voltamperio o kilo voltamperio (kVA) (Fitzgerald, 2000).

$$fp = \frac{P}{S} = \cos(\theta) \quad (1.7)$$

El factor de potencia, también denominado, coseno de ( $\theta$ ), en realidad es la relación, entre la potencia activa, y la total existente, en la instalación, que se denomina aparente, y es la que factura, la empresa.

El factor de potencia es muy importante debido a que si este es muy bajo disminuye la calidad del servicio eléctrico. Existe un factor de potencia cuando hay la potencia reactiva, que no produce trabajo, sólo es necesaria para producir flujo electromagnético en equipos como motores, transformadores, etc. En sectores donde existen industrias con gran número de motores y máquinas de alto consumo, estos requieren gran cantidad de reactivos y por consecuencia tienen bajo factor de potencia, y aumento en la intensidad de corriente, pérdidas en conductores y caídas de tensión, y aumentos en las facturas por consumo de electricidad.

## Pérdidas de potencia y energía

En los componentes dentro de su sistema ya sean estos conductores, transformadores, etc., mediante flujos de potencia se obtiene la magnitud de las pérdidas debido a la resistencia de los componentes eléctricos, éstas pérdidas no pueden ser eliminadas del todo, pero si pueden ser minimizadas mediante estudios de ingeniería. Estás pérdidas sumadas en un instante de tiempo, son denominadas **pérdidas de potencia** y son expresadas en kW. Las pérdidas de potencia durante un periodo de tiempo son **pérdidas de energía** y se expresan en kWh.

## Consumo de energía

Energía eléctrica utilizada por toda o por una parte de una instalación durante un período determinado, medición en función del tiempo

## Subestación de distribución

Transforman la energía a un nivel de tensión más baja, adecuada para la distribución local, compuesta por la recepción de las líneas de transmisión ó sub transmisión, transformador de reducción, salida de las líneas primarias, equipos de protección. Sus instalaciones están implementadas con su respectivo centro de control y mantenimiento.

### **Sistema de distribución primaria**

Conjunto de líneas y seccionamientos que alimentan un área bien definida, compuesta por troncales trifásicos, laterales de dos fases y monofásicos, que enlazan a los transformadores de distribución.

### **Diagnóstico del problema**

Es determinar las condiciones de operación en el momento presente y el valor que pérdidas que posee el alimentador, comparar con datos históricos de la empresa distribuidora, y verificar si se han cumplido metas trazadas en la reducción de pérdidas.

### **Energía eléctrica**

Se define como el trabajo que puede realizar una potencia eléctrica dada en un tiempo dado. Por lo tanto, la energía se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$E = P \cdot t \quad (1.8)$$

La energía eléctrica se mide en joule (J), sin embargo, en el campo de la electricidad se suele utilizar los kWh. La cuantificación se efectúa normalmente mediante los contadores de energía.

Estas se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema y su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente, son las conocidas como pérdidas resistivas.

$$P_{ed} = i^2 \cdot R \quad (1.9)$$

Donde:

P = Pérdidas en el elemento del sistema (kW)

I = Corriente por el elemento (A)

R= Resistencia del elemento ( $\Omega$ )

Debido a los ciclos de la corriente alterna, los sistemas ferro magnéticos del sistema eléctrico tienen pérdidas, se manifiestan en transformadores y máquinas eléctricas, debido a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación.

La determinación de las pérdidas técnicas en sistemas de distribución es complicada debido a la gran cantidad de información que se maneja, para lo cual se empleará flujos de potencia y la minería de datos, donde su exactitud dependerá de la calidad y cantidad de información recopilada.

**Pérdidas independientes de demanda.** “Estas pérdidas dependen principalmente de la variación de voltaje, se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas, se deben a las corrientes de foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación”

**Pérdidas por la variación de demanda.** “Son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto joule)”.

A partir de las curvas de carga de los componentes del sistema y las pérdidas de potencia se pueden calcular las pérdidas de energía. Para lograr esto, la información requerida es con lo que es posible realizar una excelente determinación de pérdidas técnicas, esta información recopila datos de descripción de red, componentes, características y especificaciones, entre otros.

Debido a los fenómenos dentro de los componentes de una red de distribución se tiene lo siguiente:

Las pérdidas según la función del componente:

Pérdidas por transporte

1. En circuitos de distribución primaria

Pérdidas por transformación

2. En sub transmisión / distribución

3. En transformadores de distribución

Las pérdidas por causas:

4. Efecto skin
5. Pérdidas por efecto joule
6. Conexiones deficientes
7. Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis

Además, las pérdidas de energía eléctrica vienen dadas por diferentes circunstancias. Las pérdidas dentro de un sistema y subsistemas de distribución se pueden evaluar mediante diferentes procedimientos de estimación para lo cual se debe tener en cuenta lo siguiente: Diagramas de topologías de las redes primarias y secundarias del sistema. Sección de los conductores involucrados. Dispositivos de protección dentro de la topología del estudio. Guías de los circuitos dentro del alimentador. Rutas de cada circuito. Información de los transformadores de distribución. Información de la carga dentro del sistema. Datos de demanda de energía. Datos de energía de los transformadores de distribución.

### **1.2.2 Métodos tradicionales de flujo de potencia**

El estudio más frecuente de un sistema electro energético de potencia, ya sea éste de transmisión o distribución, lo constituye el cálculo de las condiciones de operación en régimen permanente. En estos cálculos interesa determinar las tensiones en las distintas barras del sistema, flujos de potencia activa y reactiva en todas las líneas, sus pérdidas y las de los transformadores, etc. Estudios de este tipo son de gran importancia tanto en sistemas ya existentes (buscando resolver problemas de operación económica, regulación de tensión y otros), como en la planificación de nuevos.

Con la intención de hacer menos onerosos y cada vez más rápidos los estudios de flujo de carga en dichos sistemas se han desarrollado eficientes algoritmos computacionales que permiten la realización de los mismos. En efecto, en las últimas décadas y aprovechando la gran disponibilidad de recursos computacionales se ha perfeccionado cada vez más la simulación de los sistemas eléctricos mediante técnicas numéricas. Los últimos desarrollos en este sentido apuntan a hacer cada vez más rápidos estos algoritmos, optimizando el tiempo de CPU y el uso de memorias. Estos algoritmos están basados fundamentalmente en los siguientes métodos.

El flujo de potencia considerando las cargas balanceadas y las líneas simétricas, o en su

defecto transpuestas se le denomina también flujo monofásico, ha sido desarrollado fundamentalmente para sistemas de transmisión, y se ha empleado también como herramienta de análisis para las redes eléctricas de distribución. En general, la aplicación directa de dichos algoritmos a sistemas de distribución presenta, a veces, problemas de convergencia (Villavicencio M. , 2009).

Entre los métodos tradicionales de flujo de potencia, el más usado es el de los nodos, cuyos algoritmos se resuelven por medio de diferentes métodos matemáticos. El método de Gauss-Seidel no resulta idóneo para usarse en redes radiales con alta relación R/X. El de Newton-Raphson con sus versiones desacopladas, ofrece buenos resultados, pero su implementación es más compleja, fundamentalmente cuando analiza redes asimétricas desbalanceadas.

Los métodos Newton-Raphson completos y sus versiones desacopladas son ampliamente conocidos por sus excelentes características de convergencia (convergencia cuadrática), sobre todo las versiones desacopladas. La mayor desventaja del Newton-Raphson consiste en calcular e invertir para cada iteración la matriz Jacobiana, que es aproximadamente cuatro veces del tamaño de la matriz Admitancia Y. Como la estructura de la Jacobiana tiene las mismas características de porosidad de la matriz Y, se suelen utilizar técnicas de inversión ordenada, reduciendo los tiempos de procesamiento (Rudnick, 2008) (Rojas, 1987).

Con las modernas computadoras, el tiempo de ejecución ha dejado de ser el principal obstáculo para este método. Por otro lado, las versiones desacopladas contemplan una serie de aproximaciones que simplifican la matriz Jacobiana, haciendo menor el tiempo de cada iteración, pero las altas relaciones R/X de los circuitos de distribución no disfrutan de las ventajas de estos métodos (Villavicencio M. , 2009).

Finalmente, el método de Gauss-Seidel se caracteriza por necesitar poca memoria (aunque en la actualidad la capacidad de memoria de los medios de cálculo, también ha dejado de ser un problema) y es fácil de programar, pero lento y no seguro en la convergencia debido a la baja interconexión entre los nodos del circuito.

### 1.2.3 Métodos para la estimación de las pérdidas eléctricas

#### Factores que inciden en las pérdidas técnicas.

De estudios realizados sobre pérdidas de energía a la empresa eléctrica (Coira M. A., 2008) se ha tenido como resultado que en la parte de distribución y concretamente la que corresponde a baja tensión es donde se tiene el mayor porcentaje de pérdidas debido a factores que influyen en estas y se muestran en la figura 1.3



Figura 1.3 Factores que inciden en las pérdidas técnicas

Existen diferentes causas para el incremento de pérdidas técnicas de las que se mencionan las siguientes:

#### a) Incremento de las pérdidas por efecto Joule

La potencia que se pierde por calentamiento está dada por la expresión  $I^2R$  donde  $I$  es la corriente total y  $R$  es la resistencia eléctrica de los equipos (bobinados de generadores y transformadores, conductores de los circuitos de distribución, etc.). Las pérdidas por efecto Joule se manifestarán en:

- a. Calentamiento de cables
- b. Calentamiento de bobinados de los transformadores de distribución, y
- c. Disparo sin causa aparente de los dispositivos de protección

Uno de los mayores problemas que causa el sobrecalentamiento es el deterioro irreversible del aislamiento de los conductores que, además de reducir la vida útil de los equipos, puede provocar cortos circuitos.

## **b) Aumento de la caída de tensión**

Resultando en un insuficiente suministro de potencia a las cargas (motores, lámparas, etc.); estas cargas sufren una reducción en su potencia de salida. Esta caída de voltaje afecta a:

- Los bobinados de los transformadores de distribución
- Los cables de alimentación
- Sistemas de protección y control

## **c) Incremento de la potencia aparente**

Con lo que se reduce la capacidad de carga instalada en kVA en los transformadores de distribución.

La estimación de las pérdidas de potencia en un sistema es compleja debido a diferentes razones como:

- La magnitud, y diversidad de elementos del sistema
- La cantidad de datos que se necesitan
- La incertidumbre, carencia de información de algunos elementos la naturaleza variable de la carga

Para la estimación de las pérdidas de potencia en un subsistema se requiere la información adecuada y herramientas computacionales de análisis de redes eléctricas.

Para la estimación de la demanda de potencia y energía en los distintos puntos del sistema en estudio, o en cualquier sistema en general es necesario la utilización de aparatos de medición, para de esta manera llevar un registro de la información requerida en el estudio, estos aparatos deberán obtener valores de corriente, tensión, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva y energía. Los interruptores NULEC proporcionan a través de su analizador de redes los datos por fase de los principales parámetros eléctricos.

A partir de las pérdidas de potencia se deben calcular las pérdidas de energía. En estas descripciones intervienen la topología de la red y las características de la carga, para así lograr un planeamiento adecuado y una reducción óptima de pérdidas. Para esto se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Diagnosticar el estado del sistema eléctrico.

- Revisar normas y criterios de expansión.
- Realizar estudios computarizados (radial, paquete office)
- Mejorar factor de potencia.
- Mejorar balance de las fases.
- Manejar la carga en los transformadores
- Estudio de carga en los clientes del sistema.

### **Estimación de pérdidas de energía**

La evaluación de pérdidas de energía en un periodo se hace mediante la energía suministrada y la energía facturada.

$$\text{Pérdidas de energía} = \text{Energía suministrada} - \text{energía Facturada} \quad (1.10)$$

Esto tiene dos comentarios:

1. La diferencia entre la energía suministrada y la energía facturada incluye pérdidas técnicas y no técnicas.
2. Las lecturas de los aparatos de medición no se realizan al mismo tiempo por lo se presentan desfases de tiempo entre ellos.

### **Técnicas de minería de datos**

Cabe agregar que, la minería de datos utiliza tareas las cuales requieren ser resueltas a través de técnicas o algoritmos específicos, que de acuerdo con (Hernández, Ramirez, & Ferri, 2004)son un filtro donde al introducir los datos se produce una serie de patrones relevantes que representan el nuevo conocimiento útil. Técnicas bayesianas Mediante las técnicas bayesianas se permiten construir modelos descriptivos y predictivos. Estas técnicas se basan en estimar la probabilidad de pertenencia (a un grupo o clase), mediante la estimación de probabilidades, utilizando para ello el teorema de Bayes. El teorema de Bayes parte de una situación en la que es posible conocer las probabilidades de que ocurran una serie de sucesos. Una de las principales ventajas de las técnicas bayesianas, sobre las otras técnicas de minería de datos, es el uso explícito de la teoría de probabilidad para cuantificar la incertidumbre de datos atípicos.

### **Técnicas algebraicas y estadísticas**

El objetivo de estas técnicas consiste en explicar el comportamiento de una variable a partir del comportamiento de otras. Generalmente, se basan en expresar modelos y patrones mediante fórmulas algebraicas, funciones lineales, funciones no lineales y distribuciones estadísticas (medias, varianzas, correlaciones, etc.). Algunos de los algoritmos más conocidos dentro de este grupo de técnicas son: regresión lineal, regresión logística y regresión logarítmica. Estas técnicas son eficientes y en muchos casos comprensibles, siendo una de las primeras opciones a utilizar ante problemas de regresión y clasificación, especialmente cuando los atributos originales son cuantitativos (numéricos).

### **Técnicas basadas en redes neuronales artificiales**

Las redes neuronales artificiales son sistemas de cálculo que se asemejan a las redes neuronales biológicas al utilizar nodos (neuronas) interconectados. Estos nodos reciben la información, realizan operaciones sobre los datos y transmiten sus resultados a otros nodos, hasta proporcionar una respuesta de activación de los nodos de salida. De acuerdo a su aprendizaje, las redes neuronales se dividen en supervisadas (por ej. perceptrón multicapa) aplicables a tareas de clasificación y regresión; y no supervisadas (por ej. redes de Kohonen) utilizadas principalmente para el agrupamiento y reducción de dimensionalidad. Su principal ventaja radica en que cuando están bien ajustadas se obtienen precisiones muy altas. Sin embargo, estas técnicas requieren de cierta experiencia para la elección precisa de los algoritmos, las topologías y los parámetros.

### **Técnicas basadas en árboles de decisión y sistema de reglas**

Son técnicas comúnmente usadas en la minería de datos, puesto que son fáciles de usar y admiten valores tanto numéricos y discretos (nominales). Estas técnicas son tolerantes al ruido y a valores faltantes; aportan claridad porque permiten desplegar los resultados en profundidad de mayor a menor detalle

### **Técnicas basadas en distancia o densidad**

Son técnicas que se basan en distancias, como los vecinos más próximos, y de manera más sofisticada, mediante la estimación de funciones de densidad. Mediante estas técnicas se obtienen resultados con bastante expresividad, esto es, muestra la existencia de mejores relaciones entre los datos.

### **Técnicas basadas en núcleo y máquinas de soporte vectorial**

Son técnicas que tratan de maximizar el margen entre los grupos y las clases formadas. Para ello, se basan en transformaciones que aumentan la dimensionalidad de los grupos. Estas transformaciones son conocidas como núcleos (kernels). Este tipo de técnicas son muy eficientes y precisas por trabajar con datos de alta dimensionalidad.

### **Técnicas estocásticas y difusas.**

En este grupo de técnicas se encuentran la lógica difusa, el razonamiento probabilístico y los algoritmos genéticos, que, junto a las redes neuronales, forman lo que se denomina soft computing (computación flexible). Soft computing consiste en el uso cooperativo de las técnicas mencionadas para dar solución a diversos problemas de clasificación, predicción, optimización, agrupamiento.

### **Estudios de flujos de carga**

Se realiza un estudio de flujo de carga para la máxima sollicitación al sistema (demanda máxima) para encontrar las pérdidas de potencia para esa condición. Con el dato de pérdidas de potencia para la demanda máxima se puede encontrar las pérdidas para cualquier otro intervalo de demanda en una curva de carga, mensual ó anual, empleando el procedimiento descrito en (Castillo, 2008). Conociendo las pérdidas en todos los intervalos de la curva de carga se puede calcular las pérdidas de energía.

El análisis de la carga de un sistema es fundamental, no solo para su estudio de pérdidas sino para mejorar las condiciones de operación. Debido a la gran cantidad de información que se maneja en el estudio, resulta difícil y para algunos procesos, como el flujo de carga, imposible el realizarlo manualmente, se utiliza como herramienta un computador, para tener un buen desarrollo y una reducción de costo – tiempo, aprovechando que en la actualidad existen bases de datos muy versátiles y con el software necesario para el estudio.

La evaluación de las pérdidas técnicas está compuesta por partes diferenciadas para cada componente físico que comprende el sistema, las pérdidas técnicas se deben a los procesos de transformación y transporte de la energía. Las sumas de las pérdidas técnicas consideradas en este trabajo se distribuyen en la siguiente forma:

- Pérdidas en circuitos primarios
- Pérdidas en transformadores de distribución

Las pérdidas en vacío de los transformadores se pueden calcular de forma separada. En resumen, el proceso es:

- Utilizar flujos de carga para evaluar las pérdidas
- Evaluar las pérdidas de potencia en vacío para los transformadores

Los valores de pruebas de los transformadores por fabricante. para obtener los diferentes valores de pérdidas en los transformadores de diferentes proveedores permite disponer de un promedio de pérdidas utilizable dentro del estudio de transformadores, de la siguiente forma:

**Tabla 1.1 Valores de pérdidas en transformadores monofasicos de distribucion.**

Potencia nominal (kVA)	Pérdidas en vacío (kW)	Pérdidas con carga (kW)
5	39,0	102,0
10	60,0	164,0
15	92,0	262,5
25	102,0	391,8
30	182,0	575,0
37,5	177,0	466,0
45	208,0	766,0
50	232,0	895,0
75	330,0	1250,0
100	410,0	1404,0
112,5	422,0	1586,0
125	425,0	1722,0
150	545,0	2112,0
160	600,0	4400,3

Las pérdidas en vacío están determinadas de la siguiente manera:

$$Pot = n \cdot Po \quad (1.11)$$

Donde:

Po: Pérdidas en vacío (kW)

n: Número de transformadores del alimentador

Pot: Pérdidas en vacío valor de fabricante de los transformadores (kW)

Para el cálculo de pérdidas con carga es necesario a calcular las pérdidas a demanda máxima (Companioni A. R., 2016) y, luego calcular la energía correspondiente para de

esta manera calcular los valores de cada transformador, así: Calcular las pérdidas en los devanados el transformador, considerando que son proporcionales a la corriente al cuadrado, se utiliza la siguiente expresión:

$$P_{CUi} = P_{CU_n} \left( \frac{P_i}{P_n} \right)^2 \quad (1.12)$$

Donde:

$P_{CUi}$  Pérdidas resistivas a carga i

$P_{CU_n}$  Pérdida resistiva a carga nominal (valor del fabricante)

$P$  Demanda en kVA, con la carga i

$P_n$  Potencia nominal del transformador

El factor de utilización de los transformadores de distribución se toma de la corrida de flujo del alimentador, el programa permite la opción de extraer los valores de kVA asignado a cada transformador.

### Factores

Las variables que causan la variación en la magnitud de las pérdidas, como por ejemplo el comportamiento que una red tiene con respecto a la potencia transmitida a través de un elemento del sistema y los efectos que causa la utilización de capacitores, así:

$$P_{TR} = V_i \cdot I \cdot \cos \theta \quad (1.13)$$

Donde:

$P_{TR}$ : Potencia transmitida (W)

$V_i$ : Tensión de línea en el punto i (V)

$\cos(\theta)$ : Factor de potencia al cual está funcionando la línea

$I$ : Corriente que pasa por el punto i

### Estructura de un plan de reducción y control de pérdidas

Todo plan debe tener una secuencia lógica que comienza con el diagnóstico de la situación actual, a fin de determinar los problemas existentes y sobre todo las causas que los

producen, en otras palabras, ir a la raíz de los males estableciendo así soluciones que sean realmente efectivas. Adicionalmente es necesario establecer un sistema de medición de la evolución del plan a fin de poder determinar la situación real y objetiva en cualquier momento con respecto a las metas establecidas, se requiere un control sistemático de la ejecución del plan puesto que el mismo debe ser verificado, así como también el cumplimiento de las responsabilidades encomendadas al personal relacionado con todas las labores que pueden incidir sobre las pérdidas.

Las tareas involucradas tienen una perspectiva muy amplia, global y que aún supera los límites de cada empresa, tal es el caso que la información y educación a los clientes que debe orientarse a toda el área de servicio y las acciones para lograr el adecuado respaldo legal que son de carácter sectorial. Dada la evaluación de pérdidas en la sub estación Banes 1, la estructura de un plan de pérdidas comprende dos áreas de acción: La ejecución misma del plan y las acciones de entorno.

En lo que se refiere a la ejecución del plan se pueden identificar dos grupos de actividades, el primer grupo se orienta hacia la reducción de pérdidas que, por principio, debería comprender actividades temporales, pues se entiende que un plan que espera el éxito en algún momento de su ejecución restringirá su acción únicamente al control de las pérdidas; que se trata del segundo grupo de actividades las mismas que tienen un carácter permanente. La estructura de estos dos grupos se la detalla en el Figura 1.5.

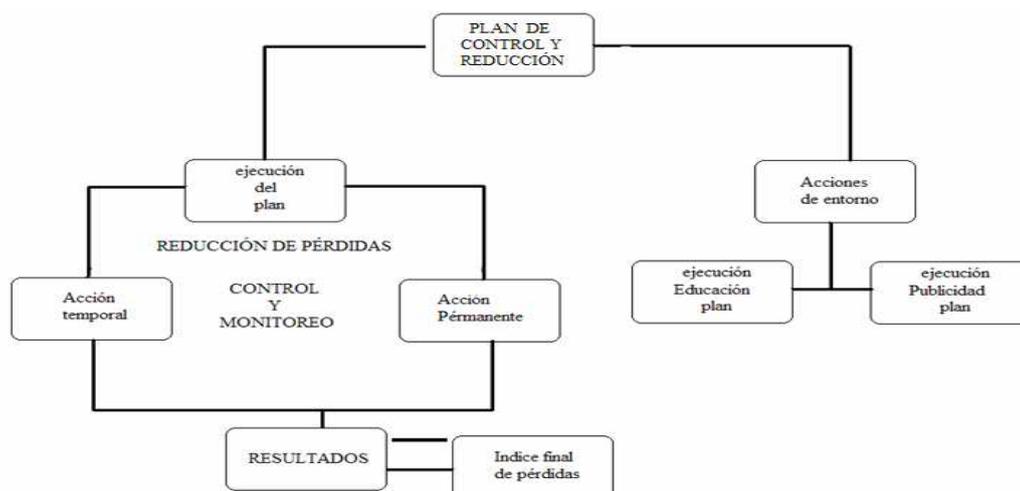


Figura 1.4 Componentes del plan de pérdidas

Como se ilustra en el Figura 1.4, ambos grupos deben guiarse mediante un control de pérdidas a través de índices que cuantifiquen la situación y solamente de esta manera poder orientar el plan y colocar a la Empresa en un lugar que esté por debajo de las regulaciones establecidas por el (Conelec, 2012). Además, los resultados que se obtengan al final de un período deben ser sometidos a una evaluación, la misma que se realiza en base al mismo índice de pérdidas.

En efecto, el desarrollo de un plan o la ejecución de un proyecto requieren de un sistema de control de pérdidas. Dicho sistema de control requiere la definición de índices observables y medibles que reflejen el progreso que se realiza en la ejecución. La referida definición es un aspecto difícil que requiere mucha dedicación de los responsables del plan. Para este caso el índice debe ser desagregado en cuanto se refiere a la influencia de los diferentes subsistemas y componentes de cada uno.

Pero, es más importante acentuar, que dicho análisis sirve de sustento para la planificación, el diseño, la operación de la red, y no sólo para obtener las pérdidas. Es decir, que la obtención de un índice sectorizado de pérdidas produce beneficios que van más allá del ámbito del plan de reducción y control, porque permite una mejora sustancial de la eficiencia del sistema de distribución contribuyendo al rendimiento de la institución permitiendo beneficios para la distribución eléctrica y mejora de la calidad del servicio, parte fundamental de las empresas de esta actividad, pero la ejecución del plan deberá ser complementada con acciones de entorno tales como publicidad y educación con las cuales se lograría una concientización por parte de las personas que cometen las infracciones que comúnmente se tienen. El ejecutar los planes de reducción de pérdidas de energía conlleva a que la empresa y sus clientes obtengan una serie de beneficios.

### **Conclusiones parciales**

1. Se demostró la importancia de la disminución de las pérdidas en los circuitos de distribución primaria y los numerosos trabajos realizados por varios autores con la misma finalidad.
2. La minería de datos se plantea para validar los datos obtenidos mediante el software RADIAL.
3. Se evalúan diferentes métodos para el cálculo más acertado de las pérdidas.

## **CAPÍTULO 2 MATERIALES Y MÉTODOS**

### **INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se procederá a establecer los métodos y los materiales para el cálculo de las pérdidas en los circuitos de distribución para las cuatro épocas de un año. Además, se presenta el problema de las pérdidas eléctricas, así como se caracterizarán en los circuitos de distribución 1 y 2 del municipio de Banes. A partir de variables eléctricas que intervienen en el balance de energía en el sistema eléctrico.

#### **2.1 Caracterización de los circuitos de distribución en el municipio Banes**

La subestación Banes 1 según (Coira, 2009) de distribución primaria se encuentra situada en el centro de operaciones de la Organización Básica Eléctrica (O.B.E) en la calle Torrenteras Reparto Belisario en el municipio de Banes, ocupa un área de 400 m<sup>2</sup>, teniendo en su superficie la construcción de 2 grupos electrógenos de 2360 kVA de potencia cada uno. Esta subestación tiene además 2 transformadores trifásicos de 2500 kVA conectados en paralelo entre sí con una conexión  $\Delta - Y$  aterrada cada uno de ellos y dos transformadores trifásicos en la salida de cada grupo electrógeno con una potencia de 2500 kVA con grupo de conexión  $Y - \Delta$  conectados a la barra de 13,8 kVA. La subestación se alimenta a una tensión nominal de 33 kV por una línea de sud transmisión que parte de la subestación los negritos de 110 kV alimentándose a través del interruptor principal suministrando energía a los tres circuitos principales del municipio de Banes. Este circuito se encuentra protegido por los interruptores automático de SF<sub>6</sub> (NULEC) de alta tecnología en la entrada de la subestación por la barra de 33 kV de la cual están conectados los transformadores por la parte alta y por baja de la barra de 13,8 kVA que se alimentan los circuitos 1 y 2, protegidos por los mismos tipos de interruptores los que recogen la información de todas las variables de ambos circuitos. En la barra de 33 kVA la subestación tiene un banco de tierra donde se realizan tomas de carga para verificar el aterramiento de la subestación cuando se solicite una vía libre para algún mantenimiento en las líneas. Los emplazamientos poseen un banco de transformadores con potencia de 10 kVA para uso propio. El monolineal de dicha subestación se muestra en la figura 2.1 Además, esta subestación tiene una importancia primordial desde el punto de vista social y económico para el municipio.



El circuito 2 es el otro ramal que parte de la Subestación Banes 1 y se extiende con un nivel de tensión de 13,8 kV por 21,81 Km. de longitud, este comprende el centro ciudad sur, teniendo los repartos Obrero, Canales, Silva, La Gloria, Betancourt y el Negro. Cuenta con 144 transformadores para una capacidad instalada de distribución de 5,91 MVA. En él se encuentran la unidad de la PNR, la emisora Radio Banes y la sede de la UJC municipal. El mismo se puede conectar con el circuito de Esterito, posee las cuchillas seccionalizadoras para dividir el mismo en caso de avería o mantenimiento en las líneas solo desconectar una parte sin afectar la totalidad del servicio.

El Alimentador Banes 1 le da servicio a 9297 clientes de los cuales la mayoría son de carga residencial debido a su ubicación urbana, una pequeña parte de consumo industrial los cuales poseen transformadores exclusivos. Los circuitos residenciales ocupan aproximadamente el 70% del total del circuito y son los que tienen mayor cantidad de clientes en el municipio de Banes. Y respecto al total de clientes en el municipio está en los porcentajes que se muestran en la tabla 2.1.

**Tabla 2.1 Cantidad de clientes por circuitos en Banes.**

<b>Circuitos</b>	<b>Cantidad Clientes</b>	<b>% del Total</b>
<b>Circuito 1</b>	4995	21,26
<b>Circuito 2</b>	4302	18,31
<b>TOTAL</b>	23493	100,00

Se clasificaron las cargas que se encuentran dentro del sistema eléctrico, pues solamente sirven para una clasificación de áreas de distribución de energía eléctrica.

**Tabla 2.2 Tipos de Cargas**

<b>Tipo de carga</b>	<b>Categoría</b>
<b>Residencial</b>	Urbana
	Sub Urbana
	Rural
<b>Comercial</b>	Zona de Centro ciudad
	Zona comercial
	Edificios comerciales
<b>Industrial</b>	Pequeñas plantas
	Grandes plantas

Se tomaron en cuenta los consumos de cada centro de transformación en función de la energía consumida por los clientes asociados al transformador. Las cargas de acuerdo al tipo de categoría se clasifican como: Urbana, Zona de Centro ciudad y Pequeñas plantas.

Se clasificaron los usuarios por los consumos existentes considerando diferentes categorías como se puede ver en las tablas 2.3 y 2.4.

**Tabla 2.3 Clases de Usuarios en el circuito 1**

Clasificación	Circuito 1 Total: 4995		
Ruta-folio			
<b>100</b>	<b>A</b>	(Usuarios que tienen de 0 a 100 kW/h/promedio)	1399
<b>150</b>	<b>B</b>	(Usuarios que tienen de 100 a 150 kW/h/promedio)	1548
<b>200</b>	<b>C</b>	(Usuarios que tienen de 150 a 200 kW/h/promedio)	1149
<b>250</b>	<b>D</b>	(Usuarios que tienen de 200 a 250 kW/h/promedio)	524
<b>300</b>	<b>E</b>	(Usuarios que tienen de 250 a 300 kW/h/promedio)	350
<b>&gt; 300</b>	<b>F</b>	(Usuarios que tienen 300 ó más kW/h/promedio)	25
		TOTAL	4995

**Tabla 2.4 Clases de Usuarios en el circuito 2**

Clasificación	Circuito 2 Total: 4302		
Ruta-folio			
<b>100</b>	<b>A</b>	(Usuarios que tienen de 0 a 100 kW/h/promedio)	1076
<b>150</b>	<b>B</b>	(Usuarios que tienen de 100 a 150 kW/h/promedio)	1549
<b>200</b>	<b>C</b>	(Usuarios que tienen de 150 a 200 kW/h/promedio)	774
<b>250</b>	<b>D</b>	(Usuarios que tienen de 200 a 250 kW/h/promedio)	645
<b>300</b>	<b>E</b>	(Usuarios que tienen de 250 a 300 kW/h/promedio)	215
<b>&gt; 300</b>	<b>F</b>	(Usuarios que tienen 300 ó más kW/h/promedio)	43
		TOTAL	4302

La tabla 2.4 muestra la cantidad de usuarios que consumen electricidad por rangos mensuales, evidenciando el nivel de carga que posee cada circuito. En el circuito 1 se factura como promedio 847 900 kWh/mes mientras que en el circuito 2 como promedio 737 700 kWh/mes, unos 110 200 kWh/mes menos ya que es el circuito con menos clientes y más largo.

## **2.2 Métodos aplicados para la determinación de las pérdidas.**

Debido a la importancia que se le ha dado en los últimos años al ahorro de energía y al uso eficiente de los elementos que forman parte de cualquier red eléctrica, es posible encontrar muchos estudios recientes que buscan una manera de lograr determinar las pérdidas técnicas en las mismas. Además de lo mostrado en (Annel, 2007), en publicaciones de la IEEE, se muestran diferentes métodos para determinar las pérdidas técnicas eléctricas en redes de distribución, algunos fueron creados ya hace varios años, a inicios de la década

de los noventa; mientras que otros métodos son más modernos, parte ya del siglo XXI (H.M., y otros, 1990) ; llegando hasta los métodos más novedosos que utilizan redes neuronales.

Sin embargo, estos métodos son poco prácticos y hasta complicados de comprender para implementarlos, lo cual es un nuevo impedimento a la hora de que una empresa distribuidora quiere determinar de forma técnica y no económica, las pérdidas eléctricas en sus redes de distribución.

### Método desarrollado para el flujo de potencia

El método utilizado por software **RADIAL** está concebido para circuitos radiales, figura 2.2 y consiste inicialmente en asignar un valor de tensión en todos los nodos del circuito editado, generalmente el de operación en la subestación.

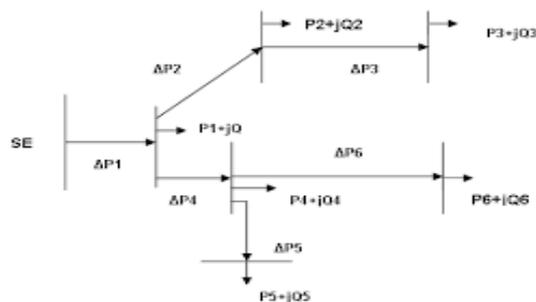


Figura. 2.2. Ejemplo de un sistema radial de distribución.

Con estos valores, y recorriendo el circuito desde el final hasta la sub, se determinan las pérdidas de potencia en líneas y transformadores, cuyos resultados se van incorporando a las potencias de las cargas, y así al llegar a la subestación se cuenta con toda la demanda del circuito: cargas más pérdidas, tanto de potencia activa como reactiva.

A partir de la sub estación, ahora se recorre el circuito determinando un nuevo valor de tensión para cada nodo, el que sustituye al de la iteración anterior. Este proceso es el que comprende una iteración, por lo que la metodología explicada se repetirá continuamente mientras hasta que la diferencia de tensión en todos los nodos del circuito, error, no sea menor que un cierto valor pre establecido. Como ya se indicó, **RADIAL** puede realizar flujos de carga monofásicos y trifásicos. El flujo se realiza para las 24 horas del día, lo que permite

disponer de esta información en una sola corrida. Esta facilidad, solo instrumentada a partir de disponer de nuevas y poderosas herramientas de cálculo permite obtener como resultado el valor de las pérdidas de energía, que anteriormente se hacía por medio de ingeniosos artificios, pero los que introducían ciertas imprecisiones. (Companioni, 2016)

La figura 2.3, muestra un diagrama de flujo que ilustra el proceso de cálculo del flujo de carga mediante el *software* **RADIAL**.

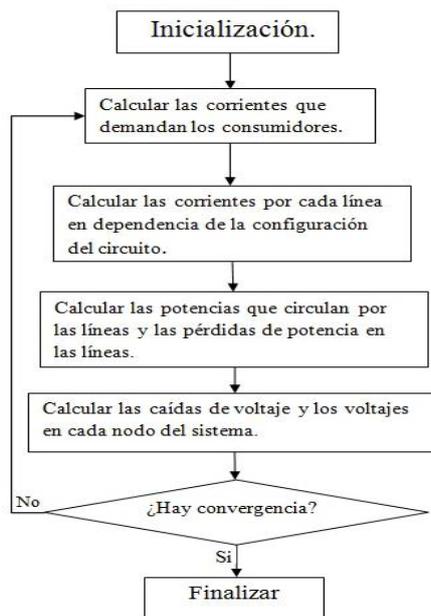


Figura 2.3 Diagrama de la programación del flujo de carga.

### **Cálculo de las corrientes que demandan las cargas del sistema**

El talón de Aquiles de cualquier *software*, independientemente de la aplicación para la cual haya sido concebida, es la calidad de los datos con los que va a operar. En el caso de los SEP, sin dudas, este problema se focaliza en las cargas, por lo que **RADIAL** concibe una solución para este problema tratando de minimizar las posibles fuentes de imprecisiones.

El primer paso para aplicar el algoritmo general que se expone más adelante, consiste en determinar los valores de todas las corrientes (en módulo y ángulo) que circulan por cada tramo del circuito, para lo cual se precisa conocer el tipo de carga y la conexión del banco de transformadores, así como a la fase a la que se conectan.

El comportamiento interno de los bancos de transformadores conectados en estrella abierta es el mismo que para los conectados en delta abierta; la corriente en el secundario de los transformadores se puede calcular mediante el sistema de ecuaciones (2.1).

$$\begin{aligned} I_A &= I_{CA} - I_{AB} \\ I_B &= I_{AB} - I_{BC} \\ I_C &= I_{BC} - I_{CA} \end{aligned} \quad (2.1)$$

Si solo se considera la carga trifásica se elimina un transformador, los dos transformadores restantes quedan formando el esquema de la figura 2.3:

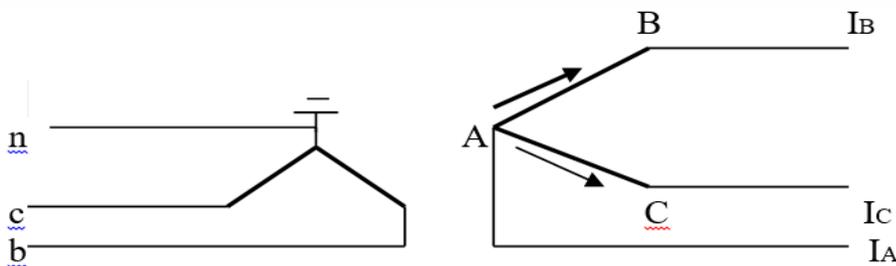


Figura 2.4 Banco de transformadores Estrella abierta Delta abierta

Bajo estas condiciones se produce un reordenamiento de las corrientes en los transformadores cuyos resultados, deducidos a partir de las ecuaciones (2.2) son:

$$\begin{aligned} I_{AB} &= I_B \\ I_{CA} &= -I_C \\ I_{BC} &= -I_A \end{aligned} \quad (2.2)$$

Como bien se conoce, dentro de los transformadores las corrientes aumentan en 1,73 veces su magnitud y las corrientes toman las posiciones (ángulos de fase) mostradas en el diagrama fasorial de la figura 2.5.

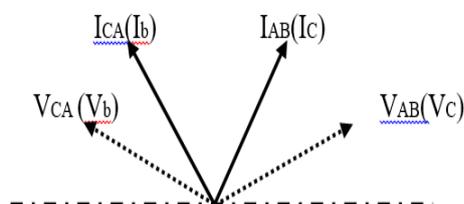


Figura 2.5. Posición de las corrientes en los transformadores del banco Estrella abierta/Delta abierta.

### Métodos de flujo de potencia en sistemas radiales

Los métodos de flujo de potencia en redes radiales han sido perfeccionados últimamente y su principal característica es el aprovechamiento de la topología radial de los sistemas de distribución. Los más usados son, el Método Escalonado, el Método Suma de Corrientes y el Método Suma de Potencias.

El método Escalonado resuelve la red hacia el nodo fuente, la subestación, suponiendo previamente un perfil de tensión, aplicando directamente las leyes de corriente y voltaje de *Kirchhoff*. De este modo es posible calcular el voltaje del nodo fuente. El error que se obtenga entre este valor y el especificado se sumará al perfil de tensión previamente supuesto de tal modo de obtener un nuevo perfil de tensión para la próxima iteración. La convergencia se logra cuando el voltaje que resulte del nodo fuente es el especificado.

Los métodos restantes constan de dos procesos: aguas arriba y aguas abajo. En el proceso aguas arriba, previamente supuesto un perfil de tensión, se calculan las corrientes (Suma de Corrientes) o las potencias nodales (Suma de Potencias), según sea el caso. En el proceso aguas abajo se obtienen nuevos valores para las tensiones, a partir del cálculo anterior. Estos valores de tensión son los que se utilizarán en la próxima iteración. Finalmente, la convergencia se chequea por tensión. Estos métodos aplicados a sistemas de distribución en general muestran mucho mejores características de convergencia (rapidez y confiabilidad) que los tradicionales (Collado, 2011) (Sarmiento, 2009) (Villavicencio, 2009).

En estudios comparativos hechos sobre estos métodos, se observan pequeñas diferencias en el número de iteraciones requeridas por cada uno para su convergencia en

sistemas no muy cargados, sin embargo, al aumentar el nivel de carga el método Suma de Potencia se observa más robusto, debido a que su característica de convergencia es mejor. Por otro lado, el método Escalonado tiene como principal desventaja, el limitar la profundidad de los sub alimentadores (rama desde la cual se derivan otras) del sistema, pues cada uno de ellos necesita de sub iteraciones (Villavicencio, 2009).

El método Suma de Corrientes no ha sido referido en detalle en la literatura, sin embargo, se le compara con el método Suma de Potencia. Para un mismo sistema cargado nominalmente, ambos métodos convergen en la misma cantidad de iteraciones. Por el contrario, al aumentar la carga el método Suma de Potencias converge con mayor facilidad, lo que se explica debido a que inicialmente en el método Suma de Corrientes, cuando las corrientes se suman en el proceso aguas arriba, cada corriente contendría un error proporcional al perfil de tensión inicial supuesto. Luego, para el mismo perfil de tensión inicial, al aumentar la carga el error crecería conjuntamente con ella; para un sistema muy cargado el perfil inicial supuesto podría caer fuera de la región de convergencia. La mayor robustez del método Suma de Potencias se debe a que al aumentar las potencias, en el proceso aguas arriba, el error que existe cuando se alcanza la barra fuente envuelve sólo las pérdidas y no las cargas. Las pérdidas son siempre una pequeña fracción de las cargas, de aquí que siempre será más confiable el método Suma de Potencias (Villavicencio, 2009).

Para la modelación del cálculo de las pérdidas en el RADIAL se realizaron los siguientes pasos:

- Se ingresó paso a paso la información requerida en el programa de simulación RADIAL. (Ver Anexo 5)
- Se realizó la corrida de flujo a demanda máxima (Valor del registrador colocado).
- Se tomó reporte de la corrida (potencia de pérdidas).
- Se utilizó curva de carga para cálculo de la energía de pérdidas.
- Se obtuvo el factor de pérdidas.

Obteniéndose el procedimiento para la determinación de las pérdidas en los circuitos como sigue:

- Se realizó una investigación de campo de los transformadores de distribución asociados al alimentador.
- Se realizó un levantamiento de datos de los usuarios asociados a cada transformador de distribución, realizando un listado.
- Se obtuvo la información de la energía consumida por los usuarios de cada transformador.
- Se registró la demanda real de los transformadores de distribución y su relación con la carga instalada por transformador, correspondiente a los clientes involucrados.
- Posteriormente se realizó el procedimiento de cálculo de pérdidas mencionado anteriormente.
- Se obtuvo las pérdidas declaradas por los fabricantes para todos los transformadores en los cuales se tomaron en cuenta los aspectos siguientes:
  - Topología
  - Clasificación de transformadores
  - Capacidad
  - Marca
  - Número de usuarios asociados al transformador
  - Consumo

Para una estimación de pérdidas en los transformadores de distribución se consideraron los datos registrados por el Laboratorio de transformadores EEARN S.A, como se muestra en las tablas 2.5 y 2.6.

**Tabla 2.5 Pérdidas resistivas en transformadores de distribución. (Fuente: Laboratorio de transformadores EEARN S.A)**

Potencia nominal (kVA)	10	15	25	37,5	50
Pérdidas especificadas (watt)	164	262	392	466	95

Una causa frecuente de falla es debido a que se produce alto calentamiento a consecuencia de: Cambiador de toma no se encuentra en la posición nominal, las conexiones al interior del transformador se encuentran flojas, las secciones de los conductores son insuficientes para cortocircuitar el devanado de baja tensión.

Pérdidas especificadas para el ensayo en vacío.

**Tabla 2.6 Pérdidas en el núcleo en transformadores de distribución. (Fuente: Laboratorio de transformadores EEARN S.A)**

Potencia nominal (kVA)	10	15	25	37,5	50
Pérdidas especificadas (Watt)	60	92	102	177	232

Las corrientes, cuando el ensayo del transformador es en vacío, no deben exceder en un 30% del valor especificado del fabricante. Cuando ocurren fallas frecuentes se deben a pérdidas altas en el núcleo y corriente de vacío alta a consecuencia de las láminas de núcleo flojas y corta exposición en el horno.

### **Pérdidas totales especificadas**

Para la determinación de las pérdidas totales en el transformador mediante la suma de las pérdidas en vacío y las pérdidas en carga, se consideran los pasos siguientes:

1. Se utiliza como criterio de aceptación el cuadro que se muestra en la tabla 2.7.

**Tabla 2.7 Pérdidas totales en el transformador de distribución. (Fuente: Laboratorio de transformadores EEARN S.A)**

Potencia nominal (kVA)	10	15	25	37,5	50
Pérdidas especificadas (watt)	224	354	494	643	1127

2. Se registran las curvas de carga de los transformadores de distribución, con valores de demanda de potencia activa en los terminales de cada transformador.

3. Con los datos obtenidos de las pruebas de transformadores y los datos obtenidos de los catálogos del fabricante, se calculan las pérdidas del transformador a demanda máxima. Con base en los porcentajes de pérdidas se realiza la evaluación de todos los transformadores del alimentador, representados por el transformador y así establecer las pérdidas totales anuales, que comprenden pérdidas resistivas y en el núcleo.

En el anexo 4 se muestra la cantidad de transformadores por capacidad en los circuitos. Se identificó del tipo y sección de los conductores que se encuentran involucrados siendo muy importante para el estudio. El incremento de la sección del conductor es una alternativa

que se ha optado en este trabajo debido a que gran parte del sistema fue construido hace varios años y una solución es el cambio por un conductor de mayor sección transversal.

Se obtuvieron en el trabajo de campo y por parte del Departamento de operaciones de la UEB eléctrica Banes el tipo de estructura los postes de las líneas obteniendo lo siguiente:

- Localización del poste
- Tipo de conexión
- El tipo de circuito (monofásico, trifásico)
- Equipos de corte y seccionamiento

Características:

1. Terminal
2. Suspensión
3. Retención
4. Angular, etc.

El tipo de estructura es debido a la tensión de 13,8 kV identificándose las fases del circuito para el ingreso del alimentador al programa de flujos de carga (RADIAL).

Al analizar el comportamiento de la carga se consideró lo siguiente:

- Las variables eléctricas de importancia (kW, kWh, etc.)
- La variación de demanda
- Intervalo de mediciones
- Clases de usuarios
- Instalación de equipos

La característica de la carga se determinó mediante:

a) Demanda individual o demanda coincidente (diaria, mensual, anual) para:

- Cada clase de consumo.
- Todo sistema

b) Factores de coincidencia y diversidad con relación al sistema, y al número de usuarios.

c) Energía utilizada por día, mes y época del año.

La energía suministrada es tomada por la descarga del NULEC que se encuentran en dicha subestación, los cuales capturan lecturas en intervalos de 5 minutos durante todo el día y durante todo el año de corrientes, tensión, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y energía, con lo que se establece mediante la utilización de una hoja electrónica y el manejo adecuado de datos la determinación de demanda máxima y mínima del alimentador.

Para la documentación de los datos se procede de la siguiente manera:

- 1) Se verifica que el analizador de redes instalado en el NULEC esté trabajando normalmente, lo que facilita la adquisición de datos.
- 2) Se recopilan los datos del NULEC; que, para el caso de estudio, son desde el mes de enero del 2015 hasta el mes de diciembre del 2015.
- 3) Se ingresan los datos obtenidos en una hoja electrónica de Excel, con lo que se obtienen los datos de demanda máxima, demanda mínima, promedio, así como el valor de energía consumida para el balance general.
- 4) Se realiza un resumen por época del año, para establecer los valores de consumo característicos por circuito y así conocer en cuál existe mayor consumo y por ende mayores pérdidas.
- 5) Se utiliza técnicas de minería de datos para analizar la información procesada para la obtención del modelo matemático que caracteriza los circuitos.

Las pérdidas en los circuitos primarios son valores que forman parte de los datos de la curva de demanda, debido a la reducción de pérdidas con esta alternativa la curva de demanda a nivel de subestación será desconocida al igual que las pérdidas de circuitos, debido a esto es necesario lo siguiente:

- Hay que tomar en cuenta que la curva de los transformadores de distribución no cambia de ninguna manera debido a que no se realizó ninguna reducción en los transformadores ni tampoco en sus etapas posteriores.
- La realización de corridas de flujos para poder correlacionar los valores y obtener una curva de carga de los circuitos primarios.

- La utilización de una función de pérdidas que permita una integración de ésta para la obtención de pérdidas en los circuitos primarios del sistema.

**Tabla 2.8 Método para reconfiguración del circuito**

<b>Paso</b>	<b>Descripción</b>
1	Determinación curva de demanda de potencia activa de entrada a los transformadores
2	Corridas de flujos de potencia en diferentes condiciones
3	Determinación de la función de pérdidas en los circuitos primarios
4	Integración de la función de pérdidas
5	Resultado

### 2.3 Software y equipos de medición

Uno de los métodos para realizar la investigación son las mediciones que se recogieron por el NULEC que está en la salida de cada circuito. El reconectador está diseñado con interruptores de vacío contenidos en un tanque de acero inoxidable grado 316 totalmente soldado y sellado. El tanque es llenado con gas hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), el cual posee excelentes propiedades aislantes eléctricas, resultando en un equipo compacto de bajo costo. Con un error de precisión de 2,5% y con características propias que lo hacen de una herramienta poderosa para las empresas eléctricas del país.



Figura 2.2. NU-LEC instalado en la subestación Banes1.

El programa RADIAL v7.7 permite realizar varios tipos de estudios desde la realización de redes en una subestación con sus respectivos alimentadores con análisis en sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos, balanceados o des balanceados, con configuración radial, en anillo o mallada. El módulo de base abarca el análisis de caída de tensión por fase, de flujo de carga, el cálculo de corrientes de cortocircuito (flujos de falla y tensiones de falla), la coordinación de protecciones el dimensionamiento y ubicación óptima de condensadores, el balance y distribución de cargas. RADIAL es una herramienta extremadamente potente para crear sus propios escenarios hipotéticos y realizar simulaciones que evalúan el impacto de diversos proyectos en la red actual o futura.

Además, permite la simulación de una red de distribución con sus respectivos parámetros, es decir, se puede especificar sus tensiones en los componentes, sus equipos necesarios ya sean de corte, o protección, así como de ubicación de motores, generadores, cargas concentradas, repartidas, interruptores, etc.

RADIAL es una herramienta avanzada, desarrollada por profesores de la Universidad Central 'Marta Abreu' de Las Villas, que garantiza alta fiabilidad, concebida para asistir a los ingenieros de las Organizaciones Básicas Eléctricas (OBE) en los estudios de operación, análisis y planificación de los sistemas de distribución primaria, con el cual es posible alcanzar resultados de alta calidad vinculados con los problemas más frecuentes, con un mínimo de simplificaciones, además, RADIAL ofrece facilidades adicionales para el análisis de problemas reales. (Bouldec, 1989) Desde sus inicios, RADIAL fue concebido para realizar estudios de flujo de carga en circuitos radiales de distribución primaria y secundaria, con el paso del tiempo, RADIAL ha sido dotado con nuevas y poderosas herramientas que han permitido que este se convierta a su vez en una herramienta para la investigación en las redes eléctricas de distribución (Companioni, 2016).

### **Características técnicas del RADIAL**

RADIAL cuenta con un editor que simula un editor gráfico el que permite dibujar la configuración del circuito donde se le incorporan los datos del problema particular que se estudia.

El mayor grado de incertidumbre en los estudios de una red eléctrica se concentra en la representación de las cargas; en este aspecto RADIAL posee un algoritmo que parte de

gráficos horarios típicos medios de potencia activa y reactiva en cada nodo. Estos gráficos se seleccionan de la biblioteca del RADIAL o si se conoce uno mejor, puede ser introducido en sustitución del propuesto. De igual forma RADIAL puede representar las cargas como potencia, corriente o impedancia constantes o una combinación de ellas.

En el RADIAL se realizan los siguientes estudios mediante algoritmos rápidos y exactos:

Flujo de potencia para estados balanceados y desbalanceados (una fase o tres fases) donde a su vez se determinan las pérdidas de potencia y energía para líneas y transformadores. Dado que cada carga está representada por su gráfico horario, estos cálculos se realizan para cada hora del día, cuyos resultados se quedan a disposición del analista.

Ubicación óptima de capacitores, realiza la ubicación óptima de bancos de capacitores dados para máxima reducción de pérdidas de potencia a la hora de máxima demanda (pico) o para máxima reducción de pérdidas de energía durante el día. Selección económica de los bancos de capacitores trifásicos a partir de unidades monofásicas (vasos) para ambas opciones.

La selección y coordinación de protecciones. Realiza la selección de los fusibles de los transformadores de distribución y los dispositivos de protección colocados en las líneas, al igual que la coordinación de los mismos. Reconfiguración, distribuye secciones de circuitos de uno a otro para disminuir pérdidas. Ofrece una amplia variedad de reportes gráficos, incluido el perfil de tensión, así como información numérica sobre el monolineal y código de colores para las condiciones de bajo tensión y sobrecargas en líneas. En el próximo capítulo se abordará más de las características propias del software y sus interioridades.

#### Conclusiones parciales

1. Se estableció el método para el cálculo de las pérdidas eléctricas en el circuito de distribución sobre el cual trabaja el software RADIAL.
2. El diseño de la investigación garantiza adecuadamente el tratamiento del problema planteado.
3. Se clasificaron los diferentes tipos de cargas y se caracterizaron los circuitos de distribución de la subestación Banes1.
4. Se establecieron las posibles técnicas de minería de datos para el análisis de las pérdidas.

## CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### Introducción

Este capítulo está destinado a mostrar resultados para la reducción de las pérdidas en los circuitos primarios de distribución en estudio y evaluar el comportamiento de las pérdidas según período horario diario y para diferentes épocas del año.

### 3.1 Cálculo de pérdidas técnicas.

A partir del cálculo de las pérdidas de energía técnicas en los diferentes horarios del día y en diferentes épocas del año se establece un patrón para poder formular propuestas de solución a las causas que generan dichas pérdidas de energía.

El cálculo de las pérdidas en los transformadores se realizó utilizando los procedimientos planteados en el capítulo 2, arrojando los resultados mostrados en las tablas 3.1 y 3.2.

**Tabla 3.1 Pérdidas totales en transformadores de Distribución del circuito 1**

kVA	Coefficiente	Energía	Cantidad	p(kW)	E(kWh/a)
	p(kW)	E(kWh/a)		Totales	Totales
10	0,09	61,6	3	0,27	184,8
15	0,122	79,5	12	1,464	954,0
25	0,164	113,7	22	3,608	2501,4
37.5	0,207	152,6	28	5,796	4272,8
50	0,259	186,7	45	11,655	8401,5
37/10	0,273	208,7	3	0,819	626,1
37/15	0,289	222,7	2	0,578	445,4
50/25	0,405	296,4	6	2,43	1778,4
50/50	0,457	358,9	3	1,371	1076,7
50/37/50	0,727	526,8	2	1,454	1053,6
50/37	0,423	329,1	1	0,423	329,1
40	0,052	44,3	3	0,156	132,9
50/15	0,356	260,3	1	0,356	260,3
50/50/50	0,629	525,0	3	1,887	1575,0
15/15/15	0,251	210,9	1	0,251	210,9
75/10	0,434	320,3	1	0,434	320,3
25/25/25	0,39	316,8	4	1,56	1267,2
37/37/37	0,494	427,7	1	1	427,7
Total			141	35,512	25818,1

**Tabla 3.2 Pérdidas totales en transformadores de Distribución del circuito 2**

kVA	Coeficiente	Energía	Cantidad	P(kW)	E(kWh/a)
	P(kW)	E(kWh/a)		Totales	Totales
10	0,09	61,6	4	0,36	246,40
15	0,122	79,5	20	2,44	1590,00
25	0,164	113,7	26	4,26	2956,20
37.5	0,207	152,6	19	3,93	2899,40
50	0,259	186,7	53	13,73	9895,10
37/10	0,273	208,7		0,00	0,00
37/15	0,289	222,7	1	0,29	222,70
50/25	0,405	296,4	4	1,62	1185,60
50/50	0,457	358,9	3	1,37	1076,70
50/37/50	0,727	526,8		0,00	0,00
50/37	0,423	329,1	3	1,27	987,30
40	0,052	44,3		0,00	0,00
50/15	0,356	260,3	4	1,42	1041,20
50/50/50	0,629	525,0		0,00	0,00
15/15/15	0,251	210,9	2	0,50	421,80
75/10	0,434	320,3		0,00	0,00
25/25/25	0,39	316,8	2	0,78	633,60
37/37/37	0,494	427,7		0,00	0,00
3x167	1,79	1467,6	1	1,79	1467,60
15/15	0,26	162,8	2	0,52	325,60
250	0,783	572,6	1	0,78	572,60
500	1,277	974,0	1	1,28	974,00
Total			146	36,35	26495,80

### 3.2 Estudio de demanda.

#### Circuito 1.

Del análisis de la descarga de los NULEC correspondiente a los circuitos 1 y 2 respectivamente se aprecia que la demanda promedio de ambos en el horario pico de la tarde es mayor que la capacidad instalada en la subestación por concepto de generación distribuida. Seguidamente se analiza si este comportamiento también se manifiesta en la capacidad instalada por transformación.

Para el análisis del comportamiento de las pérdidas eléctricas técnicas en el circuito 1 se parte del análisis de las demandas media, mínima y máxima como se aprecian en la tabla siguiente.

**Tabla 3.3 Demandas promedio, mínimas y máximas del circuito 1**

Trimestres	Capacidad instalada (kVA)	Demanda Máxima (kW)	Demanda promedio (kW)	Demanda Mínima (kW)
1er trimestre	5084	2726,72	1469,84	666,58
2do trimestre	5084	2357,05	1547,62	879,22
3ro trimestre	5084	2236,91	1526,83	772,00
4to trimestre	5084	2579,11	1561,73	901,00
Promedio anual	5084	2474,95	1526,51	804,70

En el circuito 1 como se puede apreciar en la tabla 3.3, el primer y cuarto trimestres son los de mayor demanda máxima dado que es la época del año que se necesita de más energía con picos de 2725,72 kW y 2579,11 kW respectivamente. El análisis de regresión lineal a los valores de la tabla anterior se muestra a continuación.

**Tabla 3.4 Resumen estadístico del análisis de regresión del circuito 1**

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,9676
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,9363
R <sup>2</sup> ajustado	0,8725
Error típico	6,269
Observaciones	3

Como se puede observar en la tabla 3.4 el coeficiente de correlación entre las demandas por trimestre es de un 0,967 % valor que demuestra el comportamiento parecido en el año, con un error típico de 6,269. Este análisis se realizará también al circuito 2 para comparar los resultados.

Por otro lado, en la figura 3.1 se muestra en forma de columna la influencia por época del año de la demanda del circuito 1, en correspondencia con la tabla 3.3:

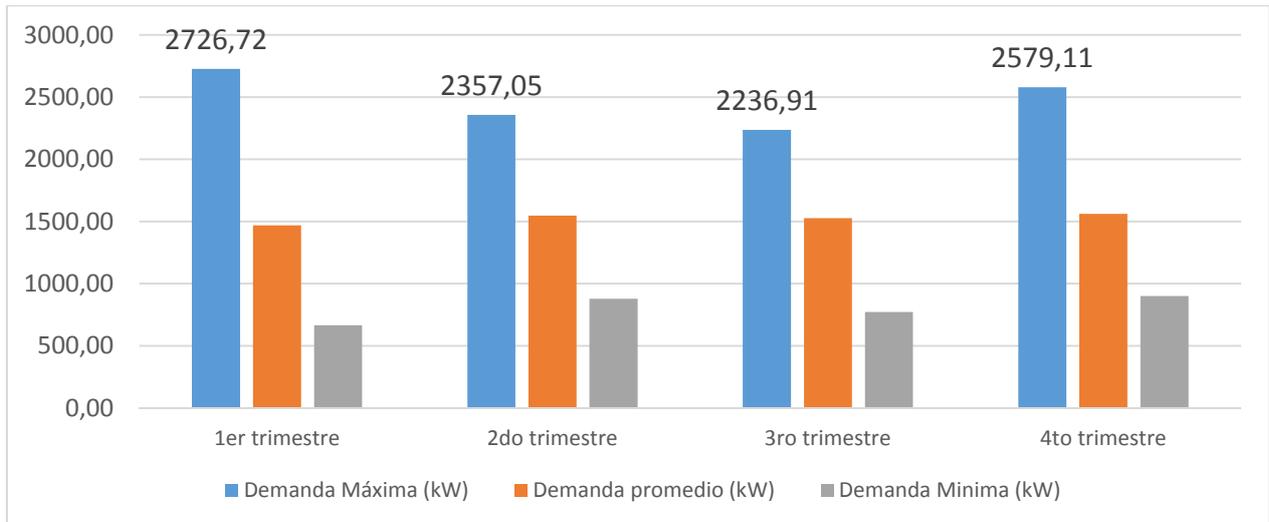


Figura 3.1 Resumen de la demanda máxima por épocas de año para el circuito 1

En la figura anterior se muestra el comportamiento de la demanda demostrándose que en el invierno se consume más energía eléctrica que en otra época del año. Obteniéndose valores máximos de 2726,72 kW. Sin embargo, la demanda promedio para los meses de principio del verano es donde el promedio tiene mayor valor, llegando a estar hasta 1547 kW, muy superior a otra época del año.

De la figura 3.1 se analiza el pronóstico mediante técnicas de minería de datos llegando a la siguiente gráfica

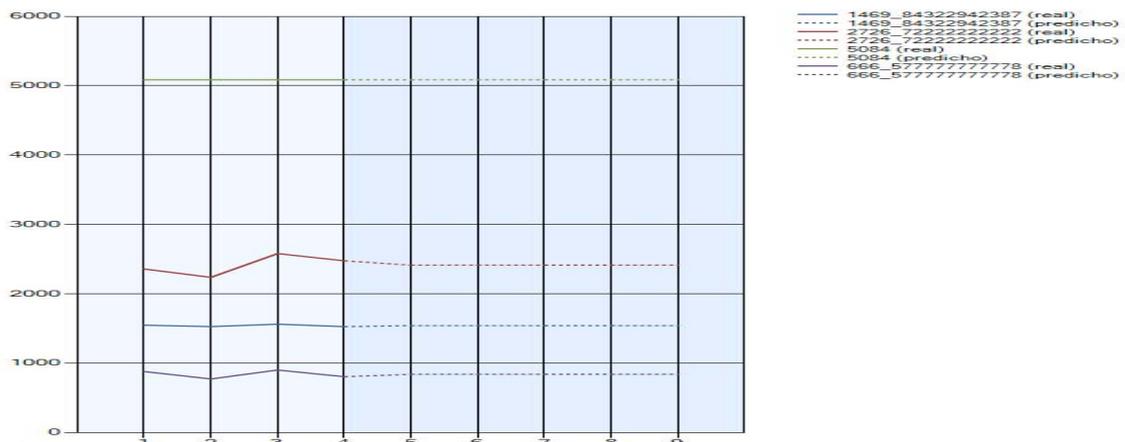


Figura 3.2 Pronóstico de la demanda del circuito 1 con respecto a la capacidad instalada en transformadores.

Los valores del 1<sup>er</sup> trimestre son los que prevalecen ante el pronóstico de demanda, manteniéndose así la carga instalada. Mediante el uso de técnicas de árbol de decisión y de técnicas algebraicas y estadísticas se obtiene el pronóstico de la demanda para 9 horas después de la última lectura. Se observa, además de los posibles valores que toma la potencia activa el de la carga instalada que se mantiene en el tiempo sin variación.

En la tabla 3.5 se muestra que en el primer trimestre hay una mayor demanda de energía contra la capacidad instalada de los tramos de línea. Sin embargo, en el cuarto trimestre la demanda promedio y la mínima es mayor que en el resto del año.

**Tabla 3.5 Demandas promedio, mínimas y máximas del circuito 1 respecto a la capacidad instalada.**

Trimestres	carga instalada	Demanda Máxima vs capacidad instalada (%)	Demanda promedio vs capacidad instalada (%)	Demanda Mínima vs capacidad instalada (%)
<b>1er trimestre</b>	5084	53,63	28,91	13,11
<b>2do trimestre</b>	5084	46,36	30,44	17,29
<b>3ro trimestre</b>	5084	44,00	30,03	15,18
<b>4to trimestre</b>	5084	50,80	30,77	17,41
<b>Promedio anual</b>	5084	48,70	30,04	15,75

Teniendo en cuenta los datos de carga del circuito 1 (Ver anexo 6) y la tabla 3.5 se tiene la figura 3.3 que muestra los niveles de demandas típicos por época del año en función de la capacidad instalada en transformadores de distribución.

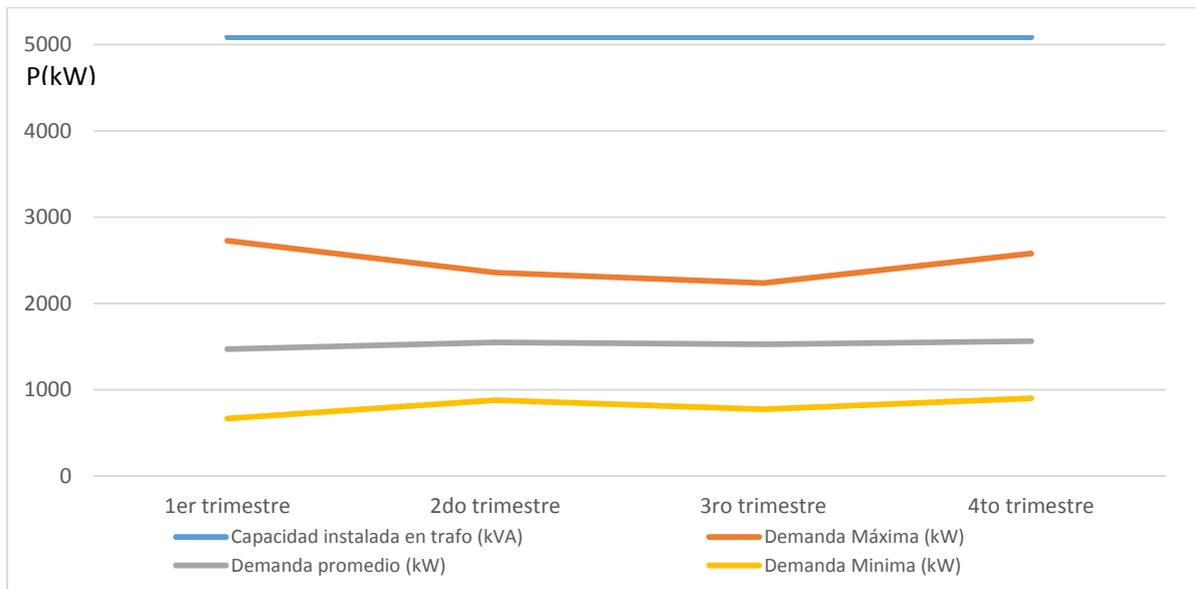


Figura 3.3 Comportamiento de la demanda del circuito 1 con respecto a la capacidad instalada en transformadores.

Tal como se ha visto en las figuras anteriores la demanda tiene un comportamiento similar en el primer y en el cuarto trimestre sin embargo la variación de tensión a lo largo del circuito se muestra en los anexos y siendo de mayor significado:

Tabla 3.6 Caída de tensión en los nodos más significativo para el circuito 1.

Resultados	por nodos.	Circuito CTO 1
Nombre Voltaje	(kV) Caída	de Voltaje (%)
NVFINAL	13,12	0,64
No143	13,12	0,64
No144	7,57	0,64
No146	7,57	0,64
No147	7,57	0,64
No148	7,57	0,64
No145	7,57	0,64
No169	7,57	0,64
No126	7,57	0,64
No127	7,57	0,65
No128	7,57	0,65
No129	7,57	0,65

Como se observa en la tabla 3.6 los nodos de mayor caída de tensión están por debajo de 1 % lo cual no es significativo ya que la distancia de este circuito es de solo menos de 12 km. En este cálculo se utilizó el software RADIAL que utiliza métodos de cálculo descritos en el capítulo 2.



Figura 3.4 Caída de tensión en los nodos de mayor incidencia para el circuito 1 en %.

La figura 3.4 muestra los valores reflejados en la tabla 3.6 desde el comienzo del circuito donde efectivamente se evidencia los nodos de mayor porcentaje de caída de tensión. Estos corresponden a los lugares más alejados de la sub estación y demuestran que no es significativa estas variaciones en el circuito 1. Además, el modelo del comportamiento de las caídas de tensión es el siguiente:  $Cto\ CTO\ 1 = 0,003 - 0,072 * Cto\ CTO\ 1(-3) + 0,092 * Cto\ CTO\ 1(-4) - 0,175 * Cto\ CTO\ 1(-7) + 0,128 * Cto\ CTO\ 1(-8) + 1,207 * Cto\ CTO\ 1(-1) + 0,025 * Cto\ CTO\ 1(-5) - 0,129 * Cto\ CTO\ 1(-2) - 0,079 * Cto\ CTO\ 1(-6)$  donde en la figura 3.5 se muestra los coeficientes.

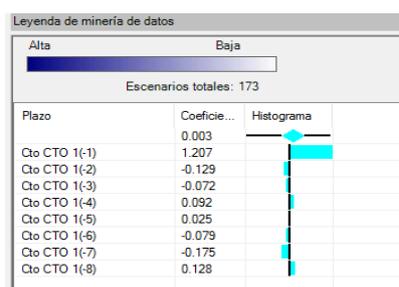


Figura 3.5 Leyenda del modelo del comportamiento de las caídas de tensión para el circuito 1.

Y la figura de pronóstico es la siguiente:



Figura 3.6 Modelo matemático con pronóstico para el circuito 1

En la figura 3.6 se muestra las caídas de tensión del circuito 1 utilizando minería de datos para pronosticar hasta que valor puede alcanzar las caídas. Observándose que el pronóstico no llega a tocar los valores de 1%.

## Circuito 2

Realizando el análisis para el circuito 2 como se puede apreciar en tabla 3.7 y la figura 3.5 los valores de demanda son más altos que en el circuito 1. Identificando que en el 1<sup>er</sup> y en el 4<sup>to</sup> trimestre es donde la demanda alcanza mayores valores y a su vez más pérdidas técnicas existen en el circuito de distribución en este período.

**Tabla 3.7 Demandas promedio mínimas y máximas del circuito 2.**

Trimestres	año	Demanda Máxima (kW)	Demanda promedio (kW)	Demanda Mínima (kW)
1er trimestre	5028	2936,03	1576,78	821,44
2do trimestre	5028	2516,06	1639,94	1059,72
3ro trimestre	5028	2373,92	1591,71	1034,53
4to trimestre	5028	2987,41	1679,64	1022,93
Promedio anual		2703,36	1622,02	984,66

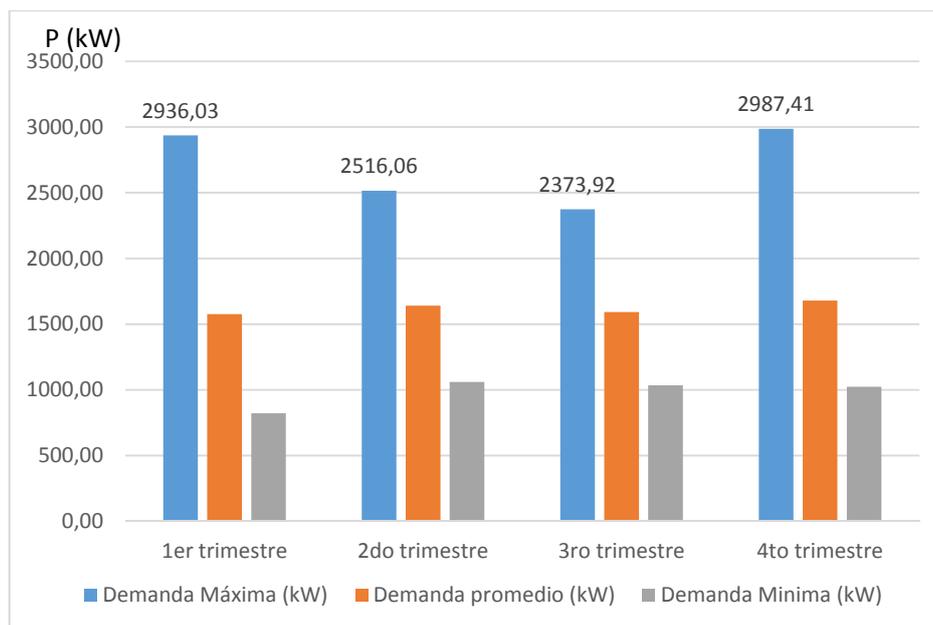


Figura 3.7 Resumen de la demanda por épocas de año para el circuito 2

Del análisis de las datas de demanda del circuito 2 el 3<sup>er</sup> trimestre del año el que menos consume y por tanto menos pérdidas presenta. Curioso pues en esta época del año es donde los niños están fuera de la escuela y muchos de ellos se las pasa en sus casas viendo televisión o usando algún equipo que utilice para su funcionamiento la electricidad.

En la tabla 3.8 y la figura 3.8 se muestran el nivel de carga al que se encuentra el circuito 2 con respecto a la capacidad instalada en los transformadores de distribución, continuando el primer trimestre como el de mayor demanda máxima, media y mínima.

**Tabla 3.8 Demandas promedio, mínimas y máximas del circuito 2 respecto a la capacidad instalada.**

Trimestres	Capacidad instalada kVA	Demanda Máxima vs Capacidad instalada (%)	Demanda promedio vs Capacidad instalada (%)	Demanda Mínima vs Capacidad instalada (%)
<b>1er trimestre</b>	5028	58,39	31,36	16,34
<b>2do trimestre</b>	5028	50,04	32,62	21,08
<b>3ro trimestre</b>	5028	47,21	31,66	20,58
<b>4to trimestre</b>	5028	59,42	33,41	20,34
<b>Promedio anual</b>	5028	55,95	32,43	19,92

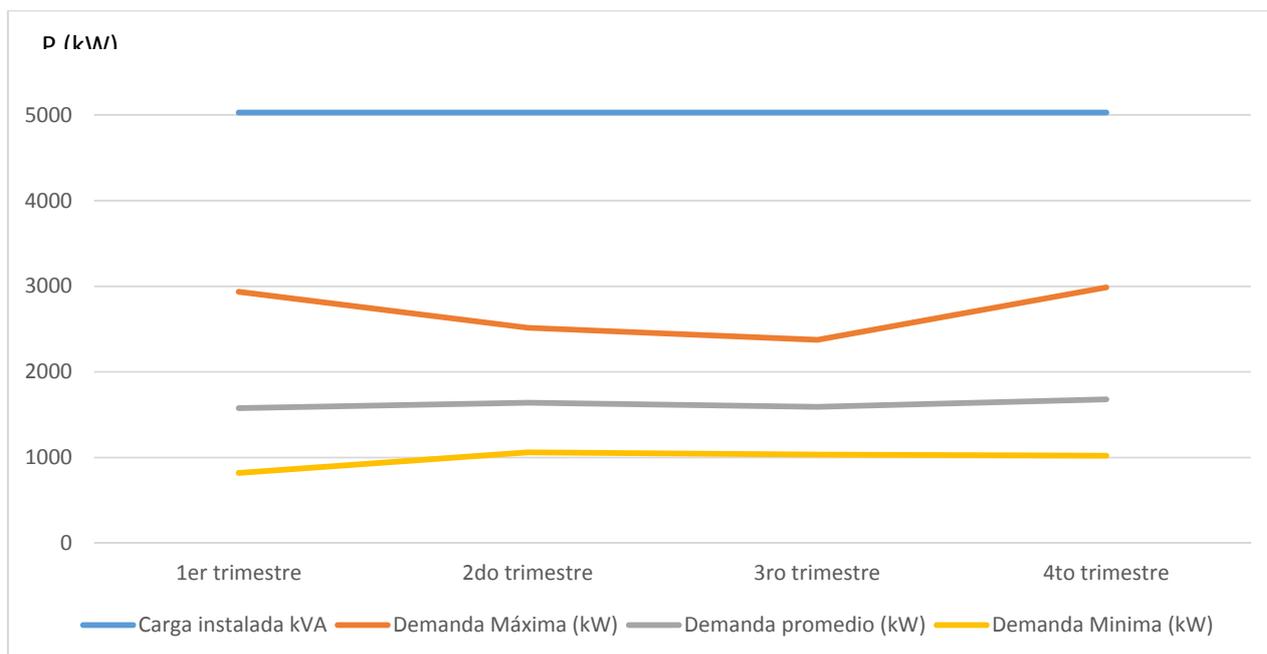


Figura 3.8 Comportamiento de la demanda del circuito 2 con respecto a la capacidad instalada en transformadores.

Como se puede apreciar la demanda máxima del circuito es poco mayor que el 50% de la capacidad de transformación, lo que tiene una influencia en las pérdidas por esta categoría, fundamentalmente en las pocas empresas que se alimentan de este circuito.

Debido a la baja cargabilidad de los transformadores se adopta la solución de cambiar la capacidad instalada por bancos de transformadores que cumplan la norma C57.12.90-1993 (IEEE, 1993) dando los siguientes resultados para disminuir las pérdidas técnicas que existen en el circuito de distribución en este período.

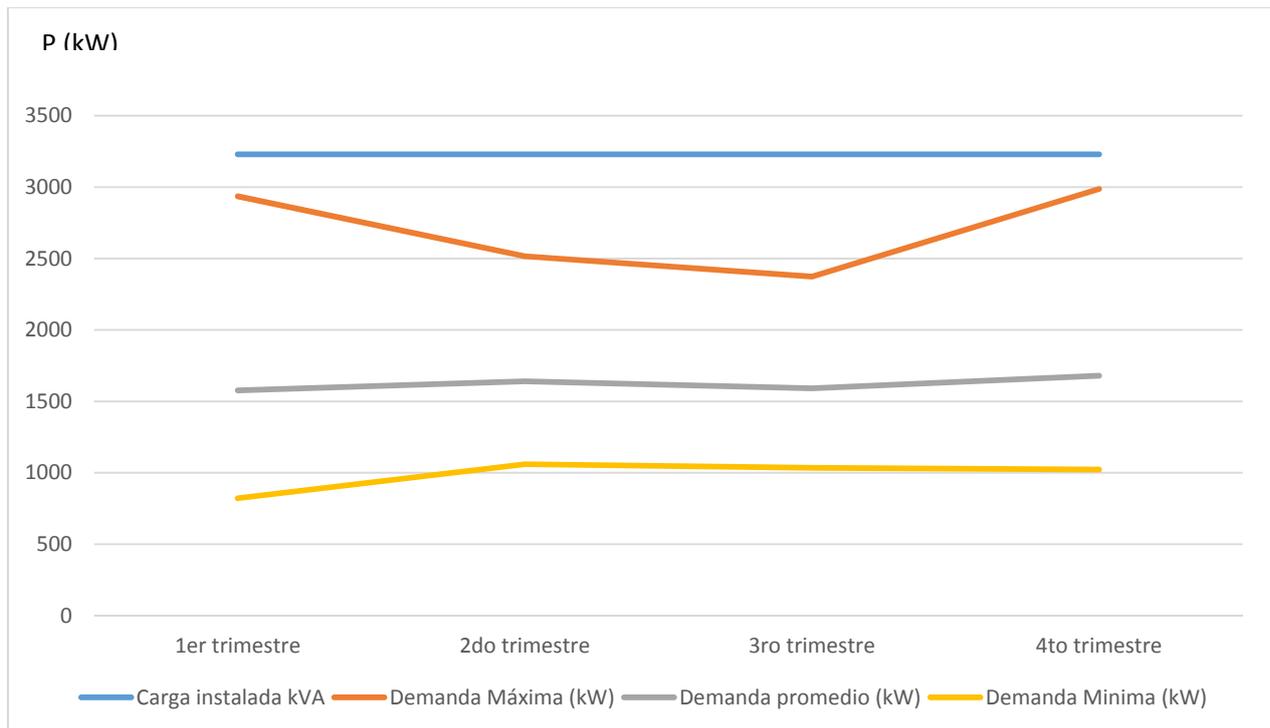
**Tabla 3.9 Demandas promedio mínimas y máximas del circuito 2.**

Trimestres	año	Demanda Máxima (kW)	Demanda promedio (kW)	Demanda Mínima (kW)
1er trimestre	3230	2936,03	1576,78	821,44
2do trimestre	3230	2516,06	1639,94	1059,72
3ro trimestre	3230	2373,92	1591,71	1034,53
4to trimestre	3230	2987,41	1679,64	1022,93
Promedio anual		2703,36	1622,02	984,66

Con la disminución de la capacidad instalada las pérdidas presentes en el circuito de distribución bajan. En la tabla 3.10 y la figura 3.9 se muestran el nivel de carga una vez cambiado los transformadores por otros al nivel actual de explotación.

**Tabla 3.10 Demandas promedio, mínimas y máximas del circuito 2 respecto a la capacidad instalada.**

Trimestres	Capacidad instalada (kVA)	Demanda Máxima vs Capacidad instalada (%)	Demanda promedio vs Capacidad instalada (%)	Demanda Mínima vs Capacidad instalada (%)
<b>1er trimestre</b>	3230	90,91	48,82	25,43
<b>2do trimestre</b>	3230	77,91	50,78	32,81
<b>3ro trimestre</b>	3230	73,50	49,28	32,03
<b>4to trimestre</b>	3230	92,50	52,01	31,67
<b>Promedio anual</b>	5028	55,95	32,43	19,92



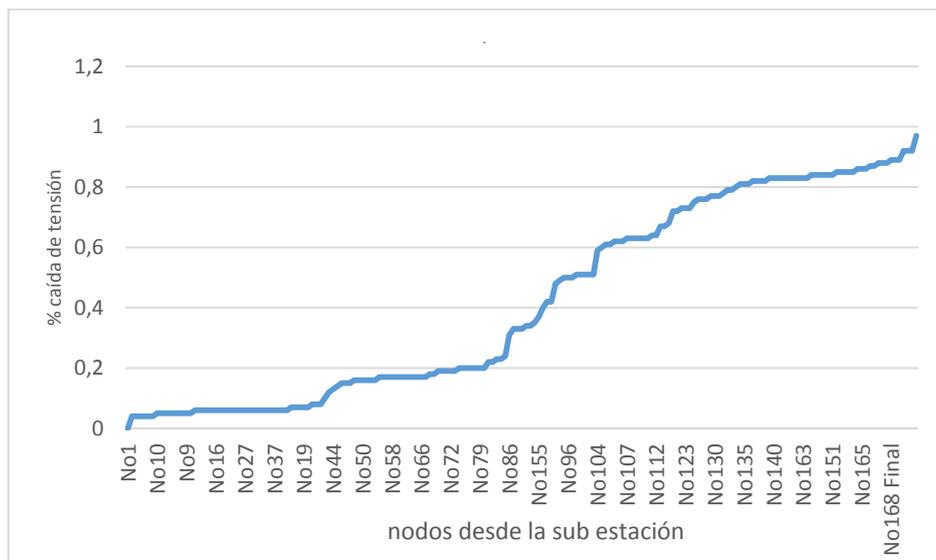
**Figura 3.9 Comportamiento de la demanda del circuito 2 con respecto a la capacidad instalada en transformadores.**

Como se puede apreciar la demanda del circuito llega a los valores óptimos de carga representando un ahorro considerable de pérdidas.

**Tabla 3.11 Caída de tensión en los nodos más significativo para el circuito 2.**

Resultados	por nodos.	Circuito CTO2
Nombre Voltaje	(kV) Caída	de Voltaje (%)
No172	13,08	0,89
No176	13,08	0,89
No168	13,08	0,89
No175	7,55	0,92
No177	7,55	0,92
No178	7,55	0,97
No179	7,55	0,92
No152	7,56	0,85
BB240.	7,56	0,85
No158	13,09	0,83
No119	13,11	0,67
No118	13,12	0,62
No134	7,57	0,62
No159	7,59	0,42

Como se puede apreciar en la tabla anterior en el circuito de distribución 2 existe una mayor caída de tensión que en el circuito 1 debido esto a la distancia desde la subestación hasta el cliente más lejos ubicado a más de 21 km



**Figura 3.10 Caída de tensión por nodos para el circuito 2**

Se muestra la figura 3.10 donde se evidencia una mayor caída de tensión, quedando corroborado los datos obtenidos con el RADIAL. Además, el modelo del comportamiento de estas caídas en el siguiente:  $Cto\ CTO2 = 0,003 + 0,093 * Cto\ CTO2(-5) - 0,032 * Cto\ CTO2(-8) - 0,070 * Cto\ CTO2(-2) - 0,147 * Cto\ CTO2(-6) - 0,162 * Cto\ CTO2(-4) + 0,144 * Cto\ CTO2(-3) + 0,087 * Cto\ CTO2(-7) + 1,088 * Cto\ CTO2(-1)$  donde los coeficientes del modelo matemático se muestran en la figura 3.10.

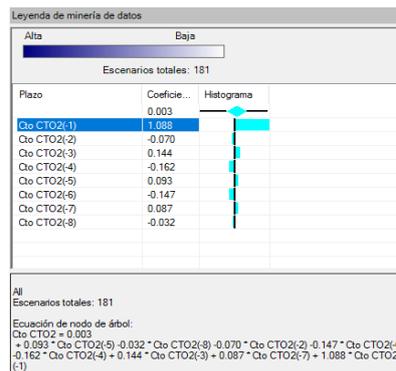


Figura 3.11 Coeficientes del modelo matemático para el circuito 2

Y la figura de pronóstico es la siguiente:



Figura 3.12 Modelo matemático con pronóstico para el circuito 2

En la figura 3.12 se muestra las caídas de tensión del circuito 2 utilizando minería de datos para pronosticar hasta que valor puede alcanzar las caídas. Mediante esto se pueden tomar

decisiones anticipándose a la realidad, siendo de gran ayuda para las empresas eléctricas de distribución.

### 3.3 Análisis y evaluación de las pérdidas eléctricas técnicas.

Una vez realizado el análisis de la demanda de los circuitos de la subestación Banes 1 y obtenidos los resultados de la modelación, se procede a la evaluación del estado de las pérdidas técnicas de los circuitos en estudio.

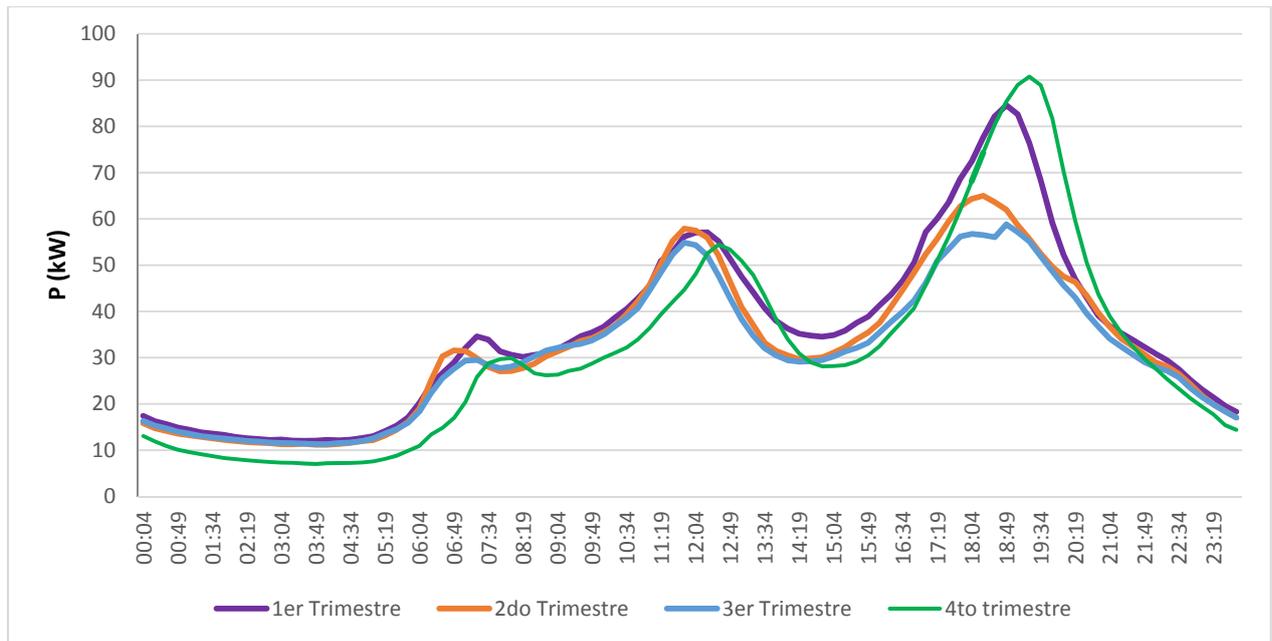


Figura 3.13 Comportamiento de las pérdidas resumen por trimestre para el circuito 1

En el primer y en el cuarto trimestre del año se muestran características parecidas con valores de máximos de pérdidas de 90,7 kW. Sin embargo, en el tercer trimestre (verano) el pico de demanda en el horario del mediodía está casi igual que en el resto del año. De forma análoga las demandas en estos períodos corresponden a los mayores valores, y del análisis estadístico se comprueba que existe una correlación entre la demanda y las pérdidas. Ver tabla 3.12 y 3.13

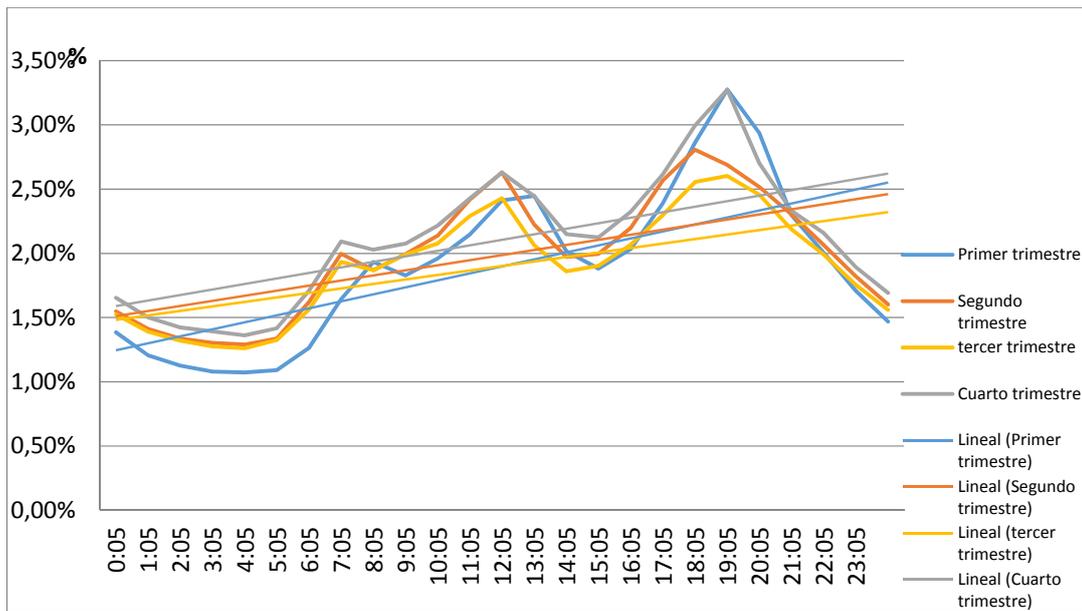
Tabla 3.12 Correlación entre la demanda y las pérdidas eléctricas del circuito 1.

Correlación	Demanda	Pérdidas
Demanda	1	
Pérdidas	<b>0,97974418</b>	1

**Tabla 3.13 Análisis de varianza entre la demanda y las pérdidas eléctricas del circuito 2.**

Prueba F para varianzas de dos muestras		
	932,03	13,05
Media	1475,50	31,93
Varianza	337037,49	470,60
Observaciones	95,00	95,00
Grados de libertad	94,00	94,00
F	716,17	
P(F<=f) una cola	4,659E-108	
Valor crítico para F (una cola)	1,4063	

Se muestra en la tabla 3.13 donde se hace un análisis de varianza entre la demanda y las pérdidas mostrando que los grados de libertad son iguales para ambas muestras al 94 %.



**Figura 3.14 Comportamiento porcentual y líneas de tendencia de las pérdidas de energía en el circuito 1**

En la figura 3.14 se detalla que para el 1<sup>er</sup> trimestre la línea de tendencia muestra mayor inclinación que las otras siendo un indicador de aumento de las pérdidas en ese circuito.

Además, para el 4<sup>to</sup> trimestre se observa que un 3,27 % está también en el pico de la noche igual que para el 1<sup>er</sup> trimestre.

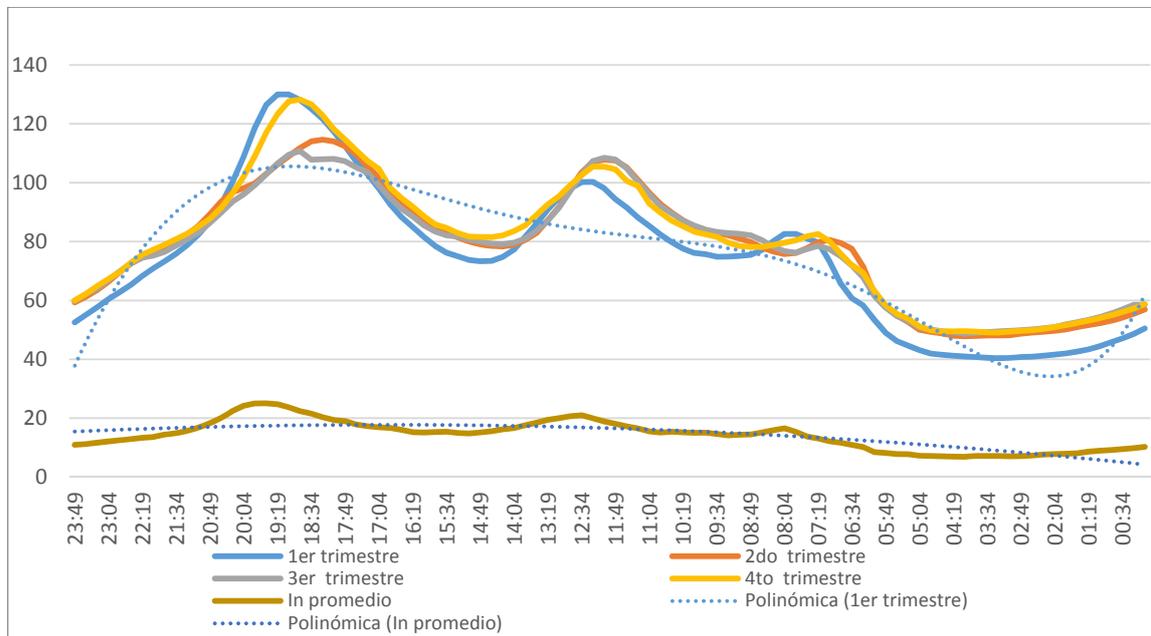


Figura 3.15 Comportamiento de las corrientes por fases de un día típico en el circuito 1.

Como se muestra en la figura anterior el comportamiento de las corrientes por trimestre muestran que en el primer y en el cuarto trimestre es donde existen mayores consumos y se expone la ecuación matemática característica que rige el comportamiento de esta variable ( $y = 8E-09x^6 - 2E-06x^5 + 1E-04x^4 + 0,0016x^3 - 0,3211x^2 + 9,0711x + 29,084$ ). El  $R^2 = 0,8135$  representa el grado de uniformidad entre los cuatros trimestre.

Analizando la característica que marca la eficiencia del sistema de distribución que es el factor de potencia vemos en la figura 3.16 cómo se comporta por trimestres en el circuito 1.

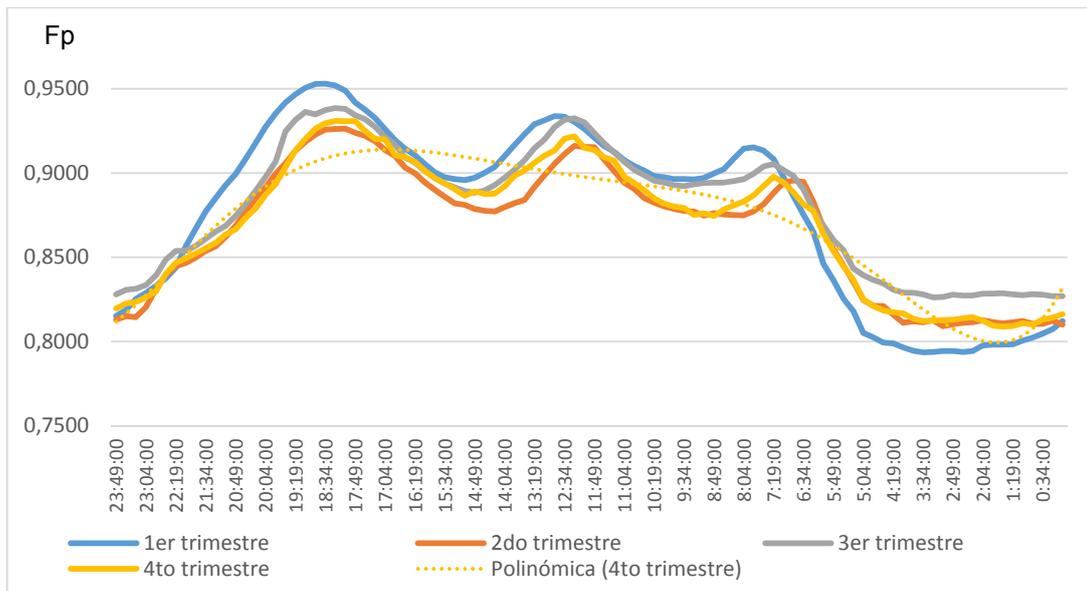


Figura 3.16 Comportamiento del factor de potencia por trimestre en el circuito 1

Mostrando que en el primer trimestre es donde se tiene un mayor factor de potencia coincidente con la demanda que es el trimestre donde mayor demanda existe en el año. Además, se muestra la ecuación matemática del comportamiento siendo ( $y = 2E-11x^6 - 6E-09x^5 + 6E-07x^4 - 3E-05x^3 + 0,0004x^2 + 0,0038x + 0,8078$ ). El  $R^2 = 0,9028$  representa el grado de uniformidad entre los cuatros trimestres evidenciando que esta variable el factor de potencia, es más parecido el comportamiento durante todo el año. Coincide el valor máximo con el horario del pico de la noche al igual que en el pico del mediodía.

En el circuito 2 de esta subestación los resultados son distintos a los del circuito 1 en el 2<sup>do</sup> y en el 4<sup>to</sup> trimestre del año. Obsérvese que los valores de pérdidas son más notables en el 1<sup>er</sup> y 4<sup>to</sup> trimestre, sin embargo, en el verano el valor pico de pérdidas está a menos del 50 % del pico de invierno.

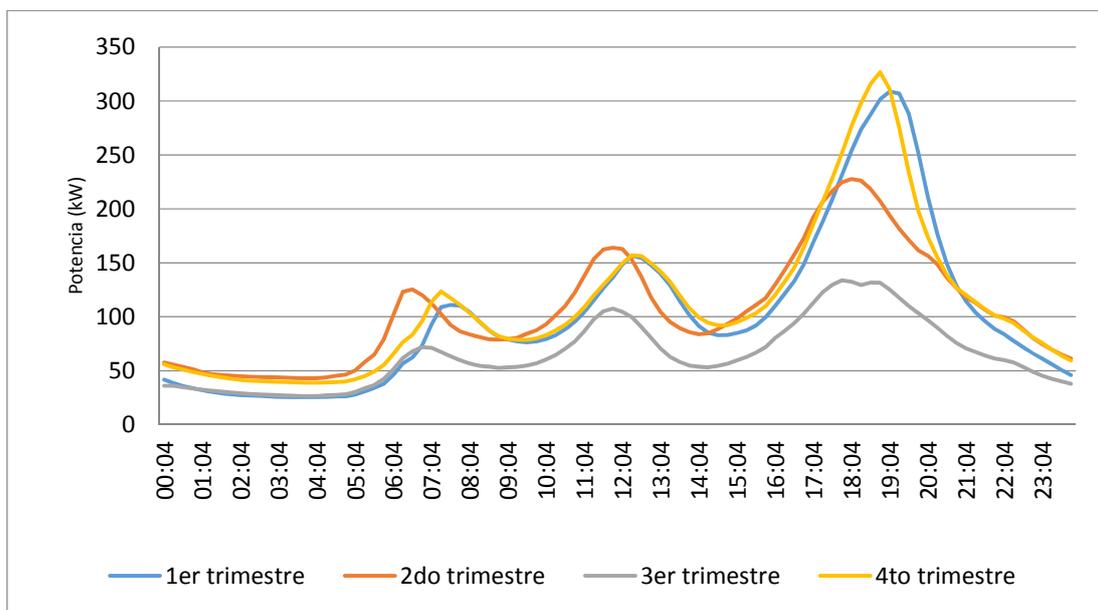


Figura 3.17 Comportamiento de las pérdidas resumen por trimestre para circuito 2

Mostrándose características parecidas, pero con valores de máximos de 326 kW en el primer trimestre. Demostrando que para el verano se consume menos energía que en otra época del año y a consecuencia existen menores pérdidas.

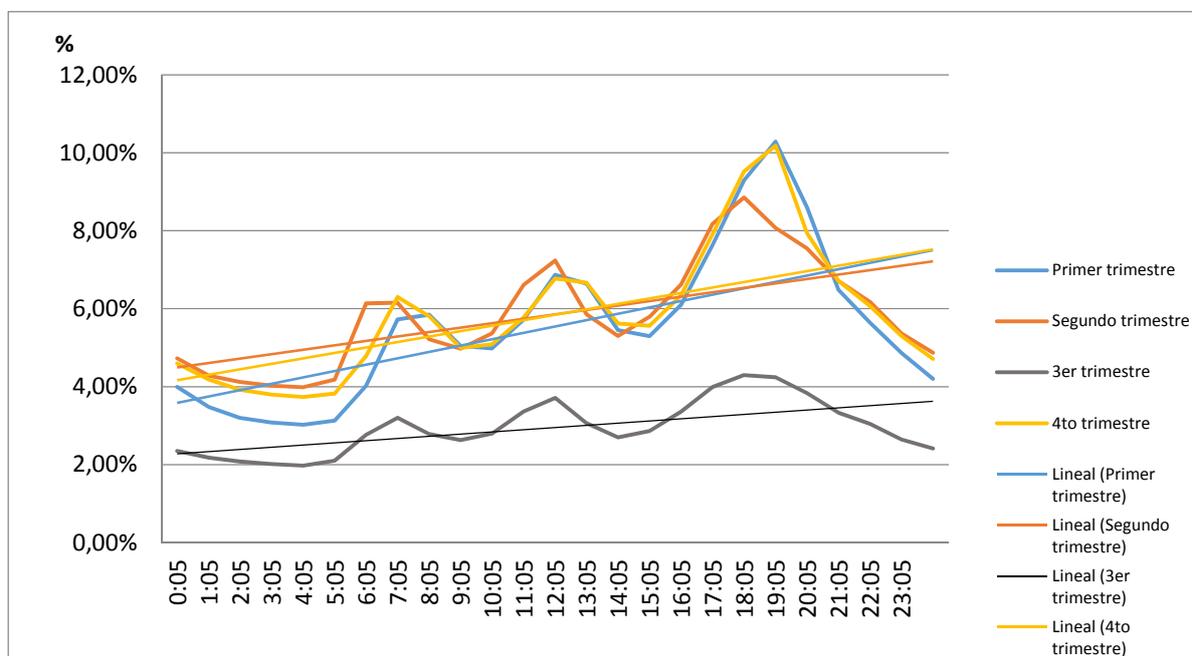


Figura 3.18 Comportamiento porcentual y líneas de tendencia de las pérdidas de energía en el circuito 2

En la Figura 3.18 se muestra el comportamiento porcentual de las pérdidas en el circuito 2, evidenciando por las líneas de tendencia que en el 1<sup>er</sup> y 4<sup>to</sup> trimestre existe un aumento de las pérdidas. Lo que coincide con los valores del circuito 1, pero con resultados más significativos. Sin embargo, en el 3<sup>er</sup> trimestre se muestra que las pérdidas son menores que el resto del año, aunque cabe plantear que la demanda en el horario pico es semejante a la del resto del año.

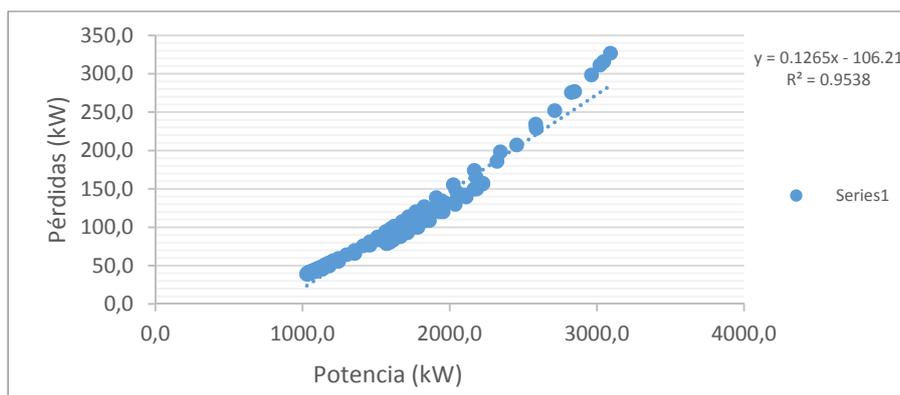


Figura 3.19 Análisis de dispersión de las pérdidas de energía en el circuito 2

En la figura 3.19 se muestra el análisis de dispersión del circuito 1 demostrando que existe valores más significativos que se encuentran entre los 1000 y 2200 kW de potencia. Como muestran la variabilidad de una distribución, indicando por medio de un número  $R^2$ , si las diferentes puntuaciones de una variable están muy alejadas de la media. Cuanto mayor sea ese valor, mayor será la variabilidad, cuanto menor sea, más homogénea será a la media. Este valor es cercano a uno (0,9538) lo que demuestra que existe una buena correlación.

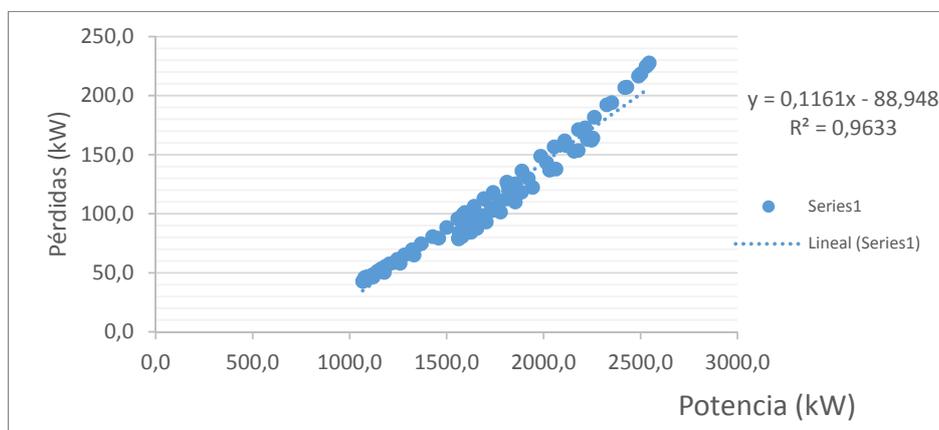


Figura 3.20 Análisis de dispersión de las pérdidas de energía en el circuito 1

En la figura 3.20 se muestra el análisis de dispersión demostrando que en el circuito existe valores de pérdidas que se encuentran entre los 1000 y 2500 kW de potencia. La  $R^2$  tiene un mayor valor demostrando que existe mayor aproximación a la línea de tendencia. La ecuación matemática que muestra el comportamiento de las corrientes de fase es:  $y = 5E-09x^6 - 2E-06x^5 + 0,0002x^4 - 0,0105x^3 + 0,2623x^2 - 2,5445x + 11,64$ . Teniendo un coeficiente de regresión  $R^2 = 0,7753$ .

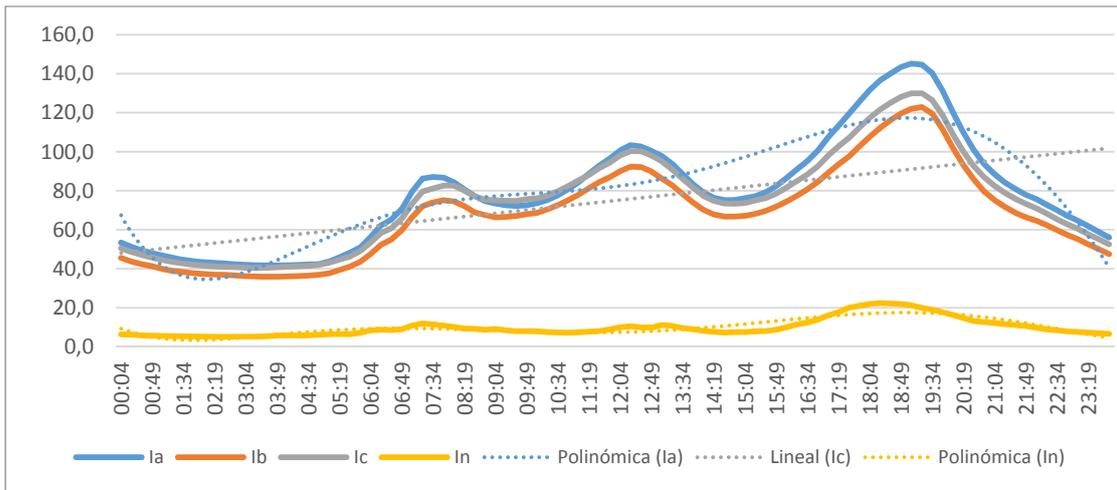


Figura 3.21 Comportamiento de las corrientes por fases de un día típico en el circuito 2

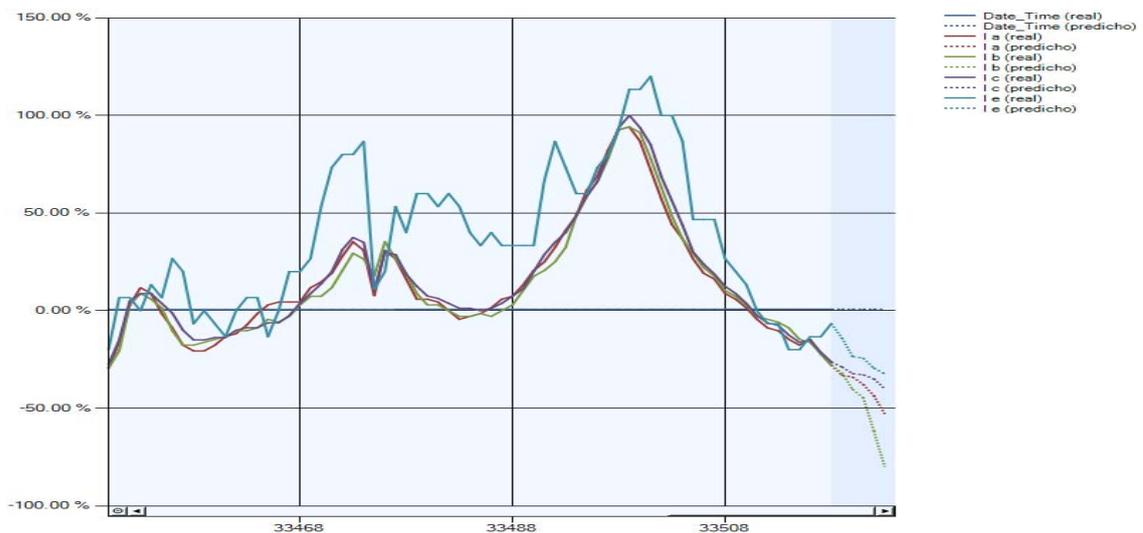


Figura 3.22 Comportamiento de las corrientes por fases aplicando minería de datos para la obtención del pronóstico en el circuito 2

El comportamiento de la carga en la línea de sub transmisión puede representarse por la corriente eléctrica que circula por los conductores y en la figura 3.21 se muestra dicho comportamiento. Analizando el comportamiento de la corriente a continuación se muestra la Ecuación de nodo de árbol:  $I_a = -1,237 + 0,060 * I_a(-96) + 0,865 * I_a(-1) + 0,029 * I_c(-96) - 0,109 * I_a(-2) + 0,194 * I_b(-1) + 0,144 * I_c(-1) - 0,151 * I_b(-2) - 0,090 * I_c(-2) + 0,063 * I_a(-192)$ . La fase ecuación de nodo de árbol:  $I_b = 2,843 + 0,264 * I_a(-1) + 0,006 * I_b(-96) + 1,673 * I_b(-1) - 0,937 * I_b(-2)$  y la fase  $I_c = -1,592 + 0,145 * I_b(-1) + 1,75 * I_c(-1) - 0,371 * I_a(-2) + 0,371 * I_a(-1) + 0,105 * I_c(-96) - 0,294 * I_c(-2)$ . Además, se evidencia que por el neutro circulan corrientes de hasta un 30% de la que circula por las fases. También se puede observar que en este circuito hay mayor cargabilidad que en el circuito 1. Otro de los factores que muestra en la figura 3.22 mediante su comportamiento es el factor de potencia, donde la ecuación matemática es  $y = 2E-11x^6 - 6E-09x^5 + 6E-07x^4 - 3E-05x^3 + 0,0004x^2 + 0,0032x + 0,8647$ . con un  $R^2 = 0,8602$ . También se muestra la ecuación del modelo matemático mediante la técnica de pronóstico de la minería de datos dando:  $\text{Power Factor} = 0,029 + 1,146 * \text{Power Factor}(-1) - 0,117 * \text{Power Factor}(-4) - 0,062 * \text{Power Factor}(-3)$  donde los factores son:  $\text{Power Factor}(-1) = 1,146$ ,  $\text{Power Factor}(-3) = -0,062$  y  $\text{Power Factor}(-4) = -0,117$

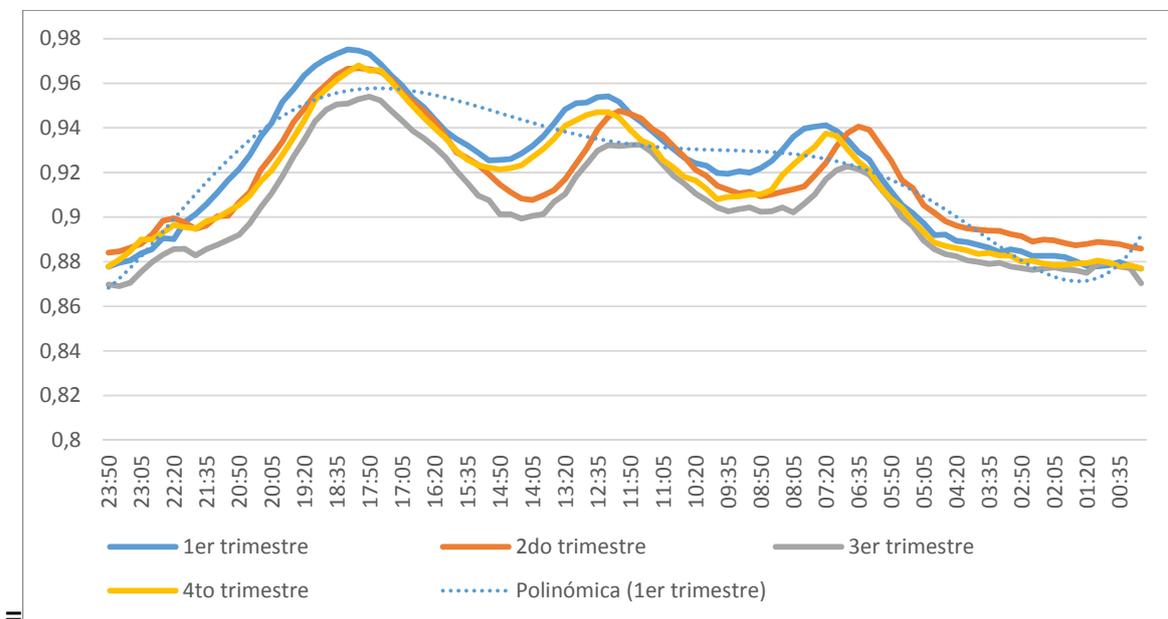


Figura 3.23 Comportamiento del factor de potencia por trimestre en el circuito 2

La cantidad de energía pérdidas por conceptos se presenta en la figura 3.24 la distribución de pérdidas en porcentos de la subestación Banes 1. Donde las pérdidas técnicas representan el 7,88 % del total de energía suministrada.

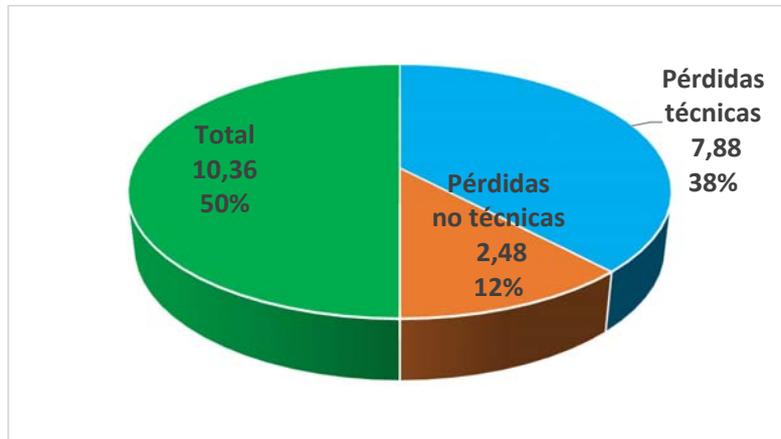


Figura 3.24 Distribución de pérdidas de energía en la sub estación Banes 1

Para demostrar científicamente el comportamiento de las pérdidas se realizó el cálculo mediante la minería de datos, dando como resultado la figura 3.25 a continuación.

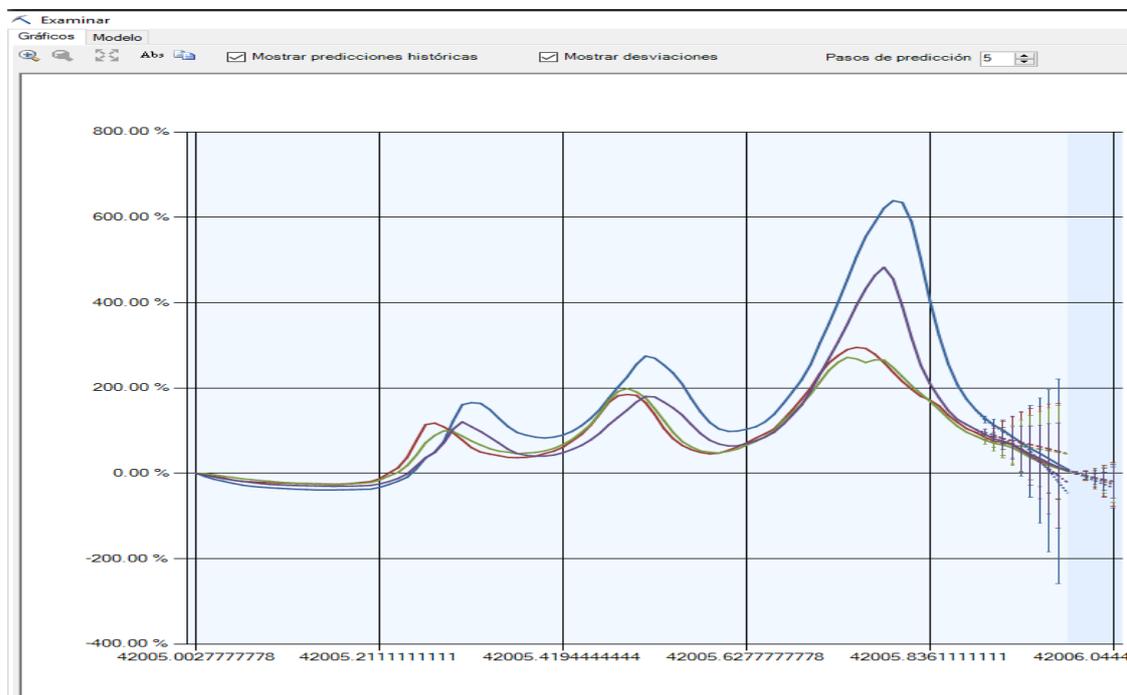


Figura 3.25 Análisis de pronóstico mediante el uso de la minería de datos de las pérdidas de energía en la sub estación Banes 1

En la figura anterior se muestra el comportamiento de las pérdidas por trimestres mostrando los valores futuros y las desviaciones posibles en los valores pronosticados.

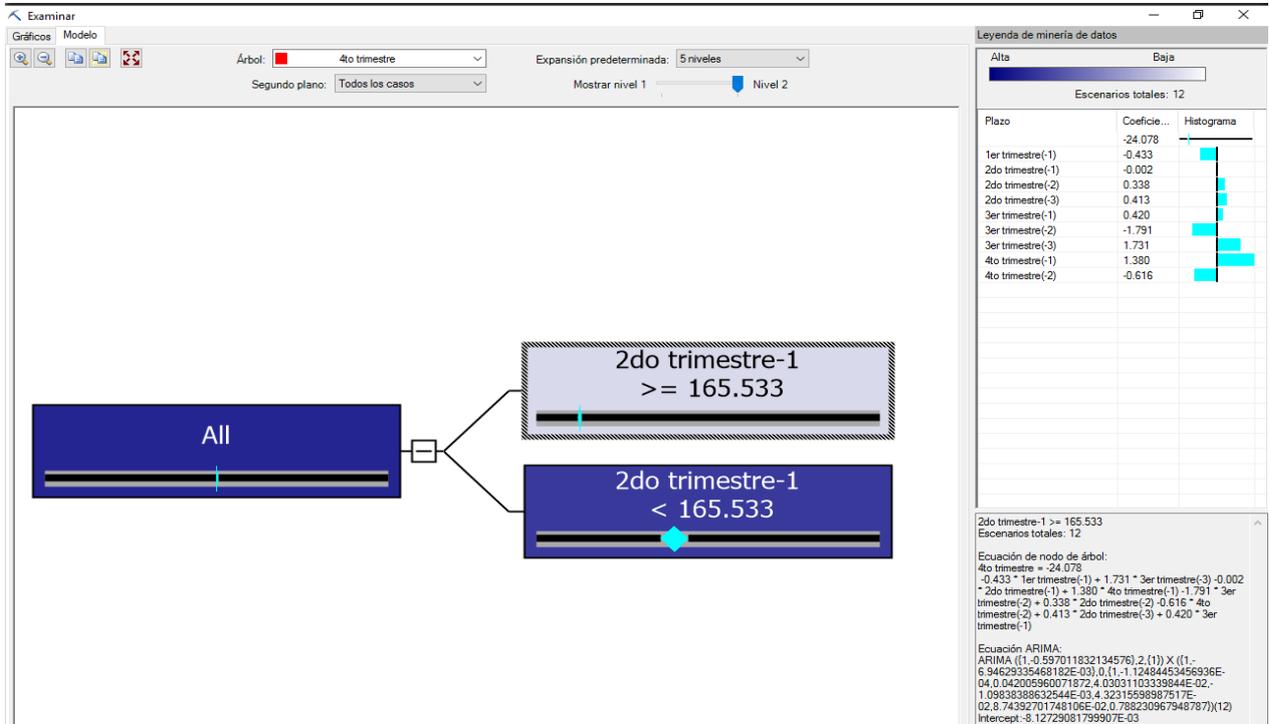


Figura 3.26 Análisis de pronostico mediante el uso de la minería de datos de las pérdidas de energía en la sub estación Banes 1

Ecuaciones matemáticas del comportamiento de las pérdidas por trimestres.

2do trimestre-1 >= 165.533

Escenarios totales: 12

Ecuación de nodo de árbol: 4to trimestre = -24,078 -0,433 \* 1er trimestre(-1) + 1,731 \* 3er trimestre(-3) -0,002 \* 2do trimestre(-1) + 1,380 \* 4to trimestre(-1) -1,791 \* 3er trimestre(-2) + 0,338 \* 2do trimestre(-2) -0,616 \* 4to trimestre(-2) + 0,413 \* 2do trimestre(-3) + 0,420 \* 3er trimestre(-1)

Escenarios totales: 81

Ecuación de nodo de árbol: 4to trimestre = -6,533 + 0,565 \* 3er trimestre(-2) -0,993 \* 3er trimestre(-3) + 0,681 \* 3er trimestre(-1) + 0,070 \* 2do trimestre(-1) + 1,197 \* 4to trimestre(-1) + 0,290 \* 2do trimestre(-3) -0,264 \* 1er trimestre(-1) -0,406 \* 2do trimestre(-2)

Escenarios totales: 93

Ecuación de nodo de árbol: 3er trimestre =  $1,028 + 1,564 * 3er\ trimestre(-1) + 0,379 * 2do\ trimestre(-1) - 0,642 * 3er\ trimestre(-2) - 0,522 * 2do\ trimestre(-2) + 0,182 * 2do\ trimestre(-3)$

Ecuación de nodo de árbol:

2do trimestre =  $1,427 + 0,492 * 3er\ trimestre(-1) + 0,526 * 2do\ trimestre(-3) - 0,355 * 3er\ trimestre(-2) + 2,128 * 2do\ trimestre(-1) - 1,752 * 2do\ trimestre(-2)$

Ecuación de nodo de árbol:

1er trimestre =  $0,519 - 0,448 * 2do\ trimestre(-2) - 0,280 * 4to\ trimestre(-4) + 0,051 * 2do\ trimestre(-1) + 0,415 * 2do\ trimestre(-3) - 0,378 * 3er\ trimestre(-2) + 0,073 * 1er\ trimestre(-4) + 0,495 * 3er\ trimestre(-3) - 0,275 * 3er\ trimestre(-4) + 0,290 * 4to\ trimestre(-3) - 0,195 * 1er\ trimestre(-3) + 0,610 * 3er\ trimestre(-6) - 0,523 * 2do\ trimestre(-5) - 0,562 * 4to\ trimestre(-2) + 0,582 * 4to\ trimestre(-1) - 0,812 * 3er\ trimestre(-5) + 0,225 * 2do\ trimestre(-6) + 0,045 * 1er\ trimestre(-2) + 0,015 * 4to\ trimestre(-5) + 0,218 * 2do\ trimestre(-4) + 1,041 * 1er\ trimestre(-1) + 0,432 * 3er\ trimestre(-1)$

Se observa claramente en las ecuaciones anteriores la identificación del modelo matemático que crea el comportamiento de las pérdidas a lo largo del año. En este propósito se estudia el comportamiento por horarios realizando un análisis arrojando el resultado mostrado en la figura 3.27

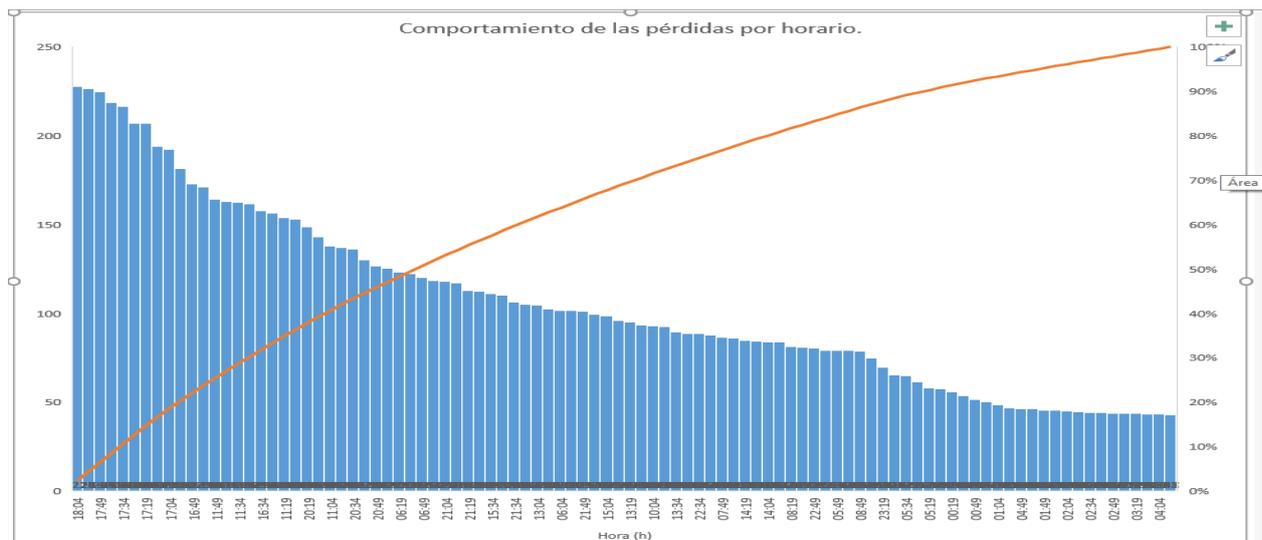


Figura 3.27 Análisis histograma de las pérdidas de energía en el circuito 2

Se muestra en la figura 3.27 los horarios de mayor incidencia en el circuito, estando el pico máximo sobre las 4:49 p.m. hasta las 6:04 p.m.

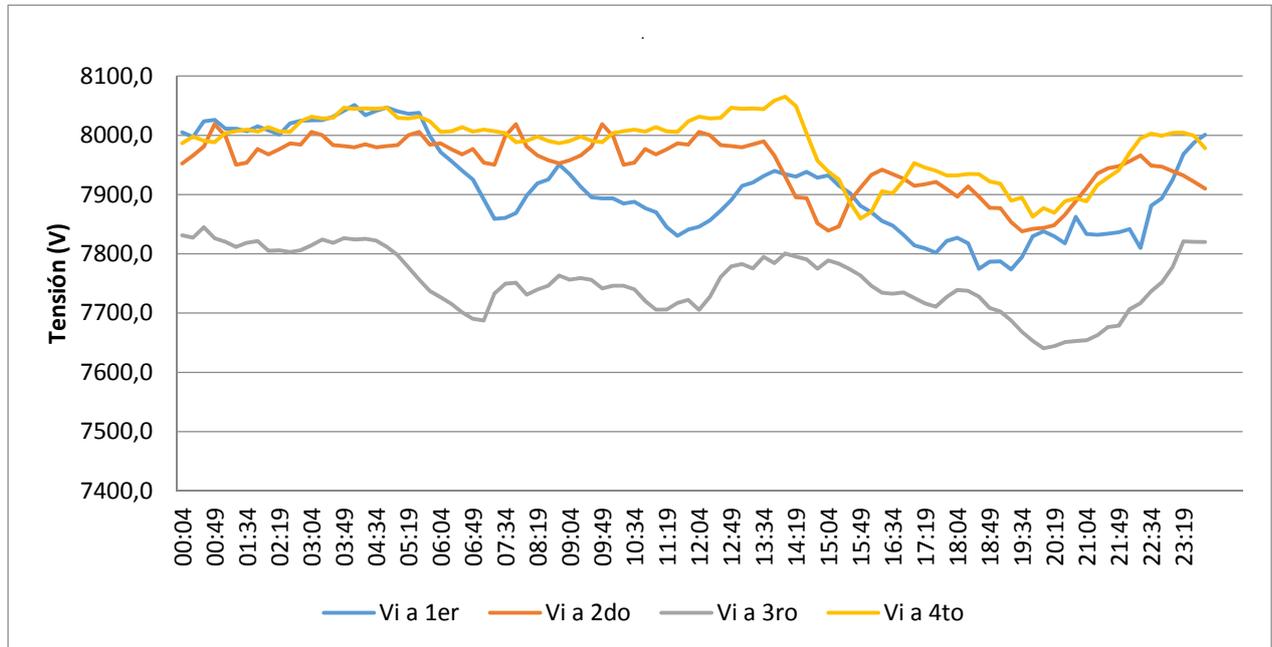


Figura 3.28 Gráfico caída de tensión por trimestre circuito 2

Como se observa la figura 3.28, la caída de tensión es parecido al de demanda, pero al revés. Aunque los niveles en porcentaje de variación de tensión no superan el 3,0 %. Sin embargo, se puede apreciar que en el 3er trimestre existe mayor caída de tensión que en otra época del año.

Por otro lado, aplicando la propuesta de mejoras que consiste en el cambio de la sección del conductor y seccionar el circuito 2 en dos partes, creando una nueva subestación se obtendrá un cuadro como el que se muestra en la tabla 3.14.

Tabla 3.14 Resumen de pérdidas y ahorro por circuito

Circuito	Pérdidas de potencia	Pérdidas de potencia	Ahorro	Pérdidas de energía	Pérdidas de energía	Ahorro	Longitud km	Longitud km	Pérdidas de potencia	Pérdidas de energía
	(kW)	(kW)	(kW h)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	Antes	Después	kW/km	kWh/km
	Antes	Después		Antes	Después					
Circuito 1	37,85	36,02	1,83	733,35	690,00	43,35	12,564	12,564	0,0029	0,0549
Circuito 2	43,89	21,54	22,35	847,61	352,45	198,79	26,521	7,244	0,0030	0,0487

Es necesario especificar que las pérdidas antes y después en el circuito 1 son insignificantes. Por esa razón se realizaron los cálculos para el circuito 2.

### 3.4 Reducción de pérdidas en circuitos primarios

Para los circuitos primarios se pueden realizar y plantear diferentes soluciones que permitan hacer una optimización de la red primaria de distribución:

Las soluciones aplicadas son:

- Reconfiguración del alimentador con el cambio de la sección del conductor.
- Cambio de los transformadores sub cargados.

Aplicando las propuestas se obtendrá un cuadro como se muestra en la tabla 3.15.

**Tabla 3.15 Resultados de la simulación antes de la modificación del circuito.**

Resultados generales. Circuito 2 BANES 2					
Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
<b>Potencia activa de las cargas</b>	1876	kW	Energía activa de las cargas	3000	kWh
<b>Potencia reactiva de las cargas</b>	322,6	kVAr	Energía reactiva de las cargas	594	kVAr h
<b>Pérdidas activas en líneas</b>	7,31	kW	Pérdidas de energía en líneas	86,4	kWh
<b>Pérdidas reactivas en líneas</b>	7,56	kVAr			
<b>Pérdidas de cobre en transformadores.</b>	10,19	kW	Pérdidas de energía Cu en transformadores.	164	kWh
<b>Pérdidas de hierro en transformadores.</b>	23,66	kW	Pérdidas de energía Fe en transformadores.	567	kWh
<b>Pérdidas totales de potencia activa</b>	43,89	kW	Pérdidas totales de energía	847	kWh
<b>% de pérdidas de potencia</b>	2,96	%	% de pérdidas de energía	2,98	%
<b>Potencia reactiva en capacitores.</b>	75	C kVAr			
<b>Potencia activa de cogeneración</b>	0	kW			
<b>Potencia reactiva de cogeneración</b>	0	kVAr			
<b>Factor de potencia del circuito</b>	0,99				
<b>Factor de carga del circuito</b>	0,77				

En la tabla 3.16 se muestra el resultado del flujo de potencia corrido mediante el software radial en el que muestra el nivel de pérdidas totales de energía con 847 kWh. Esto responde a los valores actuales manejados en la UEB Eléctrica de Banes.

**Tabla 3.16 Resultados de la simulación una vez seccionado el circuito**

Circuito Banes 2 con traspaso de carga para Tanganica y cambio de transformadores					
Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1031	kW	Energía activa de las cargas	1622	kWh
Potencia reactiva de las cargas	172,8	kVAr	Energía reactiva de las cargas	306	kVAr.h
Pérdidas activas en líneas	0,61	kW	Pérdidas de energía en líneas	7,31	kWh
Pérdidas reactivas en líneas	0,88	kVAr			
Pérdidas de cobre en transformadores.	12,54	kW	Pérdidas de energía Cu en transformadores.	143,79	kWh
Pérdidas de hierro en transformadores.	8,39	kW	Pérdidas de energía Fe en transformadores.	201,36	kWh
Pérdidas. Totales de potencia activa	21,54	kW	Pérdidas totales de energía	352,45	kWh
% de pérdidas de potencia	2,05	%	% de pérdidas de energía	2,13	%
Potencia reactiva en capacitores.	0	C kVAr			
Potencia activa de cogeneración	0	kW			
Potencia reactiva de cogeneración	0	kVAr			
Factor de potencia del circuito	0,96				
Factor de carga del circuito	0,66				

Una vez seccionado el circuito y aumentado la sección del conductor se muestra la reducción de las pérdidas hasta 352 kWh.

**Tabla 3.17 Resumen de pérdidas y ahorro en circuito Tanganica**

Circuito	Pérdidas de potencia	Pérdidas de potencia	Ahorro (kWh)	Pérdidas de energía	Pérdidas de energía	Ahorro (kWh)	Longitud km antes	Longitud km después	Pérdidas de potencia	Pérdidas de energía	
	(kW)	(kW)		(kWh)	(kWh)				(kWh)	kWh/km	kWh/km
	Antes	Después		Antes	Después						
Tanganica	0	17,64	17,64	0	296,37	296,37	0	19277	0,0009	0,0154	

**Tabla 3.18 Resultados de la simulación instalando la subestación de Tanganica.**

Resultados generales.					
Circuito Tanganica, con cambio en la sección del conductor del tronco y cambio de transformadores					
Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	726,4	kW	Energía activa de las cargas	1208	kWh
Potencia reactiva de las cargas	144,3	kVAr	Energía reactiva de las cargas	273	kVAr.h
Pérdidas activas en líneas	3,12	kW	Pérdidas de energía en líneas	37,98	kWh
Pérdidas reactivas en líneas	5,9	kVAr	Pérdidas de energía Cu en transformadores.	106	kWh
Pérdidas de cobre en transformadores.	8,17	kW	Pérdidas de energía Fe en transformadores.	152,4	kWh

Pérdidas de hierro en transformadores.	6,35	kW	Pérdidas totales de energía	296,37	kW.h
Pérdidas totales de potencia activa	17,64	kW	% de pérdidas de energía	2,4	%
% de pérdidas de potencia	2,37	%			
Potencia reactiva en capacitores.	75	C kVAr			
Potencia activa de cogeneración	0	kW			
Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar			
Factor de potencia del circuito	0,97				
Factor de carga del circuito	0,66				

Con la instalación de la nueva subestación los valores de pérdidas son de 296 kWh y con la suma de las dos se evidencia la disminución de las pérdidas de 847 kWh a 649 kWh. Un ahorro de 198 kWh, un número que si se calcula para las 8760 horas que tiene un año 1741 kWh/año de ahorro.

A modo de resumen se muestra en la tabla 3.19 el ahorro de energía una vez seccionado el circuito 2, realizado el cambio de sección en todo el tronco del circuito y cambiado los transformadores por otros de menor capacidad.

**Tabla 3.19 Resumen de las pérdidas totales para el circuito 2.**

Resultados generales.					
Cantidad ahorrados de potencia y energía					
Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
<b>Potencia activa de las cargas</b>	119,00	kW	Energía activa de las cargas	169	kWh
<b>Potencia reactiva de las cargas</b>	5,5	kVAr	Energía reactiva de las cargas	15	kVArh
<b>Pérdidas activas en líneas</b>	3,58	kW	Pérdidas de energía en líneas	41,16	kWh
<b>Pérdidas reactivas en líneas</b>	0,78	kVAr	Pérdidas de energía Cu en transf.	-85,44	kWh
<b>Pérdidas de cobre en transf.</b>	-10,52	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	214,08	kWh
<b>Pérdidas de hierro en transf.</b>	8,92	kW	<b>Pérdidas totales de energía</b>	<b>198,79</b>	<b>kWh</b>
<b>Pérdidas totales de potencia activa</b>	4,71	kW	% de pérdidas de energía	-1,55	%
<b>% de pérdidas de potencia</b>	-1,46	%	<b>% de pérdidas de energía ahorradas por el cambio</b>	<b>11,00</b>	<b>%</b>
<b>Potencia reactiva en capacitores.</b>	0,00	C kVAr			
<b>Potencia activa de cogeneración</b>	0,00	kW			
<b>Potencia reactiva de cogeneración</b>	0,00	kVAr			
<b>Factor de potencia del circuito</b>	-0,99		<b>Pérdidas ahorradas en un año</b>	<b>1741,4</b>	<b>kWh/a</b>
<b>Factor de carga del circuito</b>	-0,58				

Partiendo del estado actual del sistema de distribución, el cual ha pasado por un proceso de reconfiguración previo para reducción de pérdidas, Queda evidenciado el ahorro de potencia activa en las cargas en 119,00 kW significando 6,34 %.

Para la obtención de estos resultados se desarrollaron varios cambios en la configuración del circuito, como el cambio de calibre del conductor principal del circuito 2. Donde en la figura 3.29 se muestra las modificaciones realizadas en el RADIAL.

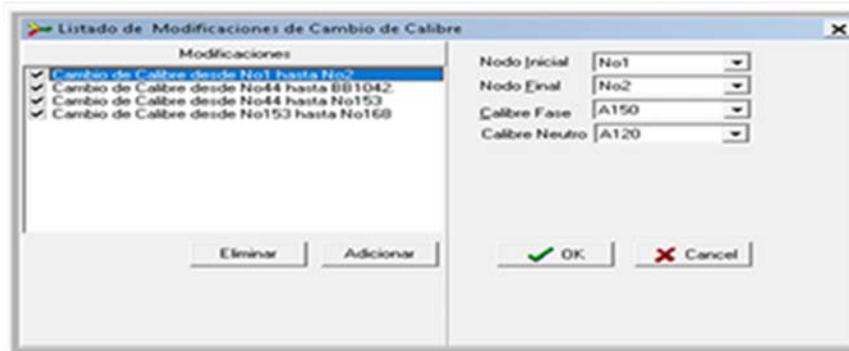


Figura 3.29 Cambio de sección del conductor en el circuito 2

Una vez realizado los cambios se necesita presupuesto para acometer dicha inversión y se debe de incluir en el plan de inversiones del año para poder ejecutar lo que se ha propuesto. En la búsqueda de lograr que los resultados obtenidos en el trabajo se materialicen es necesario llevarlo a todos los niveles de aprobación para demostrar la validez y la importancia que representa para el país el ahorro de los portadores energéticos. Para el circuito 2 se tienen los siguientes resultados:

Desde	Hasta	Cal. Fase Nuevo	Cal. Neutro Nuevo
No1	No2	A150	A120

Denominación	Valor
Longitud Total (km)	25.479
Inversión Total (MP)	140.51
Ahorro de Energía (MW.h / año)	13.4
Disminución de Pérdidas de Potencia (kW)	3
Relación Beneficio / Costo	0.1
Valor Actual Neto	-131.4

Figura 3.30 Resultados del cambio de sección del conductor

Siendo mayor que en el circuito 1 lo que es aconsejable el cambio de sección en el circuito 2 que tiene sección 35 mm<sup>2</sup> es aumentarlo a 150 mm<sup>2</sup>. Que es el máximo existente en nuestro país, mas, aunque mejora las pérdidas el cambio viene dado por el flujo de energía de un circuito hacia otro, ya que al cambiar en caso de avería la entrada al circuito por este ramal este no tiene sección necesaria para asumir dichas cargas y por tanto aumentaría las pérdidas y por consiguiente hasta la ruptura de dicho conductor.

### 3.5 Análisis costo – beneficio del plan de reducción de pérdidas

La relación costo beneficio, se ha calculado para la propuesta de solución de este trabajo. Evidenciándose como se muestra a continuación:

#### ***Cambio de conductor en red primaria:***

El estudio de cambio de sección del conductor es para una red primaria de 5 años de vida útil.

**Tabla 3.20 Beneficio para el cambio del conductor**

Circuito 2	Valor	U/M
Beneficio en energía:	15400	kWh/año
Costo de inversión:	140,0	MMT
Disminución de las pérdidas de potencia:	1741,0	kWh/año
Relación costo/beneficio	0,1	
Valor actual neto	131,4	

El cambio de conductor es una alternativa viable debido a que se tiene 1 peso de beneficio por cada peso de inversión

#### **Ubicación de un nuevo centro de transformación:**

La creación de un nuevo centro de transformación es mediante la obtención del centro de carga más óptimo en el que se puede ubicar, en la ubicación en la localidad de Tanganica tiene el costo siguiente:

**Tabla 3.21 Beneficio para una nueva subestación.**

Nueva subestación Tanganica	Valor	U/M
Beneficio en energía:	2993120	kWh/año
Costo de inversión:	217,0	MMT
Recuperación de la energía	140,0	MMT
Relación costo/beneficio	0,1	

TRI	3,5	años
-----	-----	------

Esto quiere decir que la reubicación del transformador significa un beneficio de 1.1 pesos por cada peso invertido,

**Conclusiones parciales:**

1. Del análisis de los datos procesados se tiene que el 1<sup>er</sup> y 4<sup>to</sup> trimestres son los de mayor demanda de energía eléctrica y por consiguiente los de mayores pérdidas eléctricas técnicas con un coeficiente de correlación casi unitario.
2. Los cálculos realizados demuestran la fiabilidad del cambio de la sección transversal del circuito 2, lo que demuestra su confiabilidad.
3. Los modelos matemáticos utilizados realizan un pronóstico de las variables eléctricas mediante el uso de la minería de datos con gran exactitud.

## **CONCLUSIONES GENERALES**

1. Las pérdidas eléctricas técnicas en el circuito uno objeto de estudio se caracterizan fundamentalmente por tener como promedio un valor de 33 kWh en una hora, teniendo el máximo valor pico en una hora de 90,7 kWh a las 07:00 p.m. en el primer trimestre. Mientras que en el circuito dos se caracteriza por tener como promedio un valor de 106,36 kWh en una hora, teniendo el máximo valor pico en una hora de 326 kWh a las 6:49 p.m. en el segundo trimestre.
2. La sustitución de conductores adecuados por una sección transversal de 150 mm<sup>2</sup> , la reconfiguración del circuito 2 y el cambio de transformadores por otros de menor capacidad llevaría a una reducción de 11 % de pérdidas, 198 kWh en una hora lo que equivale a 1741 kWh/a.
3. El establecimiento de los modelos del comportamiento de las pérdidas eléctricas nos permite establecer valores pronósticos mediante técnicas de minería de datos.
4. La propuesta de reconfiguración y el cambio de sección transversal del conductor implica una inversión de 140 MMT, lo que se amortiza en 3,5 años.

## **RECOMENDACIONES**

1. Se debe continuar profundizando en este trabajo a fin de extender sus resultados a otros circuitos del país.
2. Se deben estudiar y analizar de las pérdidas no técnicas que no se tuvo en cuenta en este trabajo.
3. Se recomienda utilizar este trabajo como materia de consulta para posteriores investigaciones.
4. Profundizar en las técnicas de minería de datos a fin de establecer modelos del comportamiento de áreas para conocer las mayores consumidoras por época del año que coincidan con las de mayores pérdidas eléctricas.

## Bibliografía

- A L Collado. (2010). "Algoritmos para la modelación de circuitos de distribución secundaria,.". Santa Clara, Cuba: Departamento de Electroenergética, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas.
- Angulo, G. E. (septiembre de 2009). Análisis de la cargabilidad de los transformadores de la empresa KTP de Holguín. *Ciencias Holguin Centro de Información y Gestión Tecnológica (CIGET)*,, *Revista Trimestral*.
- Anel. (5 de mayo de 2007). "Perdas Técnicas nas Instalações de Distribuição". Obtenido de [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Anexo\\_NT0035-2007SRDANEEL.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Anexo_NT0035-2007SRDANEEL.pdf),
- Arriagada, A. G. (1994). Evaluación de confiabilidad en los sistemas eléctricos de distribución. La concepción, Santiago de Chile.
- Benito, F. V., & Carrillo, J. R. (2007). *Minería de datos y aplicaciones*. España: Universidad Carlos III.
- Bermúdez, O. E. (2010). El Ajuste del valor del Factor de potencia en el Hospital Pediátrico Provincial "Octavio de la Concepción y de la Pedraja". *Ciencias holguín*, 12-25.
- Bouldec, D. (1989). A cluster separation measurement. *IEEE transaction and machine intelligence*.
- Castillo, A. v. (2008). *Metodología para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución eléctrica*.
- Castillo, A. V. (2008). *Metodología para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución eléctrica*. Ciudad Universitaria Rodrigo Facio.
- Castillo, A. V. (2008). *Metodología para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución eléctrica*.
- Castillo, G. G. (2008). *Desarrollo de un modelo basado en técnicas de Minería de Datos para clasificar zonas climatológicamente similares en el estado de Michoacán*. México.
- Coira, M. A. (22 de julio de 2008). Estudio de asimilación de demanda de los emplazamientos de Grupos Electrónicos Diesel. *Estudio de asimilación de demanda de los emplazamientos de Grupos Electrónicos Diesel*. Moa, Holguín, Cuba: ISMM.
- Coira, M. A. (2009). *Estudio de asimilación de demanda de los emplazamientos de Grupos Electrónicos Diesel*. Moa.

- Collado, A. L. (2011). *"Algoritmos para la modelación de circuitos de distribución secundaria."*. Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara. .
- Companiononi, A. R. (2016). *Comprobación de los estudios de flujos de carga y cargabilidad de transformadores de la nueva versión del software RADIAL.* . villa clara.
- Companiononi, A. R. (20 de Julio de 2016). Comprobación de los estudios de flujos de carga y cargabilidad de transformadores de la nueva versión del software RADIAL. Santa Clara, Cuba: Universidad Cantral de las Villas Marta Abreu.
- Conelec. (2012). *"Pliego Tarifario vigente para el Servicio Eléctrico de las.*
- Fitzgerald, 1. (2000). *Maquinas eléctricas.* New York: McGraw-Hill: IBSN: 0-07-112193-5.
- Frank, W. (2005). practical machine learning tool and tecniques of data mining. pág. 525.
- Granda, P. M. (2013). *parametrización, control, determinación, y reducción de pérdidas de energía en base a la optimización en el montaje de estaciones de transformación en la provincia de morona santiago.* cuenca-ecuador: tesis previa a la obtención del título de magister en sistemas eléctricos de potencia.
- H.M., K., J. Molea,, I. García,, C. Hidalgo,, P.C. Paiva, .M. Yusta, & A.J. Urdaneta. (1990). "Standard Levels of Energy Losses in Primary Distribution Circuits for SCADA Application". En IEEE, *Transactions on Power Delivery*, vol. 5 (págs. 254-258).
- Hernández, J., Ramirez, M. J., & Ferri, C. (2004). Introcucción a la minería de datos. 680. (l. 84-205-4091-9, Ed.) Madrid, España: Pearson Prentice Hall.
- Hernandez, J., Ramírez, M. j., & Ferry, C. (25 de Febrero de 2004). Introducción a la minería de datos. *Introducción a la minería de datos.*, 680-685. Madrid, Madrid, España: Pearson Prentie Hall.
- Holguín, E. e. (2016). *Informe cierre de año 2016.* holguín: UNE.
- Holguín, U. E. (2016). *Resumen anual de la UEB Empresa eléctrica Holguín.* Holguín.
- IEEE. (1993). "IEEE Standard test code for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short -circuit testing of distribution and power transformers". C57.12.90-1993.
- Larose. (2005). An introdution of data mining. En J. & Willey. New Jersy Estados Unidos.
- Longatt, F. G., & Palencia, E. (2008). Desarrollo de un programa para el cálculo de flujos de potencia es sistemas de distribución. 3er congreso iberoamericano de estudiantes de ingeniería eléctrica.

- Masaquiza, I. P. (febrero de 2008). estudio de la composición de las pérdidas de energía en la empresa eléctrica ambato regional centro norte s. a. Quito, Ecuador.
- Mass, A. A. (1997). *evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución*. Santiago de Chile.
- Méndez, A. E. (diciembre de 2010). "estudio para determinar las pérdidas de energía del alimentador 124 perteneciente al sistema de distribución de la empresa eléctrica azogues c.a".
- MIT. (2 de febrero de 2001). *The technology review*. Obtenido de <http://techreview.com>
- O.N.E. (enero de 2015). págs. 34-38.
- O.N.E. (febrero de 2010). *Electricidad en Cuba, indicadores seleccionados*. Habana: dirección de industrias y medio ambiente.
- Orjuela, H. V. (15 de enero de 2017). *pérdidas de energía eléctrica*. Obtenido de <http://www.pérdidasdeenergíaelectrica.com/articulos/programas-de-reduccion-de-pérdidas-tecnicas.html>
- Ormaetxea. (24 de febrero de 2017). *expansion.com*. Obtenido de [expansion.com: http://www.expansion.com/latinoamerica/economia.html](http://www.expansion.com/latinoamerica/economia.html)
- Ormaetxea, A. (23 de 11 de 2014). *América Latina pierde cada año un 17% de la electricidad que genera*. Obtenido de <http://www.expansion.com/latinoamerica/economia.html>
- Pérez, L. P., Siles, Y. M., Mesa, M. M., & Aguiar, L. T. (2013). "Validación de la factibilidad técnica de una nueva subestación eléctrica como solución a pérdidas técnicas en la distribución de energía en la Empresa Eléctrica Pinar del Río". CIGET Pinar del Río Vol. 15. Pinar del Río: Centro de Información y Gestión Tecnológica.
- Quintela, F. R., Arévalo, J. M., & Melchor, N. R. (Diciembre de 2006). Desequilibrio y pérdidas en las instalaciones eléctricas. Salamanca, España: Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. Universidad de Salamanca 37700 Béjar (Salamanca).
- Quintela., F. R. (febrero de 2006). La energía reactiva y la disminución de las pérdidas en distribución de energía eléctrica. *La energía reactiva y la disminución de las pérdidas en distribución de energía eléctrica*. Salamanca, España: Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. Universidad de Salamanca.

- Reyes, Y. L. (2008). *expediente de subestación banes 1*. Banes.
- Reza, A. E., Montejó, J. R., Miranda, A. R., Castellanos, M. R., Valenzuela, H. A., & Urresti, J. L. (16 de octubre-diciembre de 2015). Beneficios del Simulador del Sistema . *Boletín IIE*. México: WSEAS Transactions on Systems and Control, Issue 10, Volume 5.
- Rojas, R. (agosto de 1987). Flujo de Carga para Sistemas de distribución Eléctrica. México: Tesis de Ingeniería, Universidad Técnica Federico Santana María.
- Rudnick, H. (2008). Flujo de Potencia. Chile: Publicación del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Católica de Chile.
- Sarmiento J. A. L. (2009). "Programas en MATLAB para la verificación de los estudios de flujo de carga monofásico y trifásico de la nueva versión del software RADIAL. Santa Clara, Cuba: ingeniería Centro de Estudios Electroenergéticos, Universidad Central 'Marta Abreu' de Las Villas.
- Sarmiento, J. A. (2009). "*Programas en MATLAB para la verificación de los estudios de flujo de carga. .,*" ingeniería Centro de Estudios.
- Smolenski, I. I. (1990). *Máquinas Eléctricas*. Pueblo y educación, Tomo ii.
- Torres, I. L. (2011). *Procedimiento para el análisis de la demanda en los circuitos eléctricos urbanos de distribución primaria*. Moa.
- Trejos, R. D. (2014). *metodología para la detección de pérdidas no técnicas en sistemas de distribución mediante el uso de técnicas de minería de datos*.
- Vásquez, A. C. (febrero de 2008). Metodología para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución eléctrica. Ciudad Universitaria Rodrigo Facio, Costa Rica.
- Vázquez, R. F. (2014). Reconfiguración topológica para la reducción de pérdidas de energía en la red de media tensión de la CNFL. (Vol. 1). México D.C., México.
- Villavicencio, D. C., & Delgado, J. S. (19 de febrero de 2012). "DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA EN TRANSFORMADORES, PARA LOS SERVICIOS DE COMERCIALIZACIÓN EN BASE A LOS USOS DE ENERGÍA, EN LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTROSUR PARA LA CIUDAD DE CUENCA". Ecuador.
- Villavicencio, M. (2009). "Programas en MATLAB para la verificación de los estudios de flujo de carga. Villa Clara, Cuba: Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas.

Villavicencio, M. M. (2009). *"Programas en MATLAB para la verificación de los estudios de flujo de carga"*. Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas: Trabajo de diploma Centro de.

# ANEXO 1

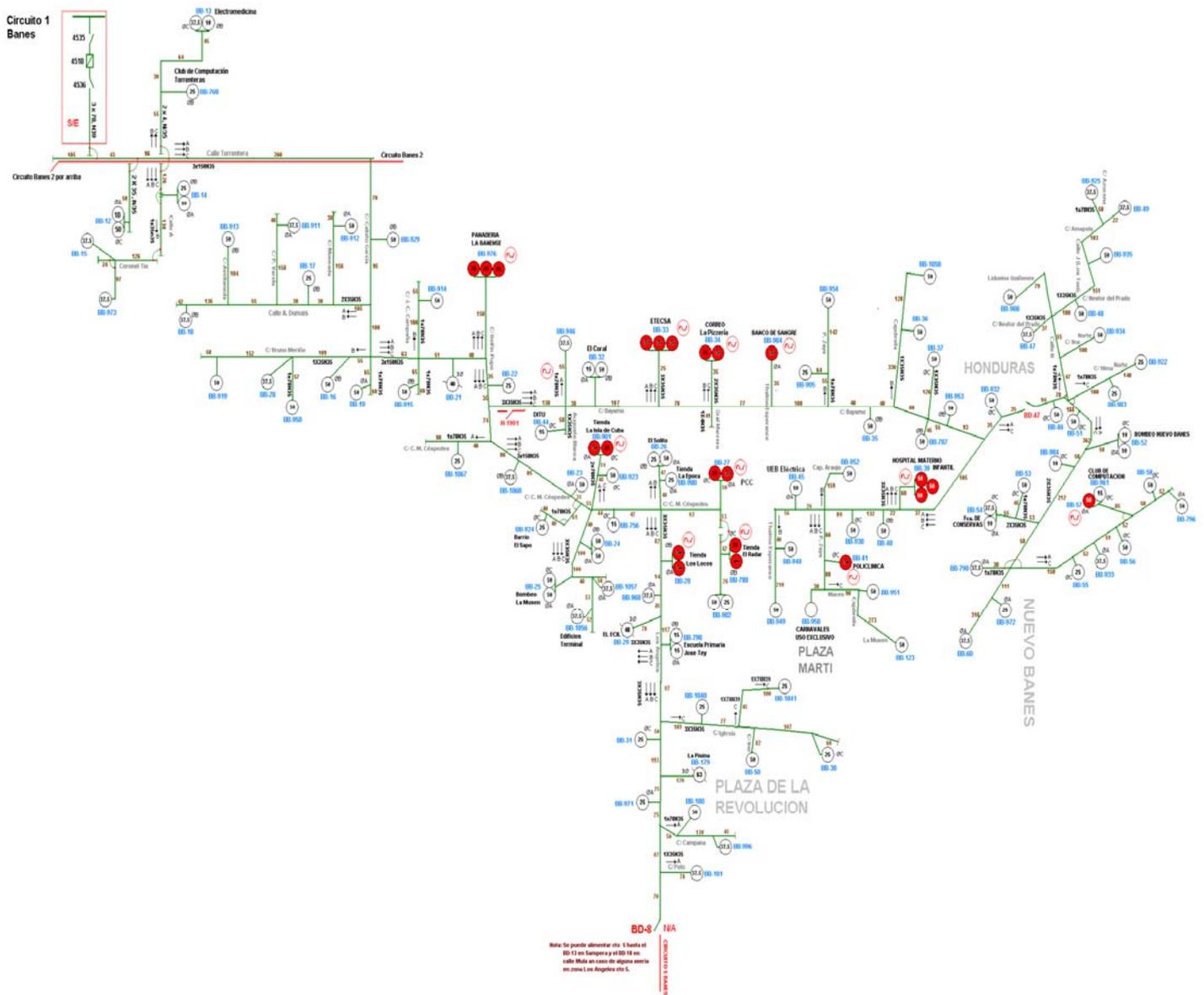


Figura 1. Monolineal del circuito 1 de distribución el municipio de Banes

## Distribución Circuito Banes 2

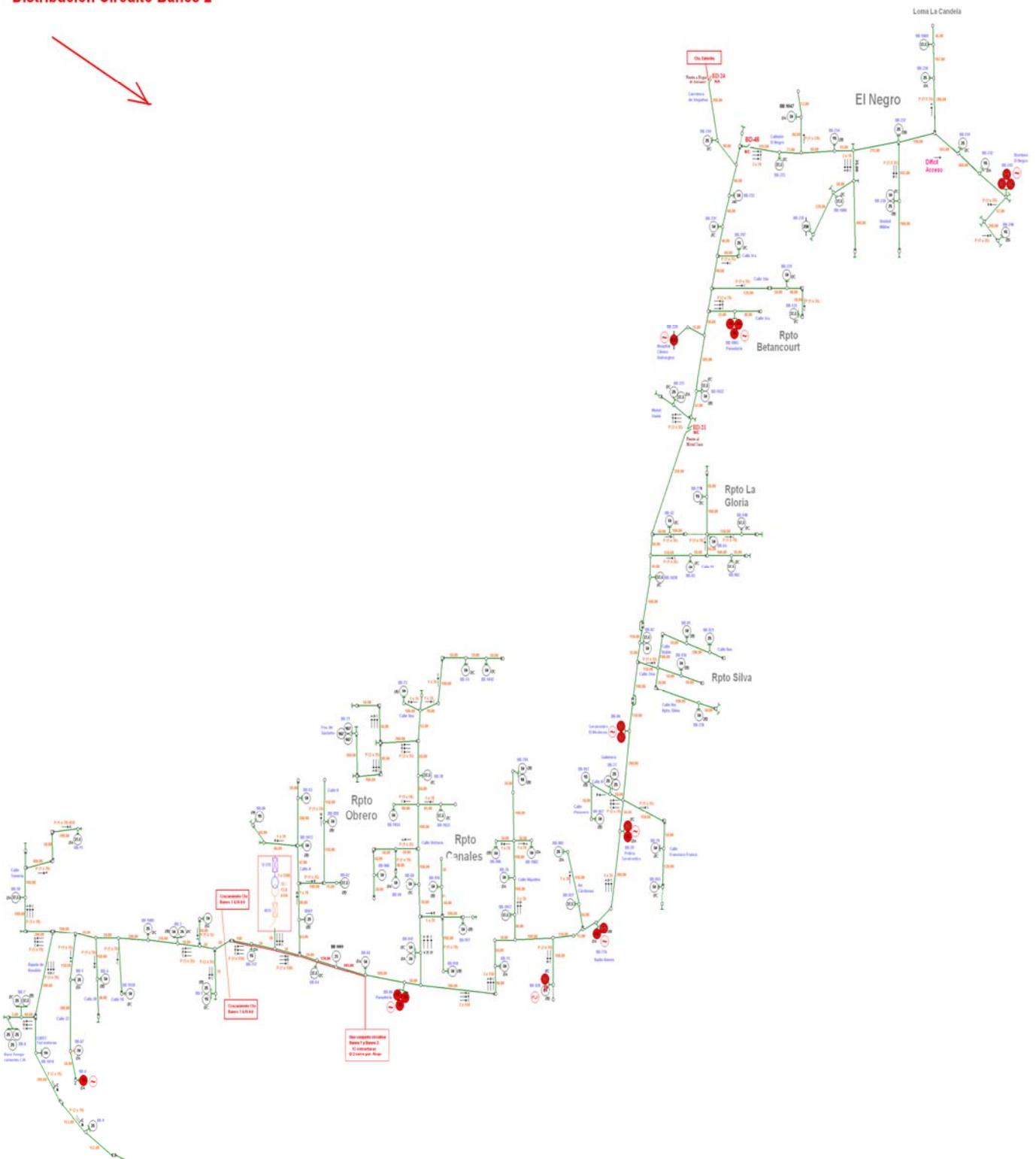
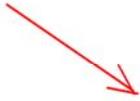


Figura 2 Monolineal del circuito 2 de distribución el municipio de Banes 2

Anexo 2

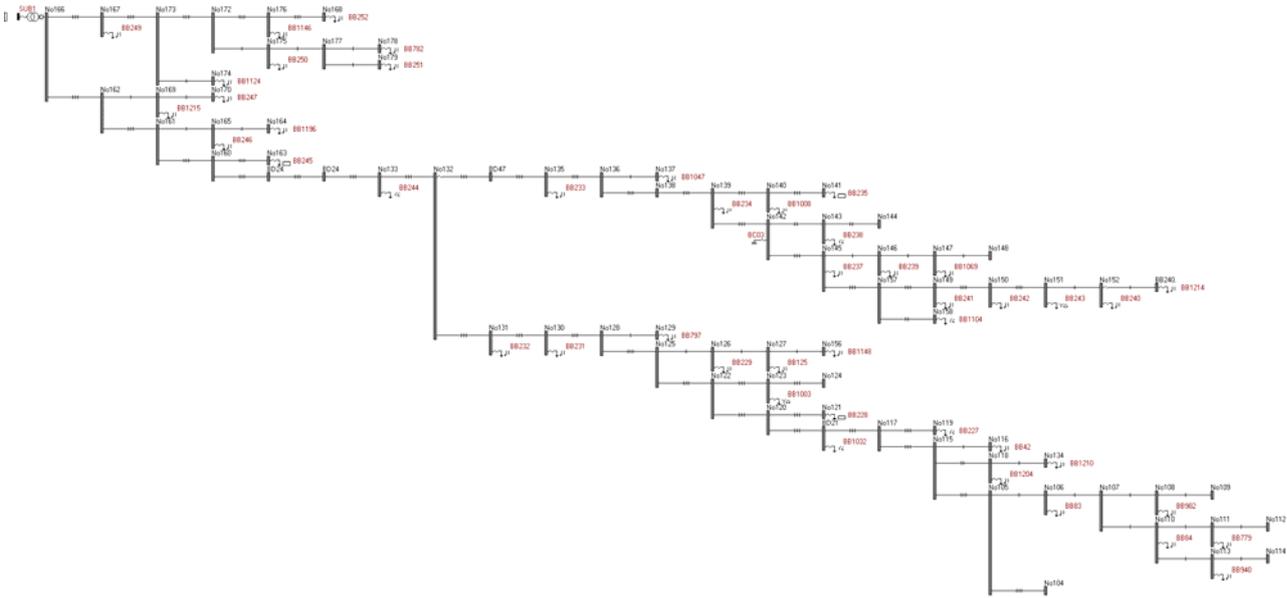


Figura 3 Nuevo circuito de Tanganica

### Anexo 3

Tabla. 1 Total de clientes por circuitos

Circuitos por cliente	Potencia instalada (kVA)
Circuito1	1337.5
1. Hospital Materno infantil.	3x 50
2. Panadería la Banense	3x 25
3. Torre TV Comunitaria.	1x 50
4. ETECSA.	3x 50
5. Tienda Las Novedades (TRD)	2x 50
6. Tienda La Época (TRD)	1x 25
7. Fábrica de Helado.	1x 40 3fases
8. Fábrica de Conserva.	1x 37.5 1x 10
9. Centro de Elaboración.	1x 25 1x 25
10.Taller de electro medicina	1x37.5 1x 10
11.Bombeo del Minaz	2x 50
12.La Pesca	2x 50
13.Estación de Bomberos	1x 37.5 1x 10
14.Policlínico Integral	1x 50
15.Tienda El Radar (CIMEX)	1x 75 1x 10
16.Tienda Isla de Cuba (CIMEX)	1x 50 1x 25
Dulcería La Gibareña	2x 10
17.Banco de sangre	1x 50

18 cc	1x 25 1x 50
Circuitos por circuitos	Potencia instalada (kVA)
circuito2	1816
1. fábrica de sorbeto.	3x 167
2. torre radio banes	1x15
3. emisora radio banes.	1x 37.5 1x 25
4. hospital clínico quirúrgico.	1x 500
5. empresa cárnica	1x 25 1x 50
6. servicentros moderno	1x 37.5 1x 50
7. servicentros bani	1x 50 1x 25
8. fábrica de galletas	3x 25
9. sala de rehabilitación	1x 15
10. panadería la flor	3x 15
11. panadería el gallito	3x 15
11. bombeo el negro	3x 75
12.base de aseguramiento cai	4x 25 1x 37.5
13. hogar de ancianos	1x 37.5
14.pozo el negro	1x 250

## Anexo 4

Clasificación de los transformadores por fabricantes

Fabricantes	Banes 1	Banes 2
Latino	69	65
Aichi	5	1
Prolec	29	30
URSS	2	1
Cooper	2	2
Chino	7	6
Toshiba	1	6
Hitachi	4	6
Osaka	1	1
Shangai	2	1
Rymel	2	1
Yichang	1	0
desconocido	12	9
TPL	0	2
recuperado	3	12
Golfa	0	1
Gen Elect	0	0
Magnetron	0	0
Canada	0	0
France T	0	0
ABB	0	0
Total	140	144

Clasificación de los transformadores por capacidad

KVA	Banes 1	Banes 2
5	0	0
10	2	4
15	9	18
25	29	28
37.5	32	37
40	2	0
50	64	54
63	0	1
75	2	0
100	0	0
160	0	0
250	0	1
300	0	0
500	0	1
Total	140	144

Clasificación de los transformadores por tipo de servicio

Circuito	Bancos				Total
	Residencial	Mixto	Exclusivo	Alumb.	
<b>Banes 1</b>	79	18	15	0	112
<b>Banes 2</b>	88	10	18	1	117

## Anexo 5

Para la realización de los flujos de carga del sistema, en el programa se siguió el procedimiento para la creación del alimentador:

Primer paso:

Se ingresó la topología del alimentador con las características de su conductor, equipos de protección, números de fases de los circuitos; monofásicos, bifásicos o trifásicos, esto se hizo componente en componente indicando cada una de sus características

Segundo paso

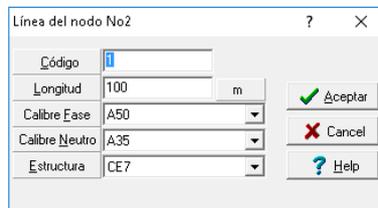
Se ingresó las cargas repartidas para cada nodo en donde se encuentra cada transformador de distribución.

Al realizar un flujo para el sistema, éste reconoció la demanda existente para la cabecera del alimentador, además se estudió toda la carga que se encuentra instalada a lo largo del mismo, para evitar sobrecarga de los equipos de transformación y de esta manera evitar mayores pérdidas, si la carga que está entregando la subestación eléctrica no cumple con los requerimientos de potencia del circuito es necesario un balance de carga del alimentador, lo que se puede modificar un factor de corrección, hasta llegar a un error adecuado.

Mediante un flujo realizado se conoció más precisamente el comportamiento de alimentador, sus caídas de tensión, balance de carga y pérdidas, este comportamiento de la carga indica en qué lugar se produce el mayor índice de pérdidas.

En el primer paso es necesaria la declaración de los conductores que intervienen en el alimentador en el programa de simulación RADIAL, con sus respectivas características

eléctricas, por lo que la realización de una base de datos con los diferentes tipos de conductores y sus características respectivas resulta importante. Se define un código para cada conductor ingresado en la base de datos como se muestra en el Figura 2.4 la base es interna del programa la cual se carga a la realización la configuración del alimentador.



Línea del nodo No2	
Código	1
Longitud	100 m
Calibre Fase	A50
Calibre Neutro	A35
Estructura	CE7

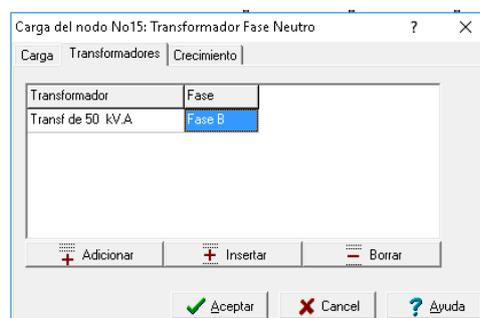
**Figura 1 Ingreso de conductor en el programa RADIAL**

El Circuito 1 y circuito 2 se encuentran conformados por tramos trifásicos y monofásicos, constituidos por conductores de aluminio y estructuras de diferente tipo, los conductores que se encuentran conformando el alimentador son:

- A 35
- A 50
- A 70
- A 95
- A 120
- A 150

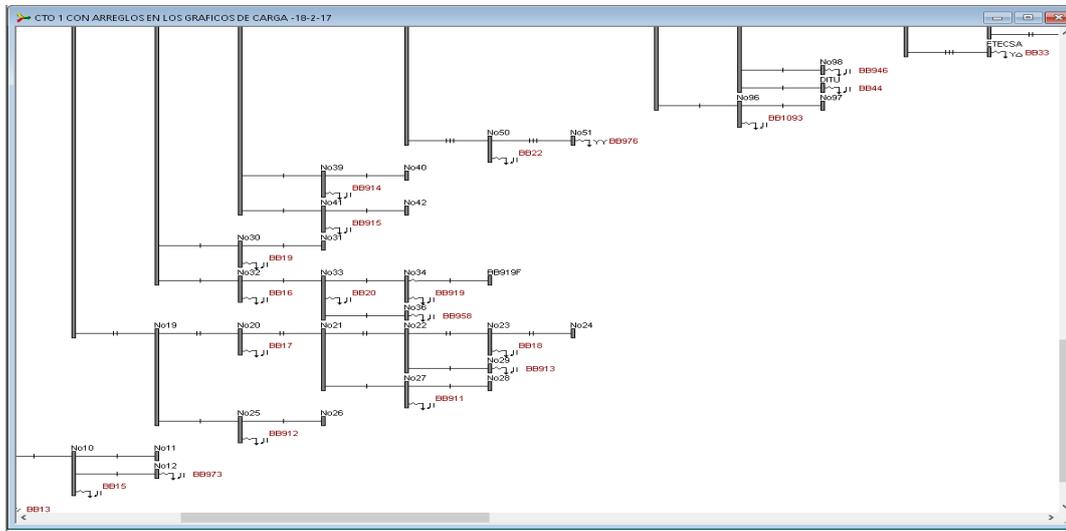
Las estructuras que se encuentran en el alimentador disponen los conductores en forma horizontal y triangular, este dato se toma en cuenta para el ingreso de datos en el programa media geométrica.

### Fases del alimentador



Transformador	Fase
Transf de 50 kV.A	Fase B

**Figura 2 Ingreso de la fase de carga en el programa RADIAL**



**Figura 3 Topología monofásica y trifásica**

En el Figura 3 se puede observar que el ingreso de la topología en el programa RADIAL que permite identificar el número de fases de la red, cuando tiene una sola raya se trata de una red monofásica mientras que cuando tiene tres rayas es trifásica, este diagrama permite observar el ingreso de la información obtenida del programa RADIAL.

Resultados del Flujo de Carga Trifásico

Fichero Salir

Salvar Vista Previa Imprimir Notas Salir

**Hora de análisis: 18**

Inicio	Final	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	In (A)	DP (kW)	DE (kW.h)
No1	No2	107	143	138	32	1	3
No2	BB757TR	27	17	10	12	0	0
BB757TR	No4	22	17	10	8	0	0
No4	No5	22	17	10	8	0	0
No5	No6	0	3	1	4	0	0
No6	No3	0	3	0	3	0	0
No6	No70	0	1	1	1	0	0
No5	No7	22	13	9	10	0	0
No7	No8	8	0	0	8	0	0
No8	No154	4	0	0	4	0	0
No7	No9	13	13	9	3	0	0
No9	No10	13	12	8	5	0	0
No10	No11	13	12	5	7	0	0
No11	No12	0	0	5	5	0	0

**Figura 4 Desbalance de carga en las fases del circuito 2**

Durante el levantamiento de información de los conductores y de los transformadores de distribución se tomó en cuenta la secuencia de las fases que sigue el alimentador para de esta manera poder saber que fase corresponde a la conexión del transformador de distribución.

Un buen equilibrio de carga depende mucho de su distribución de las fases, la carga de cada transformador a lo largo del alimentador tiene que ser distribuida para de esta manera no sobrecargar las fases.

Para el circuito 1 y circuito 2 se determinaron las pérdidas de potencia con la ayuda del programa RADIAL que utiliza una base de datos, que en caso del estudio fue creada con sus parámetros eléctricos, para realizar los flujos de carga con el cálculo de las caídas de tensión.

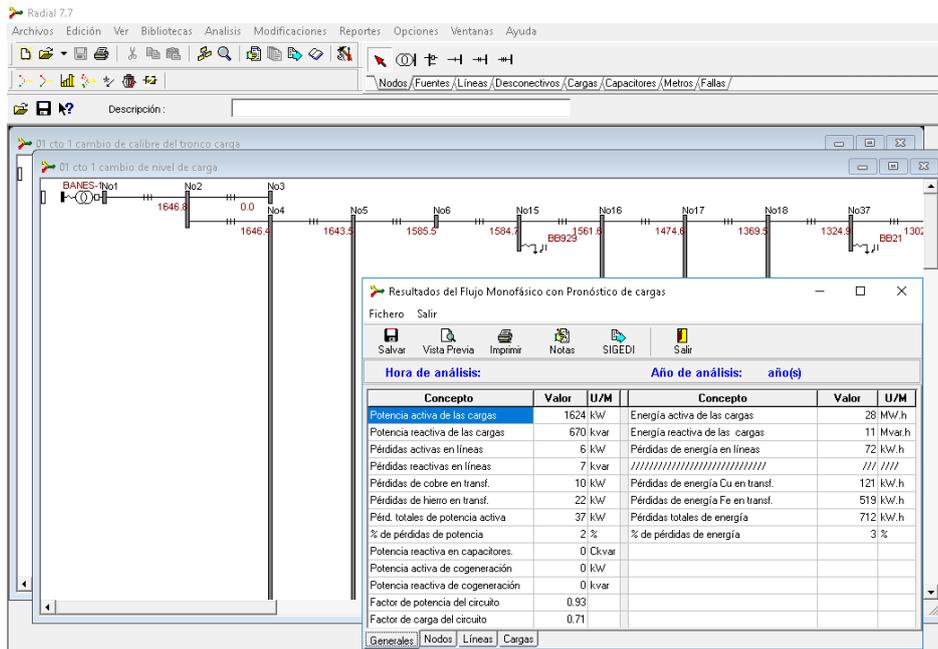
Para la corrida de flujos de carga, después de haberse ingresado los parámetros, el programa permite una opción para la distribución de carga como se puede ver en el Figura 6, opción que realiza una evaluación completa del alimentador a demanda máxima.

Hora de análisis:			Año de análisis: año(s)		
Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1624	kW	Energía activa de las cargas	28	MWh
Potencia reactiva de las cargas	670	kvar	Energía reactiva de las cargas	11	Mvar.h
Pérdidas activas en líneas	4	kW	Pérdidas de energía en líneas	51	kWh
Pérdidas reactivas en líneas	7	kvar	//////////		///
Pérdidas de cobre en transf.	10	kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	121	kWh
Pérdidas de hierro en transf.	22	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	519	kWh
Pérd. totales de potencia activa	36	kW	Pérdidas totales de energía	690	kWh
% de pérdidas de potencia	2	%	% de pérdidas de energía	2	%
Potencia reactiva en capacitores.	0	kvar			
Potencia activa de cogeneración	0	kW			
Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar			
Factor de potencia del circuito	0.93				
Factor de carga del circuito	0.71				

**Figura 6 Corrida de flujos de carga**

Posterior a la corrida de flujos el programa presenta una opción que indicará el proceso de migración de resultados y la generación de reportes ya sea en formato RDL o trasladado hacia una hoja Excel.

De esta manera se obtienen los siguientes resultados:



**Figura 7 Pérdidas de potencia (Simulación)**

Anexo 6

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN LA EMPRESA ELECTRICA

La tabla1 presenta una estadística del comportamiento de las pérdidas totales a lo largo de los años y el Figura 2 muestra la variación del índice de pérdidas para el mismo período.

Tabla 1 Estadística de las pérdidas en cuba

AÑOS	Demanda	Por ciento	Pérdidas en transmisión y distribución de pérdidas	índice de pérdidas
	máxima	de crecimiento		
	(MW)	(%)	(GWh)	(%)
<b>1959</b>	382,6	11,3	250,3	13,3
1960	388,1	1,4	227,4	11,3
1961	386,0	-0,5	148,6	7,5
1962	402,5	4,3	216,2	10,1
1963	418,3	3,9	254,1	11,2
1964	442,2	5,7	285,1	11,8
1965	478,6	8,2	272,0	10,9
1966	497,8	4,0	299,0	11,3
1967	559,6	12,4	418,3	14,4
1968	559,1	-0,1	536,3	17,4
1969	625,5	11,9	473,8	14,6
1970	653,1	4,4	647,8	18,7
1971	744,2	13,9	599,5	16,5
1972	804,2	8,1	604,7	15,1
1973	833,9	3,7	594,5	13,7
1974	892,0	7,0	563,7	12,1
1975	1000,5	12,2	711,2	13,8
1976	1070,8	7,0	763,4	13,3
1977	1158,5	8,2	955,6	15,5
1978	1293,9	11,7	980,8	14,5
1979	1417,6	9,6	945,2	12,5
1980	1513,4	6,8	830,5	10,2
1981	1564,9	3,4	900,5	10,4
1982	1673,2	6,9	1045,5	11,5
1983	1786,5	6,8	1418,3	14,9
1984	1885,4	5,5	1497,6	14,7
1985	1835,5	-2,6	1578,1	15,6
1986	2063,6	12,4	1733,6	15,8
1987	2127,8	3,1	1839,7	16,3

1988	2378,3	11,8	2106,4	17,4
1989	4271,5	3,9	2285,4	17,9
1990	2228,3	-9,8	2177,2	18,5
1991	1926,7	-13,5	2051,7	19,8
1992	1667,9	-13,4	1826,8	20,8
1993	2075,0	24,4	1937,2	21,1
1994	2194,0	5,7	2226,5	22,2
1995	2066,0	-5,8	2448,5	23,0
1996	2099,0	1,6	2576,0	23,2
1997	2153,0	2,6	2714,0	17,7
1998	2078,0	-3,5	2608,0	16,3
1999	2101,0	1,1	2514,6	14,7
2000	2138,0	1,8	2370,6	13,3
2001	2172,0	1,6	2372,0	12,7
2002	2229,0	2,6	2425,5	12,6
2003	2199,0	-1,3	2408,9	12,4
2004	2203,0	0,2	2411,1	18,0
2005	2311,0	4,9	2333,5	17,2
2006	2767,0	19,7	2649,2	18,8
2007	2940,0	6,3	2969,7	18,8
2008	2941,0	0,0	2786,6	17,7
2009	2963,0	1,2	2874,4	17,3
2010	2986,0	1,6	2810,6	17,2
2011	3087,0	1,1	2380,7	13,8
2012	3164,0	1,4	2345,3	12,9
2013	3183,0	0,2	2495,4	14,5
2014	3190,0	0,4	2134,8	13,4

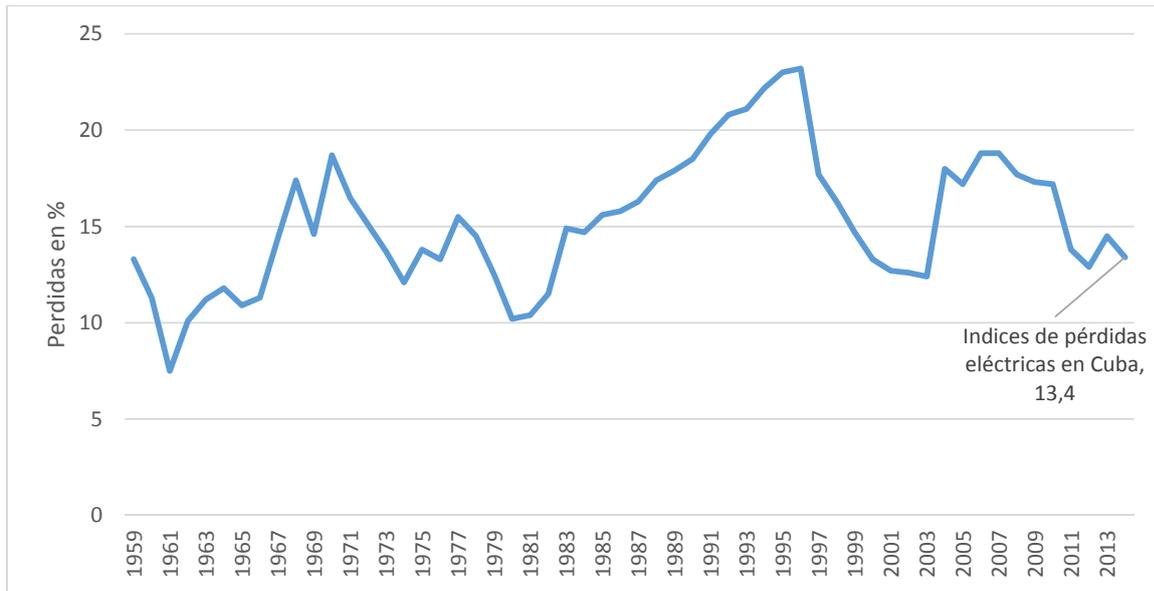


Figura 8 Evolución del índice de pérdidas en Cuba FUENTE: (ESTADISTICAS. ONE, 2015)

## Anexo 7

Resumen de las caídas de tensión en los nodos de los circuitos 1 y 2 de la sub estación.

Resultados	por nodos.	Circuito CTO 1	Resultados	por nodos.	Circuito CTO2
Nombre Voltaje	(kV) Caída	de Voltaje (%)	Nombre Voltaje	(kV) Caída	de Voltaje (%)
No1	13.2	0	No1	13.2	0
No2	13.19	0.05	No2	13.2	0.04
No3	13.19	0.05	BB757TR	13.19	0.04
No4	13.19	0.06	No4	13.19	0.04
No5	13.19	0.09	No5	13.19	0.04
No6	13.18	0.14	No6	13.19	0.04
No15	13.18	0.16	No3	7.62	0.05
No16	13.18	0.19	No70	13.19	0.04
No17	13.17	0.21	No7	13.19	0.05
No18	13.17	0.23	No8	7.62	0.05
No37	13.17	0.24	No154	7.62	0.05
No38	13.17	0.25	No9	13.19	0.05
No43	13.17	0.26	No10	13.19	0.05
N-BANES	13.17	0.26	No11	13.19	0.06
No45	13.16	0.27	No12	7.62	0.06
H1908	13.16	0.27	No13	13.19	0.06
No47	13.16	0.28	No14	7.62	0.06
No48	13.16	0.28	No15	7.62	0.06
No49	13.16	0.28	No16	13.19	0.06
No53	13.16	0.29	No17	7.62	0.07
No55	13.16	0.29	No18	7.62	0.07
No64	13.16	0.29	No19	7.62	0.07
No65	13.16	0.3	No20	13.19	0.06
No66	13.16	0.3	No21	7.62	0.06
No67	13.16	0.31	No22	7.62	0.06
No75	13.16	0.32	No23	7.62	0.08
No76	13.16	0.32	BB11.	7.62	0.08
No77	13.16	0.32	No24	13.19	0.06
No78	13.16	0.32	No25	13.19	0.06
No79	13.16	0.32	No26	13.19	0.06
No80	13.16	0.32	No27	13.19	0.06
BD-8N/A	13.16	0.32	No28	7.62	0.07
No91	7.6	0.33	BB9.	7.62	0.07
No88	7.6	0.33	No29	13.19	0.05
No89	7.6	0.33	No30	7.62	0.05
No90	7.6	0.33	No31	7.62	0.06

No86	13.16	0.32	No32	7.62	0.06
No81	7.6	0.32	No33	7.62	0.06
No82	7.6	0.33	No34	7.62	0.06
No83	7.6	0.33	No35	7.62	0.06
No84	7.6	0.33	No36	7.62	0.06
No85	7.6	0.33	No37	7.62	0.06
No74	13.16	0.3	No38	7.62	0.06
No68	13.16	0.29	No39	7.62	0.06
No171	13.16	0.29	No40	13.19	0.06
No70	13.16	0.29	No41	13.19	0.08
No71	13.16	0.29	No42	13.19	0.1
No72	13.16	0.29	No43	13.18	0.12
No69	13.16	0.29	No44	13.18	0.13
No73	13.16	0.29	No45	13.18	0.14
No170	13.16	0.29	No46	13.18	0.15
No56	13.16	0.29	No47	7.61	0.15
No57	13.16	0.29	No48	7.61	0.16
No58	7.6	0.29	No49	7.61	0.16
No59	7.6	0.29	No51	7.61	0.16
No60	7.6	0.29	No50	7.61	0.16
No61	7.6	0.29	No52	13.18	0.15
No62	13.16	0.28	No53	13.18	0.16
No63	13.16	0.28	No54	7.61	0.16
B-SAPO	7.6	0.28	No55	7.61	0.17
No54	7.6	0.28	No56	7.61	0.17
No44	7.6	0.27	No57	7.61	0.17
No52	7.6	0.27	No58	13.18	0.17
CBAYAMO	13.16	0.29	No59	7.61	0.17
H1901	13.16	0.34	No61	13.18	0.17
ELCORAL	13.15	0.35	No62	13.18	0.17
No93	13.15	0.39	No63	13.18	0.17
No94	13.15	0.41	No64	13.18	0.17
No95	13.14	0.44	No65	13.18	0.18
No99	13.14	0.48	No66	13.18	0.17
No100	13.13	0.49	No67	7.61	0.18
No101	13.13	0.51	No68	7.61	0.19
No105	13.13	0.53	No69	7.61	0.19
No106	13.13	0.55	BB1042.	7.61	0.19
No107	13.12	0.57	No60	7.61	0.17
No112	13.12	0.58	No71	13.18	0.17
BD---47	13.12	0.58	No72	13.18	0.19

No114	13.12	0.59	No73	13.18	0.19
No121	13.12	0.59	No74	13.17	0.2
No115	13.12	0.6	No75	13.17	0.2
No113	13.12	0.6	No76	7.61	0.2
No117	13.12	0.62	No77	7.61	0.2
No118	13.12	0.62	No78	13.17	0.2
No168	13.12	0.63	No79	13.17	0.2
No119	13.12	0.63	No80	13.17	0.2
No120	13.12	0.63	No81	13.17	0.22
No138	13.12	0.63	No82	7.6	0.22
NVFINAL	13.12	0.64	No83	7.6	0.23
No140	7.57	0.63	No84	13.17	0.23
No135	13.12	0.63	H2224	13.17	0.24
No136	13.12	0.63	No86	13.16	0.31
No137	7.57	0.63	No87	13.16	0.33
No141	13.12	0.63	No88	7.59	0.34
No142	13.12	0.63	No89	7.59	0.35
No143	13.12	0.64	No90	13.16	0.33
No144	7.57	0.64	No91	7.6	0.33
No146	7.57	0.64	No92	7.6	0.34
No147	7.57	0.64	No155	13.15	0.37
No148	7.57	0.64	No93	13.15	0.4
No145	7.57	0.64	No153	13.14	0.42
No169	7.57	0.64	No94	13.14	0.48
No134	13.12	0.62	No95	7.58	0.5
No122	7.58	0.61	No96	7.58	0.5
No124	7.57	0.62	No97	7.58	0.5
No125	7.57	0.63	No100	7.58	0.51
No126	7.57	0.64	No101	7.58	0.51
No127	7.57	0.65	No102	7.58	0.51
No128	7.57	0.65	No98	7.58	0.51
No129	7.57	0.65	No99	7.58	0.51
No131	7.57	0.62	No103	13.13	0.49
No132	7.57	0.62	No104	13.12	0.59
No130	7.57	0.61	No105	13.12	0.6
No123	7.58	0.6	No106	7.57	0.62
No133	7.58	0.6	No107	7.57	0.63
No116	13.12	0.58	No108	7.57	0.63
No165	13.12	0.58	No109	7.57	0.63
No149	13.12	0.59	No110	7.57	0.63
No150	13.12	0.59	No111	7.57	0.64

No151	13.12	0.59	No112	7.57	0.64
No152	13.12	0.6	No113	7.57	0.63
No153	13.12	0.6	No114	7.57	0.63
No154	13.12	0.6	No115	13.12	0.61
No155	7.57	0.61	No116	7.57	0.61
No161	7.57	0.62	No117	13.11	0.67
No35	7.57	0.63	BD21	13.11	0.68
-----	7.58	0.6	No120	13.1	0.72
No157	7.58	0.6	No121	13.1	0.72
No159	13.12	0.6	No122	13.1	0.73
No158	7.58	0.61	No123	13.1	0.73
BB949	7.57	0.61	No124	13.1	0.73
No167	7.58	0.59	No125	13.1	0.75
No156	13.12	0.59	No126	7.56	0.76
No166	7.58	0.58	No127	7.56	0.77
No162	7.58	0.54	No156	7.56	0.77
No110	7.58	0.54	No128	13.1	0.76
No163	7.58	0.54	No129	7.56	0.76
No164	7.58	0.54	No130	13.1	0.77
No111	7.58	0.53	No131	13.1	0.78
No108	7.58	0.53	No132	13.1	0.79
No109	7.58	0.53	No133	13.09	0.8
No102	7.58	0.48	BD24	13.09	0.81
No103	7.58	0.49	BD24.	13.09	0.83
No104	7.58	0.48	No160	13.09	0.83
CORREO	13.15	0.41	No161	13.09	0.85
ETECSA	13.15	0.39	No162	13.09	0.85
No98	7.6	0.34	No166	13.09	0.87
DITU	7.6	0.34	No167	13.08	0.88
No96	7.6	0.29	No173	13.08	0.88
No97	7.6	0.29	No172	13.08	0.89
No50	13.17	0.25	No176	13.08	0.89
No51	13.17	0.25	No168	13.08	0.89
No39	7.6	0.23	No175	7.55	0.92
No40	7.6	0.23	No177	7.55	0.92
No41	7.6	0.23	No178	7.55	0.97
No42	7.6	0.23	No179	7.55	0.92
No30	7.6	0.21	No174	7.55	0.88
No31	7.6	0.21	No171	7.55	0.87
No32	7.6	0.22	No169	7.56	0.85
No33	7.6	0.23	No170	7.56	0.86

No34	7.6	0.23
BB919F	7.6	0.23
No36	7.6	0.23
No19	13.17	0.19
No20	13.17	0.2
No21	13.17	0.2
No22	13.17	0.2
No23	13.17	0.2
No24	13.17	0.2
No29	7.61	0.2
No27	7.61	0.2
No28	7.61	0.2
No25	7.61	0.2
No26	7.61	0.2
No8	13.19	0.09
No9	7.61	0.1
No10	7.61	0.1
No11	7.61	0.1
No12	7.61	0.11
No13	13.19	0.09
No14	13.19	0.09
No7	13.19	0.06

No165	7.56	0.86
No164	7.56	0.86
No163	13.09	0.83
BD47	13.1	0.79
No135	13.09	0.81
No136	13.09	0.81
No137	7.56	0.82
No138	13.09	0.82
No139	13.09	0.82
No140	13.09	0.83
No141	13.09	0.83
No142	13.09	0.82
No143	13.09	0.83
No144	13.09	0.83
No145	13.09	0.83
No146	7.56	0.84
No147	7.56	0.84
No148	7.56	0.84
No157	13.09	0.83
No149	13.09	0.84
No150	13.09	0.84
No151	13.09	0.84
No152	7.56	0.85
BB240.	7.56	0.85
No158	13.09	0.83
No119	13.11	0.67
No118	13.12	0.62
No134	7.57	0.62
No159	7.59	0.42
No85	7.62	0.05