UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del Título de:

Ingeniero Eléctrico

TEMA:

"ESTUDIO DE RECONFIGURACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN MACHALA PERTENECIENTE A LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A- REGIONAL EL ORO."

AUTOR:

OSCAR IVÁN CORREA MAZA

DIRECTOR:

ING. DIEGO CHACÓN TROYA

Cuenca – Ecuador

2010

Los conceptos desarrollados, análisis realizados y las conclusiones del presente trabajo, son de exclusiva responsabilidad del autor.

Cuenca, Mayo del 2010

Oscar Iván Correa Maza

Certifico que la presente tesis fue realizada en su totalidad por

Oscar Iván Correa Maza, bajo mi supervisión.

Ing. Diego Chacón Troya
Director de Tesis

AGRADECIMIENTO

A mi director de Tesis, Ing. Diego Chacón Troya, por darme la oportunidad de desarrollar este proyecto, sus valiosos aportes y consejos durante la realización del mismo.

A los Ingenieros Jorge Moscoso Ochoa y Sergio Zambrano Asanza, Directores de Estudios Técnicos y Económicos del Departamento de Planificación de CNEL – El ORO, por haber mostrado su interés en el desarrollo de este proyecto y haber aportado ideas importantes y asistencia para su culminación; al personal administrativo de este Departamento por su trato cordial y respetoso.

Un agradecimiento especial a los Ingenieros Roger Martínez y Ronald Valdiviezo por su apreciable ayuda, amistad y sus significativas contribuciones para el desarrollo del proyecto.

Finalmente quiero agradecer de corazón a todos mis amigos y amigas por ayudarme y apoyarme sin condiciones en el desarrollo y culminación de este proyecto. MIL GRACIAS.

DEDICATORIA

A Dios por iluminar siempre mi camino con sabiduría y humildad.

A mis padres con mucho cariño, por su apoyo, confianza y sobre todo por su incondicional amor.

Oscar

ÍNDICE GENERAL

Contenido **Páginas**

1. FUNDAMENTO TEÓRICO

1.1 **INTRODUCCIÓN**.....-1-

1.2 **OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓ**..-3-

1.2.1 **Reconfiguración de Alimentadores Primarios**……..…….....-3-

1.2.1.1 Introducción……...…….-4-

1.2.1.2 Técnicas y Métodos para la Reconfiguración…….....-6-

1.2.1.3 Restricciones para una Reconfiguración…….…...-10-

1.2.1.4 Beneficios de la Reconfiguración de Alimentadores.....-10-

1.2.2 **Ubicación Óptima de Capacitores**…….....-11-

1.2.2.1 Introducción…….…….....-11-

1.2.2.2 Técnicas y Métodos para la Ubicación Óptima de Bancos de Capacitores…… …… ……..-11-

1.2.2.3 Instalación de Capacitores en Alimentadores Primarios. .-14-

1.2.2.4 Restricciones para la Ubicación de Bancos…….…..-16-

1.2.2.5 Beneficios de la Ubicación Óptima de Capacitores…..…-17-

1.2.3 **Balanceo de Cargas**…….....-17-

1.2.3.1 Introducción……..……... -17-

1.2.3.2 Equilibrio de Carga en un Alimentador……..…...-19-

1.2.3.3 Técnicas y Métodos para Balancear Cargas……. -20-

1.2.3.4 Restricciones para el Balanceo de Carga……...-21-

1.2.3.5 Beneficios del equilibrio de carga en un Alimentador…...-21-

1.3 **SOFTWARE DISPONIBLES EN LA CNEL S.A – REGIONAL EL ORO**.

1.3.1 Sistema de Información Geográfica de la CNEL S.A – Regional El Oro……....-22-

1.3.2 Programa de Simulación de Distribución Eléctrica SYNERGEE ELECTRIC…….…..-24-

2. DESCRIPCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN "MACHALA"

2.1 **ÁREA DE INFLUENCIA** ……..…….….….....-26-

2.2 **SUBESTACIÓN "MACHALA"**…….….....-26-

2.3 **ALIMENTADORES PRIMARIOS**…….…….….....-30-

2.3.1 Alimentador Madero Vargas…….....-31-

2.3.2 Alimentador Unioro……..-33-

2.3.3 Alimentador Expreso 2……...…..-35-

2.3.4 Alimentador Emproro…….…..-37-

2.3.5 Alimentador Condado…….…..-39-

2.4 **TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**……..…....-41-

2.5 **RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES**……..……-42-

2.6 **BALANCEO DE ALIMENTADORES**…….…….…..-44-

2.7 **BANCOS DE CAPACITORES**…….….....-45-

2.8 **CURVAS DE CARGA**……...-48-

2.9 **ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL**……...…..-51-

3. METODOLOGÍA PARA EL ESTUDIO DE RECONFIGURACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN "MACHALA" UTILIZANDO SYNERGEE ELECTRIC 3.8

3.1 **MIGRACIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DEL GIS A SYNERGEE ELECTRIC**……..…....-58-

3.2 **CREACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO**……...……...-61-

3.3 **ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA**……...……..-64-

3.4 **MODELACIÓN DIGITAL DE LOS ALIMENTADORES**……...…....-65-

3.5 **RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS**…….-73-

3.5.1 Procedimiento……..….-74-
3.5.2 Reconfiguración de los Alimentadores Primarios…….…....-76-
3.5.3 Resumen de resultados…….....-80-
3.5.4 Análisis de resultados…….....-83-
3.6 **BALANCEO DE CARGAS DE ALIMENTADORES PRIMARIOS**…...-85-
3.6.1 Procedimiento……...…...-86-
3.6.2 Reconfiguración de los Alimentadores Primarios…….....-88-
3.6.3 Resumen de resultados…….....-95-
3.6.4 Análisis de resultados……..….....-96-
3.7 **UBICACIÓN DE CAPACITORES EN ALIMENTADORES PRIMARIOS**
3.7.1 Procedimiento…….…..-97-
3.7.2 Reconfiguración de los Alimentadores Primarios……..……..-99-
3.7.3 Resumen de resultados…….……...-104-
3.7.4 Análisis de resultados……..…-105-
3.8 **RESULTADOS GENERALES PARA LOS ALIMENTADORES DE LA… SUBESTACIÓN "MACHALA"**…….....-105-

4. ANALISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

4.1 **Análisis de Factores Técnicos y Económicos de una Reconfiguración de Alimentadores**…….…….....-107-
4.1.1 Análisis Económico de una Reconfiguración de Alimentadores.....-107-
4.1.2 Relación Beneficio-Costo……...…-114-
4.2 **Análisis de Factores Técnicos y Económicos de una Ubicación Óptima de Capacitores**…….....-114-
4.2.1 Análisis Económico de una ubicación de Bancos de Capacitores.....-114-
4.2.2 Relación Beneficio-Costo…….....-118-
4.3 **Análisis de Factores Técnicos y Económicos de un Balanceo de Cargas**.-119-
4.3.1 Análisis Económico de un Balanceo de Cargas …….....-119-
4.3.2 Relación Beneficio-Costo…….....-120-

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 **CONCLUSIONES**……..…….-122-

5.2 **RECOMENDACIONES**……..……...-124-

BIBLIOGRAFIA……-126-

ANEXOS…….....-129-

ÍNDICE DE TABLAS

Contenido **Pág.**

Tabla N° 2-1 Características principales del primario Madero Vargas……..…- 31-

Tabla N° 2-2 Características principales del primario Unioro…….…...-33-

Tabla N° 2-3 Características principales del primario Expreso 2……..…....- 35-

Tabla N° 2-4 Características principales del primario Emproro……- 37-

Tabla N° 2-5 Características principales del primario Condado…….…- 39-

Tabla N° 2-6 Transformadores en los Alimentadores de la S/E "Machala"….. - 41-

Tabla N° 2-7 % Desbalance de Alimentadores……. - 44-

Tabla N° 2-8 % Desbalance de Alimentadores por carga instalada…….…. - 45-

Tabla N° 2-9 Descripción de Capacitores……..- 46-

Tabla N° 2-10 Factores en puntos de Entrega…….- 46-

Tabla N° 2-11 Factores de Potencia Promedio de los Alimentadores……- 47-

Tabla N° 3-1 Parámetros de Medición y Cálculo S/E Machala…….….. -65-

Tabla N° 3-2 Flujo de Potencia Obtenido antes de la Reconfiguración…….…...-81-

Tabla N° 3-3 Flujo de Potencia Obtenido después de la Reconfiguración……...-82-

Tabla N° 3-4 Reducción de Caídas de Voltaje…….....-83-

Tabla N° 3-5 Reducción de Pérdidas de Potencia y Energía…….…...-84-

Tabla N° 3-6 Desbalance en los alimentadores de la Subestación……....-89-

Tabla N° 3-7 Desbalance utilizando Balance improvement……...-95-

Tabla N° 3-8 FP promedio realizada la Reconfiguración de Alimentadores….....-99-

Tabla N° 3-9 Resultados obtenidos con la reubicación del banco de 600 KVAr.-103-

Tabla N° 3-10 Resultados obtenidos con la Ubicación de Bancos……...-104-

Tabla N° 3-11 Flujo de Potencia después de la Optimización……..-106-

Tabla N° 4-1 Montos de Inversión……...…….-111-

Tabla N° 4-2 Resultados de la relación B/C……..…...-112-

Tabla N° 4-3 Montos de Inversión……...….…-116-

ÍNDICE DE FIGURAS

Contenido **Pág.**

Fig. 1- 1 Sistema de manejo de Redes de Distribución (DMS)……... -2-

Fig. 1- 2 Técnicas de Reconfiguración de Alimentadores……...…..... -6-

Fig. 1-3 Reconfiguración de Alimentadores Primarios……... -9-

Fig. 1- 4 Instalación de Capacitores en Alimentadores Primarios……. -14-

Fig. 1- 5 Banco Fijo de capacitores en Media Tensión…….. -15-

Fig. 1- 6 Banco Automático de Capacitores en Media Tensión…….....-16-

Fig. 1- 7 Balanceo de carga en un Alimentador……..…….. -18-

Fig. 1- 8 Interface grafica ArcMap Editor……..... -23-

Fig. 1- 9 Interface de SynerGee Electric 3.8……...……..… -25-

Fig. 2-1 Área de influencia de la Subestación "Machala……..…. -26-

Fig. 2-2 Vista de la Subastación "Machala"…….. -28-

Fig. 2-3 Diagrama Unifilar de la Subestación "Machala"……..….-29-

Fig. 2-4 Salida de los alimentadores de la S/E "Machala"……..…-30-

Fig. 2-5 Área de cobertura del Primario Madero Vargas de la S/E Machala-.....-32-

Fig. 2-6 Área de cobertura del Primario Unioro de la S/E "Machala"…….…... -34-

Fig. 2-7 Área de cobertura del Primario Expreso 2 de la S/E Machala……... -36-

Fig. 2-8 Área de cobertura del Primario Emproro de la S/E Machala…….. -38-

Fig. 2-9 Área de cobertura del Primario Condado de la S/E Machala…..……. -40-

Fig. 2-10 Desconectadores Cuchilla……..…. -43-

Fig. 2-11 Desconectadores Cuchillas con interruptores en aceite……..… -43-

Fig. 2-12 Banco de Capacitores de 600 KVar……..……. -45-

Fig. 2-13 Curva Promedio de Carga del Alimentador Madero Vargas……..… -49-

Fig. 2-14 Curva Promedio de Carga del Alimentador Unioro……... -49-

Fig. 2-15 Curva de Carga del Alimentador Expreso 2…….……..… -50-

Fig. 2-16 Curva Promedio de Carga del Alimentador Emproro……..... -50-

Fig. 2-17 Curva Promedio de Carga del Alimentador Condado…….....-51-

Fig. 3-1 Ventana principal de la Macro Coordenadas, Arc Map…….....-59-

Fig. 3-2 Ventana principal del programa Yenexus……..-59-

Fig. 3-3 Ventana del programa Yenexus, Migración de Coordenadas……...-60-

Fig. 3-4 Esquema del proceso de migración……...….-61-

Fig. 3-5 Ventana de la Base Modelo……..…….…..-61-

Fig. 3-6 Ventana de la Base Equipo……..…..-62-

Fig. 3-7 Migración completa de la subestación "Machala" en SynerGee…..…-63-

Fig. 3-8 Ventana para el ingreso de datos del Alimentador……..…….-66-

Fig. 3-9 Ventana para el ingreso de datos de la sección……..…-67-

Fig. 3-10 Ventana para el ingreso de datos del Transformador……..-68-

Fig. 3-11 Ventana para el ingreso de datos del Medidor……..……....-69-

Fig. 3-12 Ventana para el ingreso de datos del Capacitor…….….-70-

Fig. 3-13 Ventana para el ingreso de datos del interruptor……..…..…-71-

Fig. 3-14 Ventana de asignación de carga……..……..…..-72-

Fig. 3-15 Ventana para el ingreso de datos de Switching Options……-75-

Fig. 3-16 Transferencia de carga del alimentador 0411 al 0412……....-77-

Fig. 3-17 Transferencia de carga del alimentador 0411 al 0412…… -78-

Fig. 3-18 Transferencia de carga del alimentador 0414……..... -79-

Fig. 3-19 Ventana de Balance improvement options……....-87-

Fig. 3-20 Balanceo de Fases Alimentador 0411…….....-90-

Fig. 3-21 Balanceo de Fases Alimentador 0412……...-91-

Fig. 3-22 Balanceo de Fases Alimentador 0413……..…….-92-

Fig. 3-23 Balanceo de Fases Alimentador 0414……...-93-

Fig. 3-24 Balanceo de Fases Alimentador 0415……..….-94-

Fig. 3- 25 Ventana de Capacitor Placement Options……..….-98-

Fig. 3-26 Reubicación del Banco de Capacitores de 600 Kvar……...- 100-

Fig. 3-27 Banco de Capacitores de 300 Kvar…….....-101-

Fig. 3-28 Reubicación del Banco de Capacitores de 600 Kvar……-102-

Fig. 3-29 Reubicación del Banco de Capacitores de 600 Kvar……...…-103-

Fig. 4-1 Flujo de fondos…….-108-

Fig. 4-2 Flujo de fondos…….-114-

ABREVIATURAS UTILIZADAS

O&M	Operación y Mantenimiento
SCADA	Supervisory Control and Data Adquisition
SIG	Sistema de Información Geográfica
DMS	Distribution Management System
EMS	Energy Management System
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SED	Sistemas Eléctricos de Distribución
S/E	Subestación
KV	Kilo Voltios
KVA	Kilo Voltios Amperios
KVAr	Kilo Voltios Amperios Reactivos
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad

1. FUNDAMENTO TEÓRICO

1.1 INTRODUCCIÓN

Hoy en día los consumidores son cada vez más exigentes con la disponibilidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, de igual manera las regulaciones son cada vez más estrictas y penalizan las interrupciones de servicio como lo podemos observar en la regulación 004/01 dada por el ente regulador del Sector Eléctrico Ecuatoriano (CONELEC).

Estas dos situaciones de la calidad del servicio y regulaciones en el Sector Eléctrico han motivado que las empresas eléctricas de distribución realicen inversiones tecnológicas para mejorar su gestión y la prestación de servicio, la intención de las Redes Inteligentes (**Smart Grids**) es precisamente eso, realizar un uso eficiente, confiable y sostenible de la energía eléctrica. Los principios de operación de una red inteligente (Smart Grids) son entre otros: Auto recuperarse (detectar, analizar, responder y restaurar el servicio), optimizar el uso de los activos y minimizar los costos de O&M mientras se mantiene la seguridad de operación de la red. [1]

La empresa distribuidora de energía eléctrica CNEL – Regional El Oro, como forma de brindar un servicio de calidad y confiable durante los últimos años ha realizado inversiones tecnológicas como la compra de programas informáticos destinados a la planificación y operación de su sistema eléctrico el cual comprende la subtransmisión y distribución de energía eléctrica, por citar algunas algunos programas tenemos el SynerGee Electric 3.8, ArcGis, Scada entre otros. Estos programas tienen la capacidad de intercambiar información con otros sistemas de nivel jerárquico superior (sistemas de control).

[1]MENDOZA, William, "*Smart Grids tecnología y tendencias: Integración con Sistemas SCADA/EMS/DMS*", Revista Afinidad Eléctrica, Argentina, Marzo 2008.

La implementación de los SIG o Sistemas de Información Geográfica es un paso firme en la Administración de los Sistemas de Distribución que lleva adelante la Distribuidora de energía eléctrica local lo que permitirá una planificación detallada de los recursos, así como el control de las intervenciones del suministro de electricidad a sus usuarios, sin dejar de lado la búsqueda de una integración total, lo que hoy llamamos DMS (**Sistema de Manejo de Distribución**), que es un software destinado a la automatización y gestión de sistemas de distribución.

El objetivo principal del software es el análisis del estado de la red, basado en la supervisión tipo SCADA. Pero si no está disponible tal sistema, DMS funciona con las estimaciones de carga obtenidas por otras fuentes, para estudiar el comportamiento de la red. En la figura 1-1 podemos observar cómo está conformado un DMS y su integración con otros subsistemas se han estos de control, comercialización, monitoreo, análisis, gestión, lectura, etc.[2]

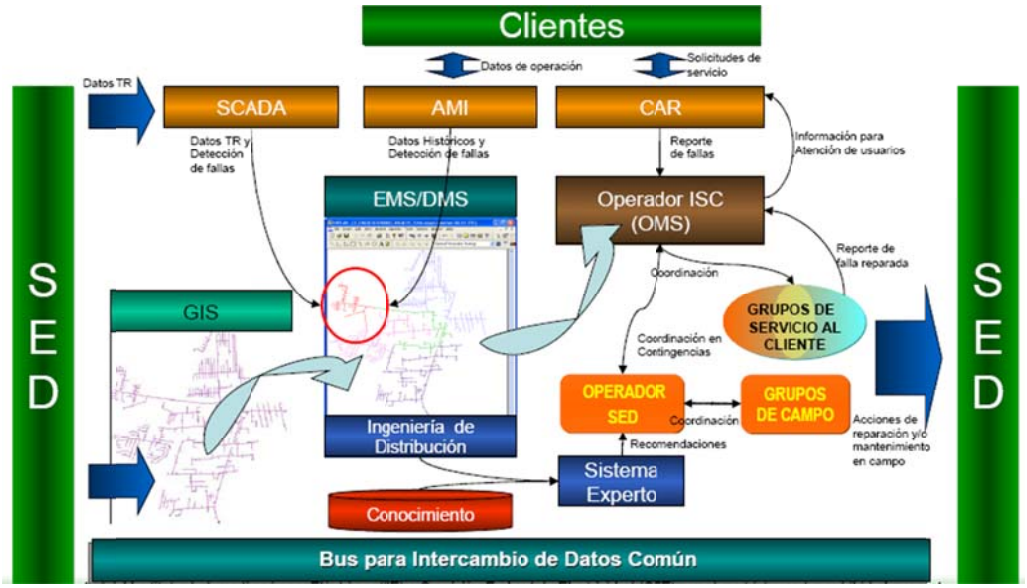


Fig. 1-1 Sistema de manejo de Redes de Distribución (DMS)

[2] ESPINOSA, Alfredo "*Integración de sistemas DMS mediante estándares internacionales", Instituto de Investigaciones Eléctricas*, Noviembre 2008.

En los Sistemas Eléctricos de Distribución la reconfiguración y optimización de alimentadores primarios permite minimizar las pérdidas, mejorar los niveles de tensión y equilibrar la carga de la red, utilizando para ello métodos como la ubicación de banco de capacitores, balanceo de carga, transferencia de carga (Switching), logrando una significativa mejora en la confiabilidad, eficiencia y calidad de la energía eléctrica que se entrega a los usuarios.

La Corporación Nacional de Electricidad Regional El Oro, en lo que se refiriere a la reconfiguración y optimización de sus alimentadores primarios de media tensión utiliza algunos criterios tales como los 2/3 de la carga reactiva total del alimentador instalado a los 2/3 de distancia desde la subestación para realizar la compensación de los circuitos de distribución, mediciones para el balanceo de carga y lo que corresponde a la transferencia de carga no existen estudios que sustenten su aplicación, lo que ha provocado pérdidas técnicas considerables, es por ello que se hace necesario un estudio y análisis de sus alimentadores primarios, mediante programas informáticos de análisis técnico, con la finalidad de optimizar la operación y planificación del sistemas eléctrico de distribución.

1.2 OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN[3]

El Sistema de Distribución constituye una parte importante del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP); debido a su magnitud y complejidad, presenta un gran dinamismo y un rápido avance tecnológico producto de los continuos cambios que en él se presentan, ya sea por la incorporación de nuevos elementos o debido al crecimiento propio de la demanda eléctrica.

El mayor porcentaje de las pérdidas, en los sistemas de distribución, se presentan en los alimentadores primarios y redes secundarias, por lo cual hace imprescindible que se tomen estrategias de tipo técnico para reducirlas debido a la incidencia económica que ello implica.

[3]JIMÉNEZ, Marcelo," *Optimización Técnico - Económica de alimentadores primarios*", Tesis de Grado para Ingeniería Eléctrica, Universidad de Cuenca, Mayo 1993.

De ahí que se vuelve esencial minimizar tanto los costos de inversión como los costos de operación del Sistema de Distribución, mediante procesos de optimización, que busquen este propósito.

Se pueden usar diferentes puntos de vista para realizar la optimización en un Sistema de Distribución; entre ellos se puede citar:

- Reconfiguración de alimentadores primarios.
- Balanceo de carga en alimentadores primarios.
- Ubicación y tamaño de bancos de capacitores.

1.2.1 Reconfiguración de Alimentadores Primarios[4]

1.2.1.1 Introducción

La reconfiguración de circuitos de distribución consiste básicamente en la transferencia de cargas desde alimentadores muy cargados hacia alimentadores con cargas relativamente menores, con lo cual no sólo se busca controlar el nivel de carga en los alimentadores involucrados en la operación, sino también mejorar los perfiles de voltaje a lo largo de ellos y reducir las pérdidas de potencia totales. El objeto de la reconfiguración es obtener las mínimas pérdidas posibles en las redes de distribución, ya que puede suceder que una carga o grupo de cargas, estén alimentadas por una trayectoria muy larga o de peores condiciones (conductores de menor calibre) y por tanto den origen a pérdidas superiores a las que se provocarían de lograrse su alimentación por otras trayectorias de mejores condiciones de transmisión.

[4] GRANADA, Mauricio, "*Reducción de Perdidas Técnicas Utilizando Medidas Correctivas por Etapas*", Revista Scientia Et Technica, Universidad de Pamplona, v1., 2006.

La reconfiguración de alimentadores consiste en la modificación topológica de los diferentes alimentadores que componen un sistema de distribución y se realiza para mejorar el desempeño del sistema y la calidad del servicio que se presta. Normalmente parte del sistema existente, pero se puede modificar los puntos o nodos de conexión de modo tal que se puedan ajustar esencialmente los niveles de cargabilidad de los circuitos. Un análisis de reconfiguración de alimentadores puede conllevar a la modificación misma de los recorridos de los circuitos y de sus puntos de alimentación, lo cual no es muy deseable en la mayoría de los casos por los altos costos que esto implica.[5]

Por lo tanto, la reconfiguración de alimentadores se efectúa normalmente abriendo y/o cerrando dos tipos de switches o dispositivos de corte existentes en el sistema de distribución: de enlace y de seccionamiento. Un alimentador completo, o parte de un alimentador, puede servirse desde otro alimentador cerrando switche de enlace que los una, y abriendo un switche de seccionamiento apropiado, para mantener una optima operación de la red de media tensión.

El concepto de optimización[6] puede obedecer a varios aspectos como son:

- Minimizar las pérdidas de potencia.
- Minimizar las pérdidas de energía.
- Disminuir la cargabilidad.
- Disminuir el grado de desbalance.
- Mejorar los perfiles de tensión.

[5] KHODR Hussen, Oliveira Jesús Paulo, "*Reconfiguración Óptima de Sistemas de Distribución de Gran Tamaño*", Habana - Cuba, 2004.

[6] GARCÉS Ruiz Alejandro, "*Solución al problema de balance de fases y reconfiguración de alimentadores primarios bajo un modelamiento trifásico usando simulated annealing*", UTP, 2006.

La transferencia de carga se determina debido a que las redes de distribución no presentan un comportamiento homogéneo en cuanto a la demanda de potencia, usualmente se presentan algunos circuitos que están suministrando la máxima potencia exigida por su capacidad, y otros que están subutilizados.

1.2.1.2 Técnicas y Métodos para la Reconfiguración de Alimentadores

La reconfiguración de alimentadores primarios en los sistemas eléctricos de distribución ,abarca técnicas y métodos, que van desde los más elementales y de fácil implementación, hasta los más complejos que pueden obtener resultados precisos, que se supone va a ofrecer una buena solución (no necesariamente la óptima) tales como: programación lineal, heurísticas, redes neurales, sistemas expertos, lógica fuzzy , sin dejar de lado los métodos basados en modelos como: algoritmos genéticos, simulated annealing entre otros[7], ver la figura 1-2.

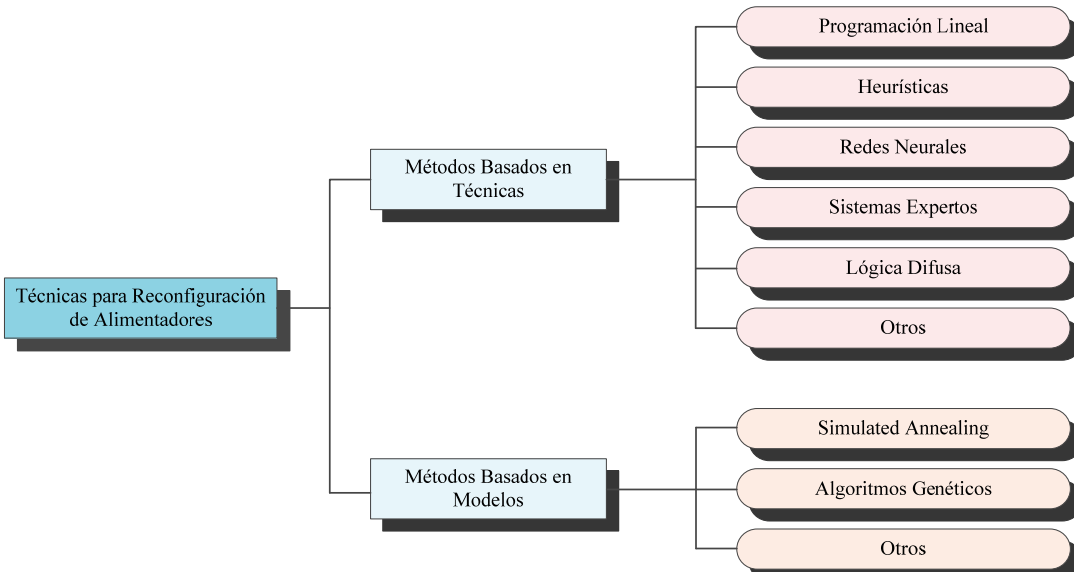


Fig.1-2 Técnicas de Reconfiguración de Alimentadores

[7] LATORRE Gerardo, Angarita Jorge, "*Análisis de Métodos Heurísticos de Reconfiguración de Sistemas de Distribución*, UIS, 2007.

Fundamentalmente hay dos tendencias principales para definir la reconfiguración de alimentadores: la programación lineal y los métodos heurísticos.

Programación Lineal

Este método requiere de una función objetivo lineal, la cual es difícil en este caso teniendo en cuenta que las pérdidas se expresan como una función de I^2R, siendo esta no lineal.[7]

La función objetivo que emplea este método para solucionar el problema se plantea de la siguiente forma:

$$\sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} C_{ij} X_{ij}$$

Que tiene las siguientes restricciones:

$$\sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} X_{ij} \leq a_i$$

$$\sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} X_{ij} = b_j$$

Donde:

ai: Cantidad de potencia que suministra la fuente i

bj: Cantidad de potencia que demanda la carga en el punto j.

Cij: Factor de costo

Xij: Potencia suministrada del nodo i al nodo j

n: Numero de fuentes ;m: Numero de puntos de carga

Métodos Heurísticos

Están basados en reglas heurísticas que son desarrolladas a través de la intuición, experiencia y criterios relacionados con la operación de sistemas de distribución,

estas reglas producen estrategias prácticas y rápidas que reducen la búsqueda exhaustiva y pueden guiar a una solución optima. Entre estos métodos se encuentran:

Método Civanlar

Es un método rápido y confiable puesto que disminuye la cantidad de flujos de carga que deben ser recorridos. Por lo tanto se ha convertido en el método más utilizado para la reconfiguración de alimentadores. Este método establece una expresión que permite calcular el cambio en las perdidas cuando se hace una transferencia de carga entre alimentadores.

$$\Delta P = \mathrm{Re}\left\{ 2\left(\sum_{i \in D} Ii \right)(E_m - E_n)^* \right\} + R_{lazo} \left| \sum_{i \in D} Ii \right|^2$$

Donde

D: Conjunto de cargas que se transfiere de un alimentador

m : Nodo de enlace que recibe carga.

n: Nodo de enlace que cede carga

Ii: Corriente compleja en el nodo i

$R_{lazo:}$ Sumatoria de resistencias que conforman el lazo que se está analizando.

$E_{m:}$ Componente de $E_{bus} = R_{bus}I_{bus}$ que corresponde al nodo m.

$E_{n:}$ Componente de $E_{bus} = R_{bus}I_{bus}$ que corresponde al nodo n.

$\mathrm{Re}\{.\}, (.)^*, |\,.\,|$:Operadores; Parte real de conjugado de y magnitud de, respetivamente.

Sin dejar de lado otros métodos que tienen una propuesta similar a la de Civanlar, tales como Baran, Carrillo que abordan algunos tópicos adicionales como son metodologías de flujo de carga y restauración del servicio electrico[7].

En la figura 1-3 vemos el sistema de distribución que es utilizado para la explicación del método de Civanlar, el sistema cuenta con tres alimentadores provenientes de subestaciones diferentes, 13 nodos, 13 ramas de árbol y 3 ramas de enlace.

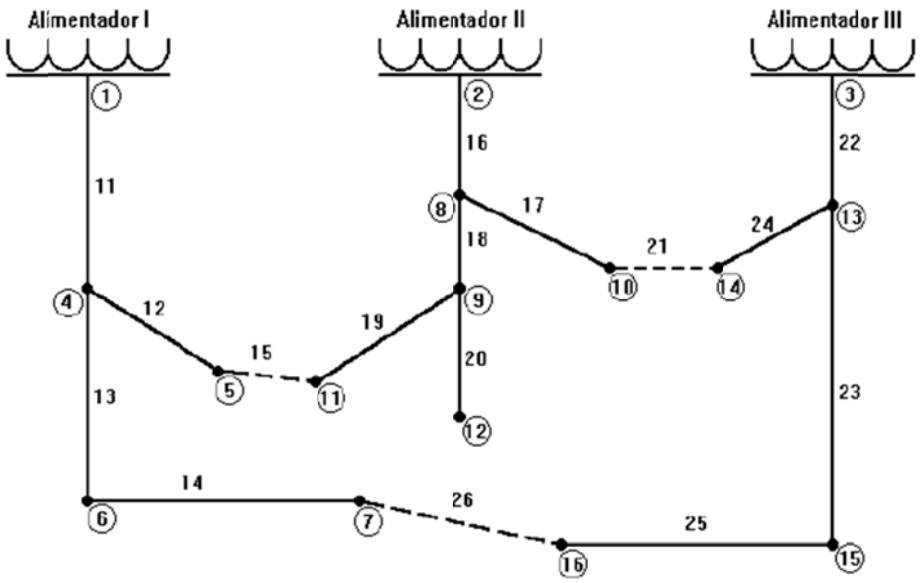


Fig. 1-3 Reconfiguración de Alimentadores Primarios

Cada uno de los nodos representa la carga concentrada como una inyección de potencia, las Laramas o líneas continuas interconectan los nodos, transportando la energía demanda y conformando así el árbol; para completar el sistema las líneas punteadas representan líneas desenergizadas formando el coarbol. Cuando una rama del árbol se intercambia con una rama de coarbol, conservando la estructura radial, la topología del sistema cambia, a esta maniobra se la conoce como reconfiguración de la red de distribución.

Las ramas punteadas, 15, 21 y 26 representan enlaces de conexión entre los alimentadores y se asume que hay dispositivos de cortes de enlace normalmente abiertos en esas ramas. La carga en el nodo 11 puede ser transferida al Alimentador I, cerrando el dispositivo de corte de enlace 15 y abriendo el dispositivo de corte de seccionamiento19.

De igual manera, las cargas en los nodos 9, 11 y 12 pueden transferirse al Alimentador I, cerrando el dispositivo de corte de enlace 15 y abriendo el dispositivo de corte de seccionamiento 18.

Puede verificarse fácilmente que hay 15 posibles opciones de conmutación para el sistema del ejemplo. Realmente el número total de opciones de conmutación es mucho mayor que 15, pero algunas de ellas se eliminan directamente porque causan que parte de un alimentador quede aislada.

1.2.1.3 Restricciones para una Reconfiguración de Alimentadores

Cualquiera que sea la topología seleccionada, se debe asegurar que cumpla con las restricciones mínimas que son:

- Que se conserve la configuración radial de los alimentadores.
- Que todas las cargas sean servidas.
- Que los dispositivos de protección de sobrecorriente queden debidamente coordinados.
- Que no sean excedidos los límites térmicos de líneas, transformadores y otros equipos sean respetados.
- Que los niveles de voltaje queden dentro de los límites establecidos.

1.2.1.4 Beneficios de la Reconfiguración de Alimentadores

Entre los beneficios técnicos como económicos de la reconfiguración, podemos nombrar los siguientes:

- Reducción de pérdidas, tanto de energía como de potencia.
- Ahorro de los Kw-h comprados a las empresas generadoras.
- Ahorro los KW pico de potencia, necesarios en demanda alta.
- Disminución en el nivel de utilización de los equipo permitiendo que su vida útil se extienda y se incremente el tiempo de reposición de los mismos.

1.2.2 Ubicación Óptima de Capacitores[8]

1.2.2.1 Introducción

En los sistemas de distribución, la aplicación de capacitores es planteada principalmente para el control de voltaje y reducción de pérdidas eléctricas; cuando se plantea un esquema de localización de capacitores persiguiendo alguno de estos fines se define como el objetivo primario de la compensación; sin embrago, siempre que el esquema de compensación sea óptimo puede conseguir los beneficios secundarios de mejora del factor de potencia a nivel sistema de distribución, la liberación de capacidad de los transformadores de la subestación, el incremento de la capacidad de transferencia de los alimentadores y la reducción de cargos por alta demanda de reactivos.

Por estas razones la ubicación de capacitores juega un papel importante en la planificación y operación de los sistemas de distribución, debido a que estos implican una inversión y se debe proceder de una manera óptima para obtener el mayor beneficio, así la ubicación optima de capacitores ha sido formulada como un problema de optimización donde la mayoría de técnicas de optimización convencionales son incapaces de resolverlo ya que es un problema combinatorial muy complejo por la cantidad de posibilidades que se pueden presentar.[9]

1.2.2.2 Técnicas y Métodos para Ubicación Óptima de Bancos de Capacitores

La localización de capacitores ha sido resuelta haciendo uso de diferentes técnicas y métodos, que van desde los más elementales y de fácil implementación, hasta los más complejos, los métodos de solución al problema de localización de capacitores, se pueden clasificar en: heurísticos, basados en inteligencia artificial, entre otros. Una descripción de estos métodos se da a continuación[9]:

---

[8] RIVERA Rodríguez Sergio, "*Estado del Arte en la Ubicación Óptima de Capacitores*", Revista de Ingeniería, Colombia, 2004.
[9] LEIVA Miguel, "*Condensadores en Sistemas de Distribución Eléctrica Vía Algoritmos Genéticos*", Tesis de Grado para Ingeniería Eléctrica, Chile, 2001.

Métodos heurísticos

Son métodos basados en técnicas de búsqueda heurística. La aplicación de estos métodos han sido de gran importancia en la localización de capacitores para minimización de pérdidas. Se caracterizan por su fácil entendimiento e implementación que otros métodos, sin embrago los resultados no resultan ser los más óptimos.

Métodos basados en inteligencia artificial

Estos métodos se caracterizan por su poder de resolver el problema de localización de capacitores de manera óptima; están basados en las diferentes aéreas de la inteligencia artificial. Las cuales son:

Algoritmos genéticos

Estos métodos desarrollan una búsqueda selectiva basada en algoritmos con evolución biológica, los cuales centralizan su busquedad hacia una solución óptima, por medio de codificación, combinación y operaciones de mutación sobre ellos para generar un mejor conjunto de parámetros ya codificados.

Redes neurales

Son usadas para establecer relaciones no lineales entre entradas y salidas. Su estructura consiste básicamente de tres tipos de capas: una de entrada, una o más capas ocultas y una salida. Una vez que la red ha sido entrenada, puede proporcionar resultados muy rápidos ante un conjunto de entradas determinado.

En la gran parte de publicaciones relacionadas con el tema de la aplicación de condensadores en sistemas de distribución, se encuentran criterios como la de ubicar a 2/3 de distancia a partir de la subestación, un condensador igual a 2/3 de la carga reactiva total del alimentador con el objeto de minimizar las pérdidas de potencia.

La regla de los 2/3

Esta regla es aplicada solamente en situaciones en las cuales la carga reactiva en el alimentador es continua y uniformemente distribuida. La mayoría de los alimentadores no tienen una distribución uniforme de cargas reactivas, así que la regla de los 2/3 no es completamente aplicable.

Tamaño de un N banco = $\frac{2Q}{2N+1}$

Localización = $\frac{2nL}{2N+1}$, desde la subestación para n=1,……..N

Igualando a uno los valores de n , N; tenemos:

Tamaño = $\frac{2Q}{3}$

Localización = $\frac{2L}{3}$

Donde:

Q: Carga reactiva total del alimentador

L: Distancia a partir de la subestación

Método gráfico

Aplica el concepto de minimización de reactivos por unidad de longitud, puede ser usado para desarrollar pautas en situaciones típicas de cargas no uniformes. Es un mecanismo muy utilizado para ilustrar las bases de los efectos de la compensación, y definir recomendaciones de "primer orden", al igual que la regla de 2/3, sin embargo, en ambos casos un número de factores importantes no es considerado, como los siguientes:

- Flujo de potencia compleja
- Impedancia de línea
- Carga discontinua
- Economía

1.2.2.3 Instalación de Capacitores en Alimentadores Primarios de Distribución

La inyección de reactivos en el sistema de distribución permite compensar las pérdidas de potencia activa, mejorar el perfil de tensiones y mejorar la capacidad de transporte de energía por la red. La mejor manera de realizar esto es mediante la instalación de capacitores en las redes de distribución a lo largo del alimentador en estudio (figura 1-4).

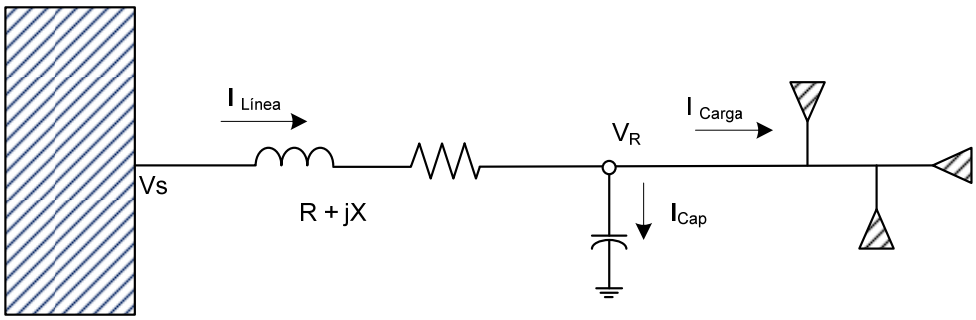


Fig. 1- 4 Instalación de capacitores en Alimentadores Primarios

El colocar capacitores a lo largo de la red de distribución permitirá reducir el margen de pérdidas. Debido a que un conductor de una red primaria tiene características resistivas e inductivas, al instalar los capacitores se reduce la corriente inductiva debido a la compensación con la corriente reactiva capacitiva de los capacitores, esta corriente se reduce y por tanto el de las pérdidas en conductores.

Inicialmente los bancos de capacitores se instalaban en las subestaciones de distribución, pero en la actualidad ya se puede realizar la instalación y montaje de los bancos de capacitores en los postes de la red de distribución lo más cercano a la carga con lo que se obtienen mejores resultados en el disminución de reactivos, pero no se sabe que pasa en el alimentador, por lo que para obtener excelentes resultados en toda la red es preciso la ubicación de éstos a lo largo de los alimentadores en un punto óptimo.

Los capacitores se clasifican de acuerdo a la maniobra en dos tipos: fijos y automáticos, los cuales son fabricados tanto para medio como para bajo voltaje.[10]

Capacitores fijos en Media Tensión

Este tipo de condensadores están conectados permanentemente al sistema, siendo tratados como fuentes constantes de potencia reactiva; su ubicación y tamaño se determina para el nivel de demanda base. Los bancos fijos pueden agrupar gran cantidad de potencia reactiva con lo que se logra equipos trifásicos de bajo costo por cada KVAR instalado como lo podemos apreciar en la figura 1-5.

Fig 1- 5 Banco Fijo de capacitores en Media Tensión

Capacitores automáticos en Media Tensión

Su función es proporcionar diferentes niveles de potencia reactiva al sistema para poder compensar la deficiencia de reactivos en los períodos de demanda media y punta. La entrada o salida de reactivos puede ser controlada por variables como la

[10] LEYDEN, "*Compensación en Derivación de Alimentadores*", Boletín 007, Argentina, 2008.

demanda de potencia reactiva, el nivel de voltaje, el día, la hora, etc.; incluso por una combinación de éstas. En la Figura 1-6, podemos observar un banco automático.[10]

Fig 1- 6 Banco Automático de Capacitores en Media Tensión

1.2.2.4 Restricciones para la Ubicación de Banco de Capacitores

Cualquiera que sea el criterio o metodología seleccionada, se debe asegurar que cumpla con las restricciones mínimas que son:

- Que no exista una compensación excesiva de potencia reactiva ya que debido a sobre-compensación se puede establecer un aumento de voltaje de los equipos con respecto a la de la red.
- Ubicar de 1 a 3 bancos de capacitores; ya que la experiencia demuestra que más de tres bancos no producen mejoras significativas en el factor de potencia.
- Que los niveles de voltaje queden dentro de los límites establecidos.
- Que los limites de factor de potencia, no sobrepasen a lo establecido en las regulaciones.

1.2.2.5 Beneficios de la Ubicación Óptima de Bancos de Capacitores

Entre los beneficios que se pueden obtener a partir de la instalación de bancos de capacitores en Media Tensión y que benefician tanto a la empresa distribuidora como a los usuarios; se puede citar los siguientes:

- **Capacidad liberada de las subestaciones**; se requiere inyectar menos potencia reactiva al alimentador, así los transformadores de potencia ubicados en la subestación se ven liberados en un cierto margen.
- **Capacidad liberada en el alimentador**; existen menos exigencias térmicas sobre las líneas como consecuencia de la reducción de la corrientes, y por lo tanto se dispone de una mayor capacidad de transmisión de potencia.
- **Mejor perfil de tensiones**, lo que se refleja en un servicio al cliente.
- **Mejora del factor de potencia**; finaliza el pago de multas, sanciones impuestas por los organismos de control.

1.2.3 Balanceo de Cargas[11]

1.2.3.1 Introducción

En los sistemas de distribución es común encontrar cargas monofásicas a lo largo de alimentadores trifásicos lo cual ocasiona un aumento de las pérdidas técnicas del sistema. Las elevadas corrientes en el neutro, ocasionadas por el desbalance de las cargas, pueden generar disparos indeseados de las protecciones así como una limitación adicional en la capacidad de las líneas dada por el límite térmico del conductor de neutro.

[11] CORREA Carlos, Bolaños Ricardo, "*Balance de Fases Multiobjetivo*", Revista de Ingeniería, UTP, Colombia, 2007

El desbalance es implícito del tipo de cargas, especialmente debido a la existencia de transformadores monofásicos a lo largo del alimentador, esto significa que en la práctica es imposible lograr un balance total del sistema. No obstante, es posible disminuir el grado de desbalance del sistema (el cual puede ser medido por medio de las corrientes de secuencia cero) mediante un conjunto de cambios en las fases a las que están conectadas las cargas. En la figura 1-7, podemos observar que las corrientes del ramal principal se distribuyen de forma equitativa en los ramales secundarios del alimentador.

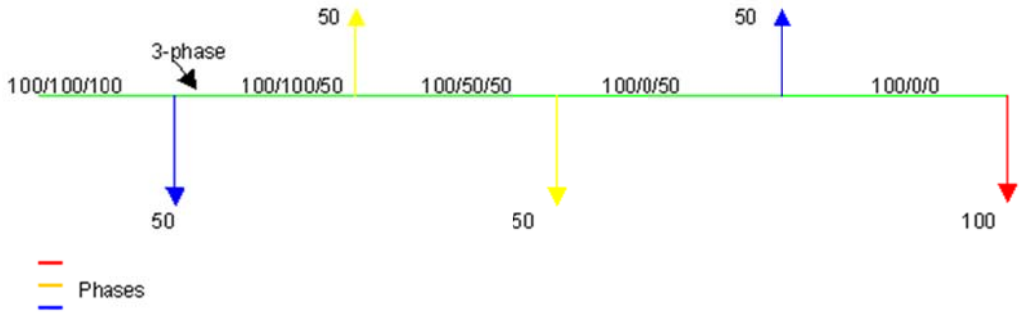


Fig.1-7 Balanceo de Carga en un Alimentador

Las corrientes desbalanceadas producen voltajes desbalanceados que traen consigo caída de voltaje en líneas, transformadores, etc., y como resultado de esto se dan desequilibrios en las tensiones aplicadas en las cargas. En los sistemas de distribución que presenten cargas desequilibradas tiene un costo operativo mayor. El balanceo del sistema consiste en redistribuir las cargas de este, de tal forma que opere de la manera más balanceada posible.

Por eso es de vital importancia mantener balanceadas las fases en el arranque de las alimentadoras puesto que todos los análisis y conceptos utilizados se basan en tener un sistema equilibrado y balanceado. Los desbalance en los sistemas de distribución producen algunos inconvenientes como:

- Elevadas corrientes en el neutro, ocasionadas por el desbalance de las cargas, pueden generar disparos indeseados de las protecciones.

- Limitación adicional en la capacidad de las líneas dada por el límite térmico del conductor de neutro.

1.2.3.2 Equilibrio de Carga en un Alimentador

Un sistema de distribución con las magnitudes de corrientes de sus fases prácticamente equilibradas es el ideal, prácticamente resulta imposible mantenerlas en esta condición por lo que es necesario tratar de que las corrientes sean lo más iguales posible. El grado de desbalance de corrientes entre las fases puede ser expresado mediante un índice de desbalance que es definido como se muestra en la siguiente ecuación[12]:

$$d = \frac{\max\left(\left\{\left|I_a - I_{prom}\right|, \left|I_b - I_{prom}\right|, \left|I_c - I_{prom}\right|\right\}\right)}{I_{prom}} x100\% \qquad (1)$$

Donde:

$$I_{prom} = \left[\frac{I_a + I_b + I_c}{3}\right]$$

d: Porcentaje de desbalance

I_a, I_b, I_c: Magnitud de la corriente de fase (A)

I_{prom}: Magnitud de la corriente promedio de las tres fases (A)

Se puede observar que el valor de este índice es cero cuando existe balance total. Puede ser implementado igualmente con voltajes, sin embargo se prefiere el uso de corrientes debido a que estas son más sensibles al desbalance. Este índice es un factor de sensibilidad que guía el proceso de optimización para acelerar la convergencia y encontrar las mejores soluciones.

[12] WESTINGHOUSE Electric Corporation, "Electric Utility Reference Book: Distribution System", First Edition, USA, 1965.

El equilibrio de carga debe lograrse a lo largo de la longitud total del alimentador primario y no sólo conforme a las corrientes de línea del alimentador a la salida de la subestación. Si un alimentador sólo sirve cargas trifásicas, el equilibrio no es un problema por presentar en su mayoría desequilibrios poco considerables. Donde existen ramales monofásicos, es decir cada fase de un alimentador sirve todos los transformadores de distribución en un sector, es necesario seleccionar las áreas de la fase tal que la carga en cada fase sea la misma.

1.2.3.3 Técnicas y Métodos para Balancear Cargas

Se han propuestos diferentes técnicas y métodos para dar solución al balanceo de carga en alimentadores primarios, tales como Simulated Annealing, Colonia de hormigas, algoritmos evolutivos, algoritmos de búsqueda tabú que han mostrado un importante desarrollo en los últimos años para dar solución a diferentes problemas de optimización.

En lo que concierne al balance de carga se tratará los temas de Simulated Annealing y colonias de hormigas, se dará más énfasis a estos métodos que serán explicados a continuación:

Simulated Annealing

Es una técnica de optimización combinatorial basada en el proceso físico de templado de materiales, este proceso consiste en la formación de estructuras cristalinas, de condiciones de resistencia mecánica superiores, durante un proceso de enfriamiento antecedido por una elevación de la temperatura. Para el problema de balanceo de fases, utiliza la aleatoriedad que permite al método escapar de óptimos locales mientras que las fases de enfriamiento hacen la búsqueda cada vez más localizada.[11]

Colonias de Hormiga

Esta técnica toma su inspiración del comportamiento de búsqueda de alimentos de las hormigas reales, para resolver complejos problemas combinacionales. Algunas de sus principales características son el refuerzo positivo de las buenas soluciones y su alta capacidad de paralelización.

Los algoritmos de ACO son esencialmente algoritmos constructivos: en cada iteración del algoritmo, cada hormiga construye una solución al problema recorriendo un grafo

, que representa los posibles pasos que la hormiga puede dar, tiene asociada dos tipos de información que guían el movimiento de la hormiga: Información heurística y rastros de feromona artificiales, que miden el movimiento de un nodo a otro.[11]

1.2.3.3 Restricciones para el Balanceo de Carga

Cualquiera que sea el criterio o metodología seleccionada, se debe asegurar que cumpla con las restricciones mínimas que son:

- Que los índices de desbalance estén de acuerdo a los realizados por la empresa.
- Que los niveles de tensión máximo y mínimo del alimentador se han tomados en cuenta.
- Que no sean excedidos los límites térmicos de las líneas.

1.2.3.4 Beneficio del Equilibrio de Carga en un Alimentador

Entre los beneficios que se pueden obtener a partir del balanceo de carga en las Redes de Media Tensión y que benefician tanto a la empresa distribuidora como a los usuarios; se puede citar los siguientes:

- Mejora el voltaje igualando las caídas de tensión en cada fase a lo largo del alimentador.
- Mejora la capacidad de conducción en las líneas.
- El beneficio de este análisis, puede ser realizado sin invertir capital económico.

1.3 SOFTWARE DISPONIBLES EN LA CNEL S.A-REGIONAL EL ORO

El departamento de planificación de la CNEL S.A – Regional El Oro, cuenta con diversos paquetes computacionales, que permiten realizar estudios y análisis técnicos – económicos de las redes de subtransmision, distribución y baja tensión, entre los cuales podemos mencionar: Power World, Elplek, Flujos Deterministicos, Solelectrical, SynerGEE Electric, GIS. Estos dos últimos se detallaran a continuación.

1.3.1 Sistema de Información Geográfica de la CNEL S.A - Regional El Oro

Los Sistemas de Información Geográfica (SIG) son herramientas utilizadas para el almacenamiento, manipulación, análisis, recuperación y despliegue de datos referenciados geográficamente. Puede almacenar y manipular información de todo tipo, por ejemplo demográfico, físico, biológico, cultural y económico. Los SIG suministran herramientas poderosas para manejar aspectos geográficos y ambientales, estos sistemas permiten almacenar información de una región determinada como un grupo de mapas y cada uno despliega información específica de una característica de la región.[13]

En la CNEL S.A.-REGIONAL EL ORO desde hace más de 2 años se trabaja en la constante actualización y mejoramiento de un SIG basado en la plataforma de ArcGis de la casa comercial **ESRI**, esta incluye un conjunto de aplicaciones integradas que juntas dan como resultado un sistema donde se puede realizar cualquier tarea del SIG, desde lo más simple hasta lo más complejo, incluyendo el mapeo, manejo de datos, análisis geográficos, edición de datos, y el geoprocesamiento. ArcGIS es un sistema comprensivo, integrado, y escalable diseñado para resolver las necesidades de usuarios en materia del SIG, lo que lo convierte en una excelente herramienta para el control, administración, planificación, crecimiento y ampliación de las redes de distribución de energía de la Empresa Electrica.

[13] Geosystemas, “ArcGis”. 2009

En la CNEL, el ArcMap está constituido por capas de referencias geográficas como cantones, parroquias, etc., y capas de información referente a la red de distribución, georeferenciados sobre las otras capas, lo que da una visualización clara de la ubicación de cada elemento de la red. En este software es sencillo ubicar cualquier dispositivo, desde una subestación hasta un medidor específico de un cliente. En la figura se muestra la interface de usuario del ArcMap de la CNEL – Regional El Oro.

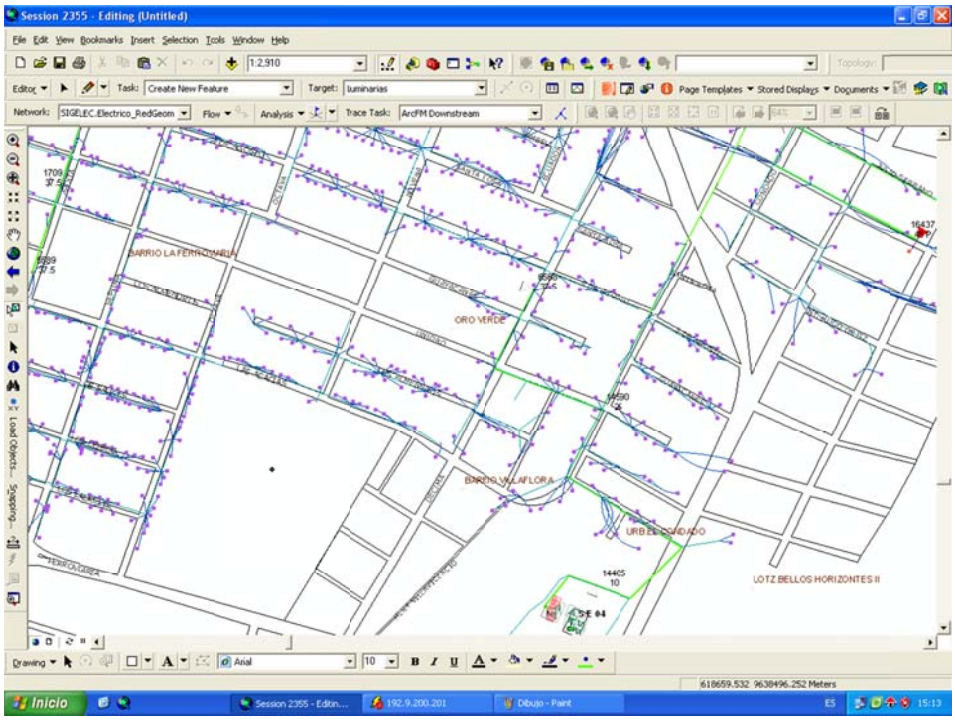


Fig. 1-8 Interface grafica de ArcMap Editor

Sin embargo, las ventajas que presenta ArcGis están limitadas a una referencia geográfica y un almacenamiento de datos de cada elemento, es decir no es posible realizar un análisis del comportamiento y características eléctricas de un determinado circuito. Por ejemplo, un segmento de un alimentador en ArcGis es básicamente una línea con una ubicación geográfica determinada y un conjunto de datos almacenados como longitud, número de fases, configuración, calibre, etc.

1.3.2 Programa de Simulación de Distribución eléctrica SYNERGEE ELECTRIC 3.8

SynerGEE® Electric es un software de simulación usado para modelar y analizar sistemas eléctricos de distribución, la compañía proveedora de este programa es Advantica de origen estadounidense, la misma que es líder mundial en tecnología de simulación e ingeniería, este programa tiene la capacidad de:

- Análisis de flujos de carga.
- Flujos de falla.
- Confiabilidad.
- Armónicos.
- Contingencias.
- Coordinación de dispositivos de protecciones.
- Pronostico de la Demanda Eléctrica.
- Aplicaciones de Distribución de carga,
- Balanceo de carga.
- Dimensionamiento y ubicación de Capacitores.
- Optimización de la configuración del sistema eléctrico (Optimal Switching).
- Localización de fallas.
- Reducción de nodos eléctricos.

Además permite analizar una red utilizando una función de crecimiento de carga, con lo que se puede ver el funcionamiento del sistema en años futuros de acuerdo al crecimiento que se le indique al programa.[14]

Este programa cuenta con una interfaz de usuario fácil de manejar, compuesta por una barra de menús principal en la parte superior, una barra de herramientas debajo de la barra de menús principales, la pantalla principal donde se muestra la red en

[14] SynerGee Electric 3.8, Manual Técnico, 2008

estudio y una barra de exploración de la red mostrada a la izquierda, tal como se puede observar en la figura 1-9.

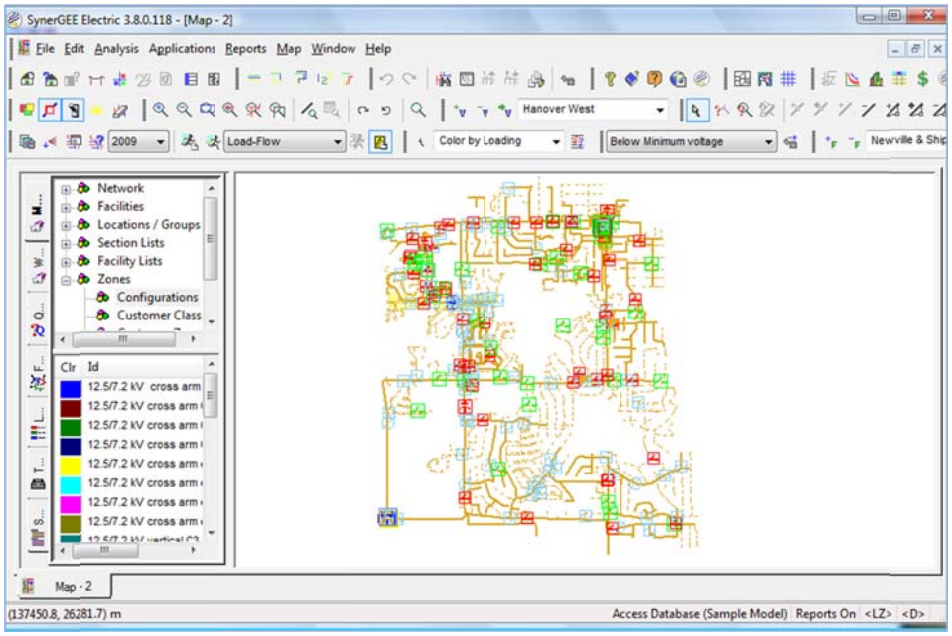


Fig 1-9 Interface de SynerGee Electric 3.8

Synergee Electric 3.8 toma los datos de cada línea o dispositivo (carga, fusible, etc) y los transforma a características propiamente eléctricas, por ejemplo, para un segmento de alimentador que en ArcGis está compuesto por una línea georeferenciada y una serie de datos como configuración, número de fases, tipo de conductor y calibre a la hora de pasar a SYNERGEE, en el proceso de traslado estos datos son transformados a características eléctricas como resistencia, inductancia y capacitancia de ese segmento, características que junto con la longitud del segmento son indispensables para el análisis eléctrico de la red.

2. DESCRIPCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN "MACHALA"

2.1 ÁREA DE INFLUENCIA

La subestación "Machala", se encuentra ubicada en el Km $1^{1/2}$ de la vía La Ferroviaria – El Cambio, cubre zonas del área residencial de las ciudadelas: La Ferroviaria, Aurora, Sauces, Lucha de los pobres, Velasco Ibarra, Hipólito Álvarez, Simón Bolívar, Daquilema, Machala Occidental ,Las Brisas, Pajonal, el Bosque, El Condado, Oro verde, Villa flora, Urdesa Este; urbanizaciones La Carolina, Unioro, San Gregorio, Los Andes; avenidas principales como: Marcelo Laniado, Circunvalación Norte, Palmeras, La ferroviaria, etc. Cubriendo un área aproximada de 16 Km^2, de las zonas del Este, Centro norte y Oeste de la ciudad de Machala.

La figura 2-1 muestra el área de influencia que tiene la subestación, donde se muestra las zonas residenciales antes mencionadas.

2.2 SUBESTACIÓN "MACHALA"

La subestación "Machala", es una de las más grandes y con mayor carga de la Corporación Nacional de Electricidad Regional El Oro, además es una subestación que se enlaza con otras subestaciones a un nivel de tensión de 69 KV como es el caso de la subestación "Los Pinos" y "Machala Centro". Una de las características es su alto porcentaje de carga residencial.

Cuenta con tensiones nominales de 69 KV en la alta tensión y 13.8 KV en la media tensión, tiene una potencia instalada de 27 MVA en sus alimentadores primarios, una demanda aproximada de 14 MW, actualmente está formada por cinco alimentadores primarios de distribución: 0411 Madero Vargas, 0412 Unioro, 0413 Expreso 2, 0414 Emproro y 0415 Condado, que suministran energía eléctrica a diversos sectores urbanos de la ciudad.

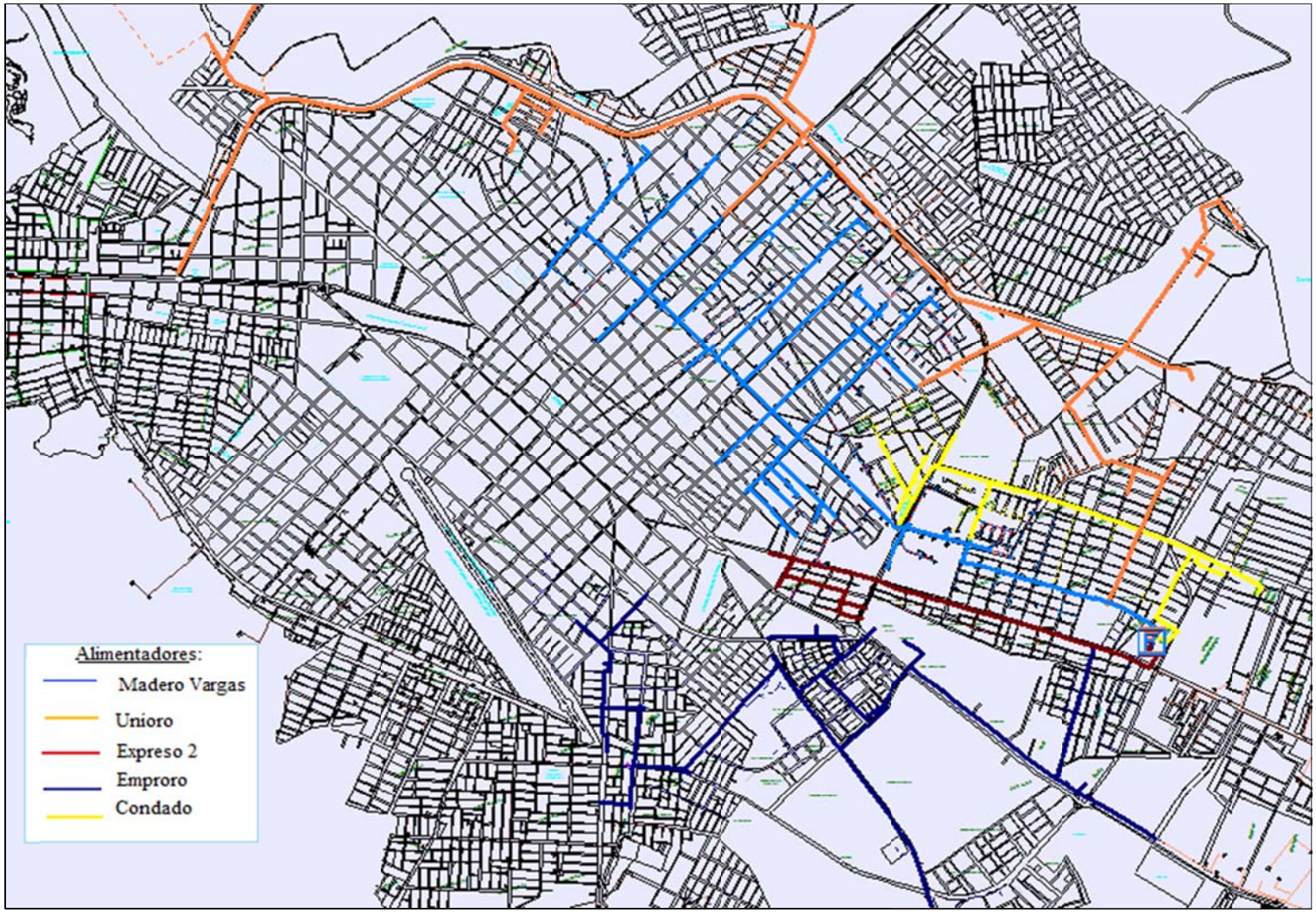


Fig. 2-1 Área de influencia de la Subestación "Machala (**Fuente**: Base de datos de SynerGee Electric 3.8

La figura 2-2 muestra una vista de las estructuras de alta y media tensión, equipos de protección y maniobras de la subestación.

Fig. 2-2 Vista de la Subastación "Machala

Cuenta con dos transformadores de potencia de 10/12.5 MVA. El primero de estos es marca Yorkshire y el segundo, marca Brush ambos de procedencia inglesa. Los transformadores de potencia tienen conexión Y/y, una relación de transformación 69/13.8 KV; de aquí se alimenta la barra de donde salen los cinco alimentadores primarios y un capacitor para compensación reactiva de 1.2 MVar.

Dispone de equipos de protecciones que están a cargo de la protección de los alimentadores primarios tales como: interruptores de potencia, relés, reconectadores; además de los seccionadores de línea y seccionadores fusibles. La disposición de todos estos equipos se lo aprecia en el diagrama unifilar (figura 2-3) de esta subestación que se presenta a continuación.

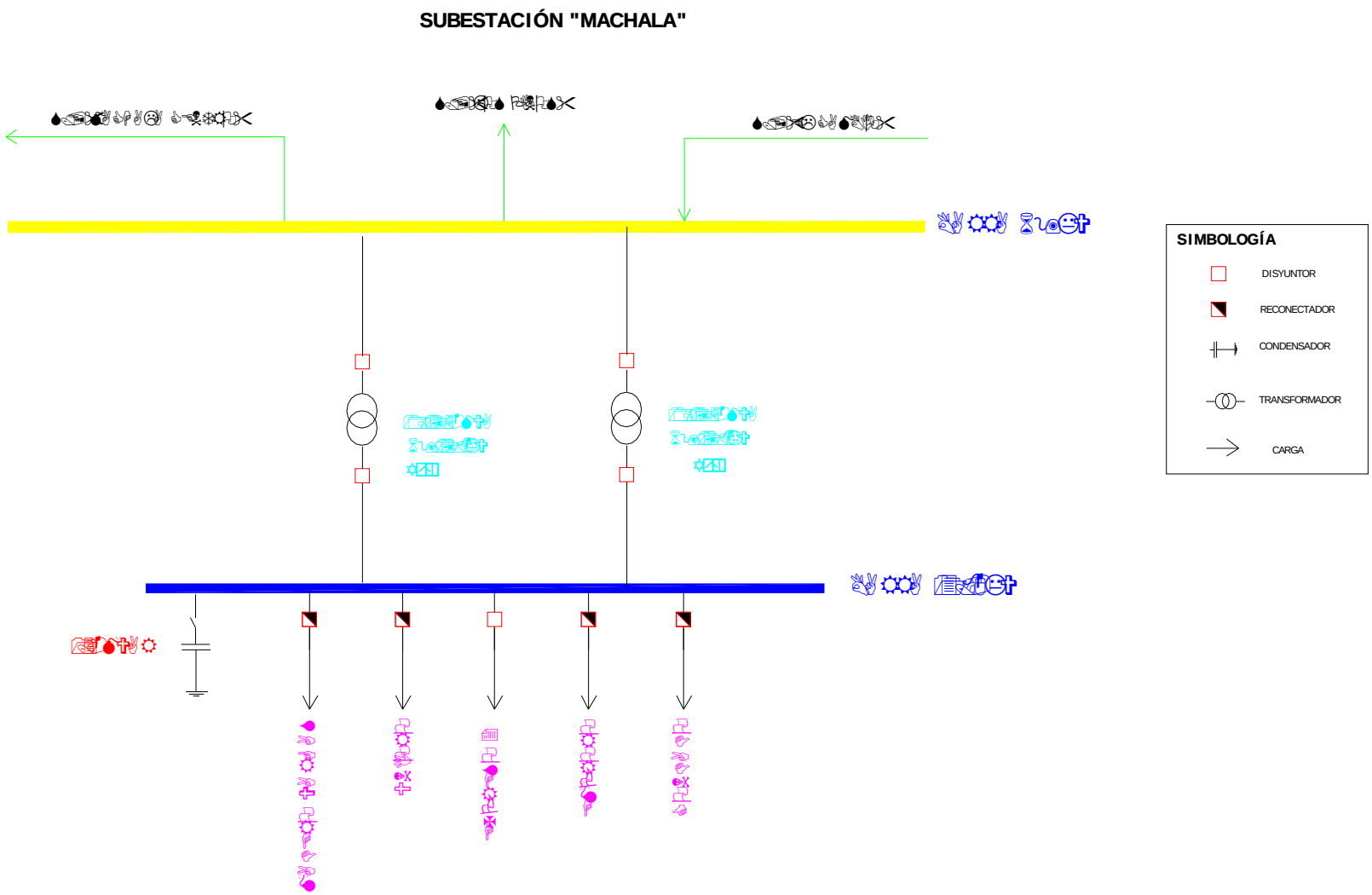


Fig. 2-3 Diagrama Unifilar de la Subestación “Machala”

2.3 ALIMENTADORES PRIMARIOS

El sistema primario de la subestación "Machala" opera en forma radial, toma la energía de la barra de 13.8 KV y la entrega a los transformadores de distribución que brindan energía a los usuarios conectados a la red. El nivel de voltaje de los alimentadores Madero Vargas, Unioro, Expreso 2, Emproro y Condado es de 13.8 KV. La expansión o modificación del sistema primario esta dado por el incremento de usuarios y de la demanda eléctrica. Los alimentadores disponen de equipos para la protección, seccionamiento y transferencia de carga, en caso de mantenimiento o contingencias.

La Figura 2- 4 muestra la salida o cabecera principal de los alimentadores primarios a los distintos sectores de la ciudad.

Fig. 2-4 Salida de los Alimentadores de la S/E "Machala"

A continuación se dará una pequeña explicación detallada de los alimentadores primarios, con sus principales características constructivas y de funcionamiento.

2.3.1 Alimentador Madero Vargas

El alimentador "Madero Vargas" es un circuito de distribución de tipo radial aéreo, que pertenece a la subestación "Machala", tiene una considerable carga instalada cubre un área de servicio específica de 4.36 km^2, ubicado en el sector urbano de la ciudad, por lo que es considerado representativo para el sistema de distribución primaria.

Este alimentador identificado como 0411, se caracteriza por ser extenso, su ramal principal se dirige hacia el oeste por la avenida Marcelo Laniado, hasta las Palmeras, brindando servicio a las ciudadelas: La ferroviaria, Aurora, Unioro, etc. La Figura 2-5 muestra el área de cobertura del primario con las principales vías de transporte y Ciudadelas.

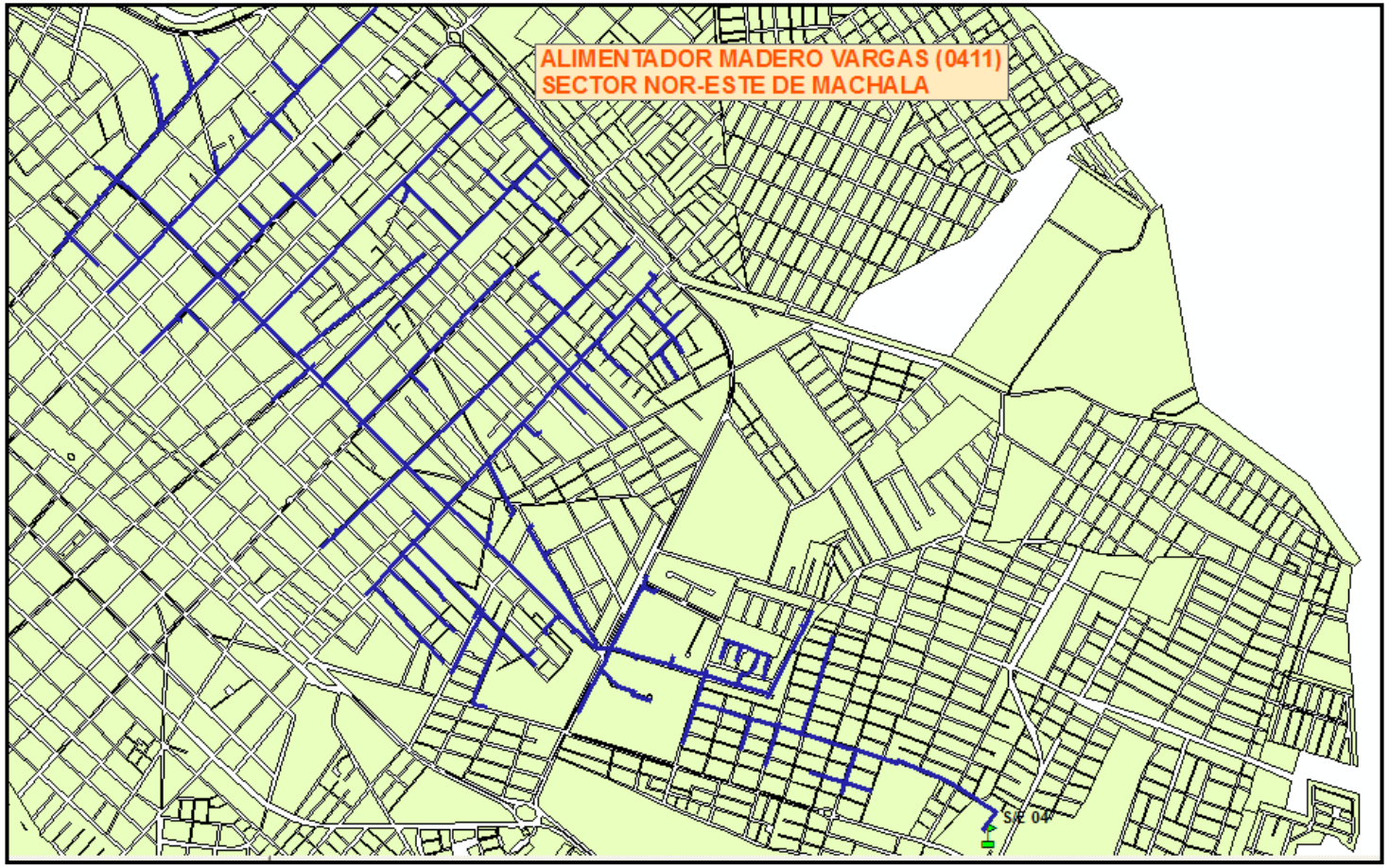
Una información detallada de todas las características del primario se presenta en la tabla No 2-1

Tabla N° 2-1 Características principales del primario Madero Vargas

Descripción	***Detalle***
Subestación	Machala
Longitud del primario (m)	3900
Carga instalada (KVA)	12740
Demanda máxima registrada (KW)	5524
Nivel de voltaje (KV)	13.8
Numero de transformadores	250
Número de abonados	9668
Energía(KWh)	1627278

Fuente: Departamento de Planificación, CNEL-El Oro, 2009

Fig. 2-5 Área de cobertura del Primario Madero Vargas de la S/E Machala



Fuente: Base de datos del GIS, CNEL-El Oro

2.3.2 Alimentador Unioro

El alimentador "Unioro" es un circuito radial aéreo, tiene una considerable carga instalada cubre un área servicio específica de 5.7 km2, ubicado en el sector urbano de la ciudad.

El Alimentador Unioro identificado como 0412 en la subestación, se caracteriza por ser extenso, su ramal principal se dirige de Este a Oeste por la vía a Limón hasta la Circunvalación Norte, brinda el servicio a las Ciudadelas: Aurora, parte de la Ferroviaria, Sauces, extendiéndose por todo la Circunvalación norte entre los más importantes. La Figura 2-6 muestra el área de cobertura del primario con las principales vías de transporte y ciudadelas.

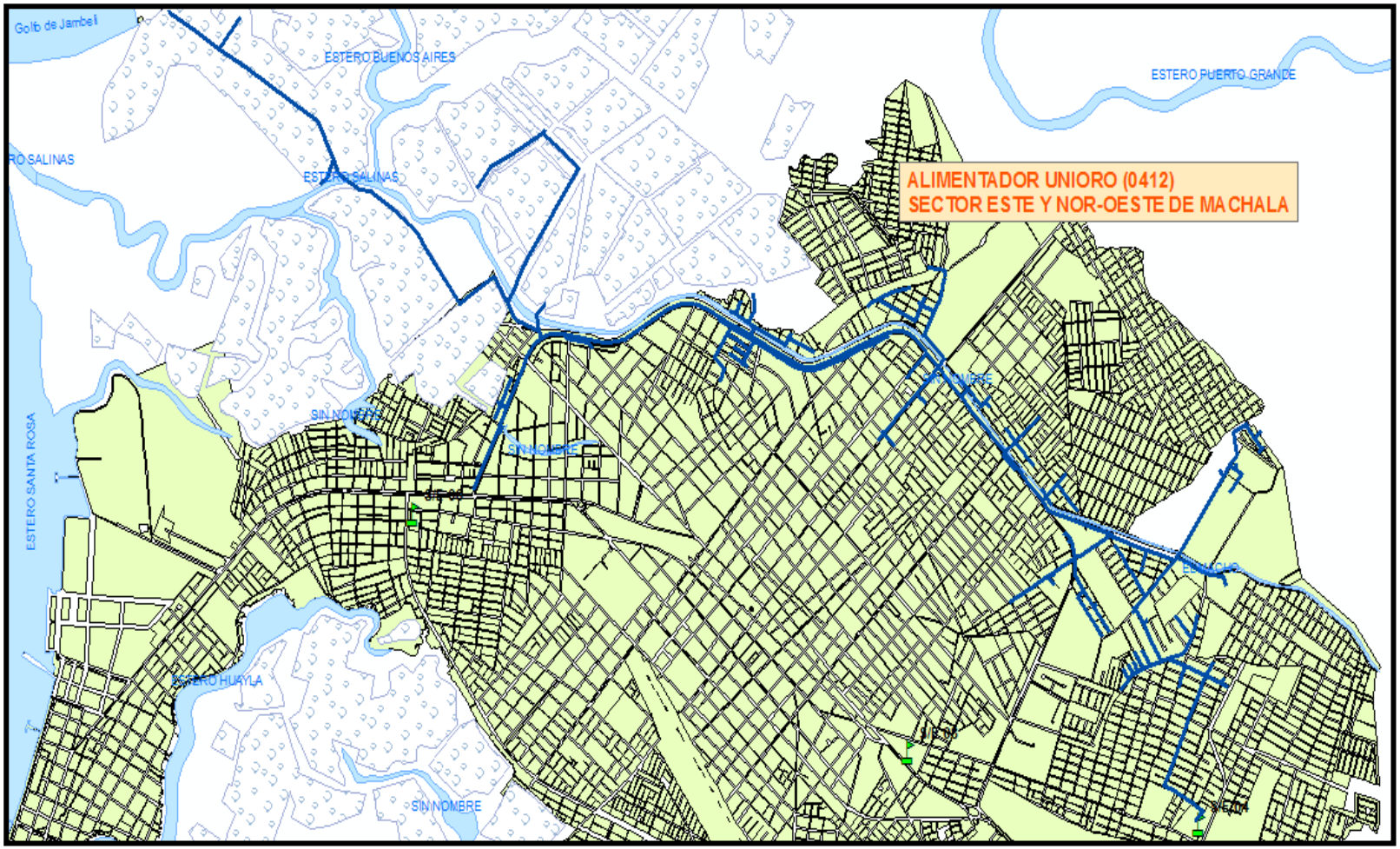
Una información detallada de todas las características del primario se presenta en la Tabla Nº 2-2.

Tabla N° 2-2 Características principales del primario Unioro

Descripción	*Detalle*
Subestación	Machala
Longitud del primario(m)	4900
Carga instalada (KVA)	2970
Demanda máxima registrada (KW)	1946
Nivel de voltaje (KV)	13.8
Numero de transformadores	77
Número de abonados	3462
Energía(KWh)	545161

Fuente: Departamento de Planificación, CNEL-El Oro, 2009

Fig 2-6 Área de cobertura del Primario Unioro de la S/E Machala



Fuente: Base de datos del GIS, CNEL-El Oro

2.3.3 Alimentador Expreso 2

El alimentador "Expreso 2" es un circuito radial aéreo, que pertenece a la subestación de distribución Machala, tiene una considerable carga instalada cubre un área servicio específica de 0.8 km2, se caracteriza por ser un alimentador tipo Expreso que se enlaza con la subestación "Machala Centro".

El Alimentador Expreso 2 identificado como 0413 en la subestación, brinda el servicio a las Ciudadelas: Lucha de los pobres, parte de la ferroviaria, Velasco Ibarra, Simón Bolívar, La Garzota, Hipólito Álvarez, Aurora entre los más importantes. La Figura 2-7 muestra el área de cobertura del primario con las principales vías y zonas urbanas.

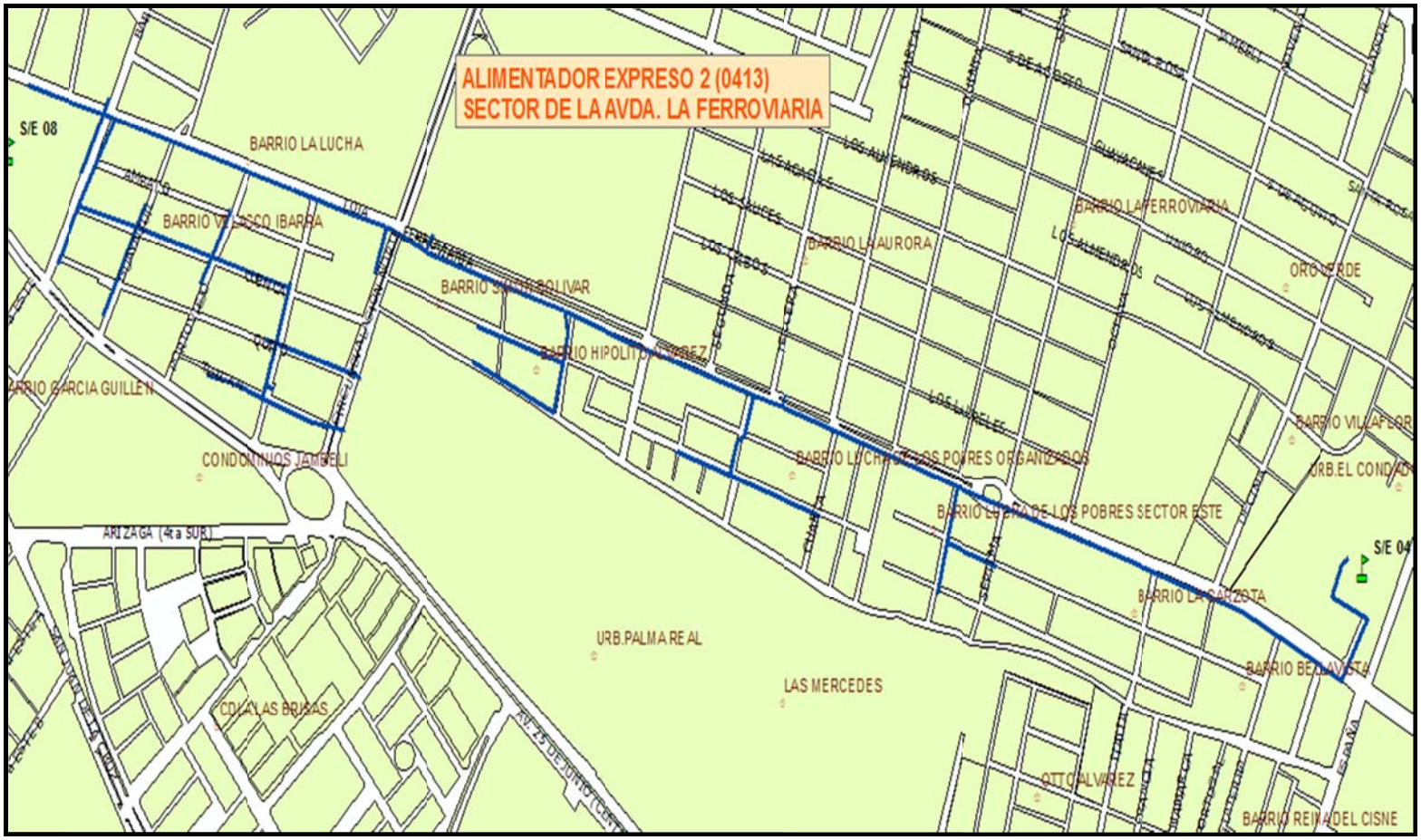
Una información detallada de todas las características del primario se presenta en la tabla N° 2-3.

Tabla N° 2-3 Características principales del primario Expreso 2

Descripción	*Detalle*
Subestación	Machala
Longitud del primario(m)	2100
Carga instalada (KVA)	1288
Demanda máxima registrada (KW)	2970
Nivel de voltaje (KV)	13.8
Numero de transformadores	35
Número de abonados	1126
Energía(KWh)	54380

Fuente: Departamento de Planificación, CNEL-El Oro, 2009

Figura 2-7 Área de cobertura del Primario Expreso 2 de la S/E Machala



Fuente: Base de datos del GIS, CNEL-El Oro

2.3.4 Alimentador Emproro

El alimentador "Emporo" es un circuito radial aéreo, tiene una considerable carga instalada cubre un área servicio específica de 3.86 km2, ubicado en el sector urbano de la ciudad, por lo que es considerado representativo para el sistema de distribución primaria.

El Alimentador Emproro identificado como 0414 en la subestación, brinda el servicio a las Ciudadelas: Las Brisas, Pajonal, el Bosque, Otto Álvarez, Los Rosales, El triunfo, Reina del Cisne, Las Acacias, Lilian María, La Cuatro mil entre los más importantes. La Figura 2-4 muestra el área de cobertura del primario con las principales vías de transporte y zonas residenciales.

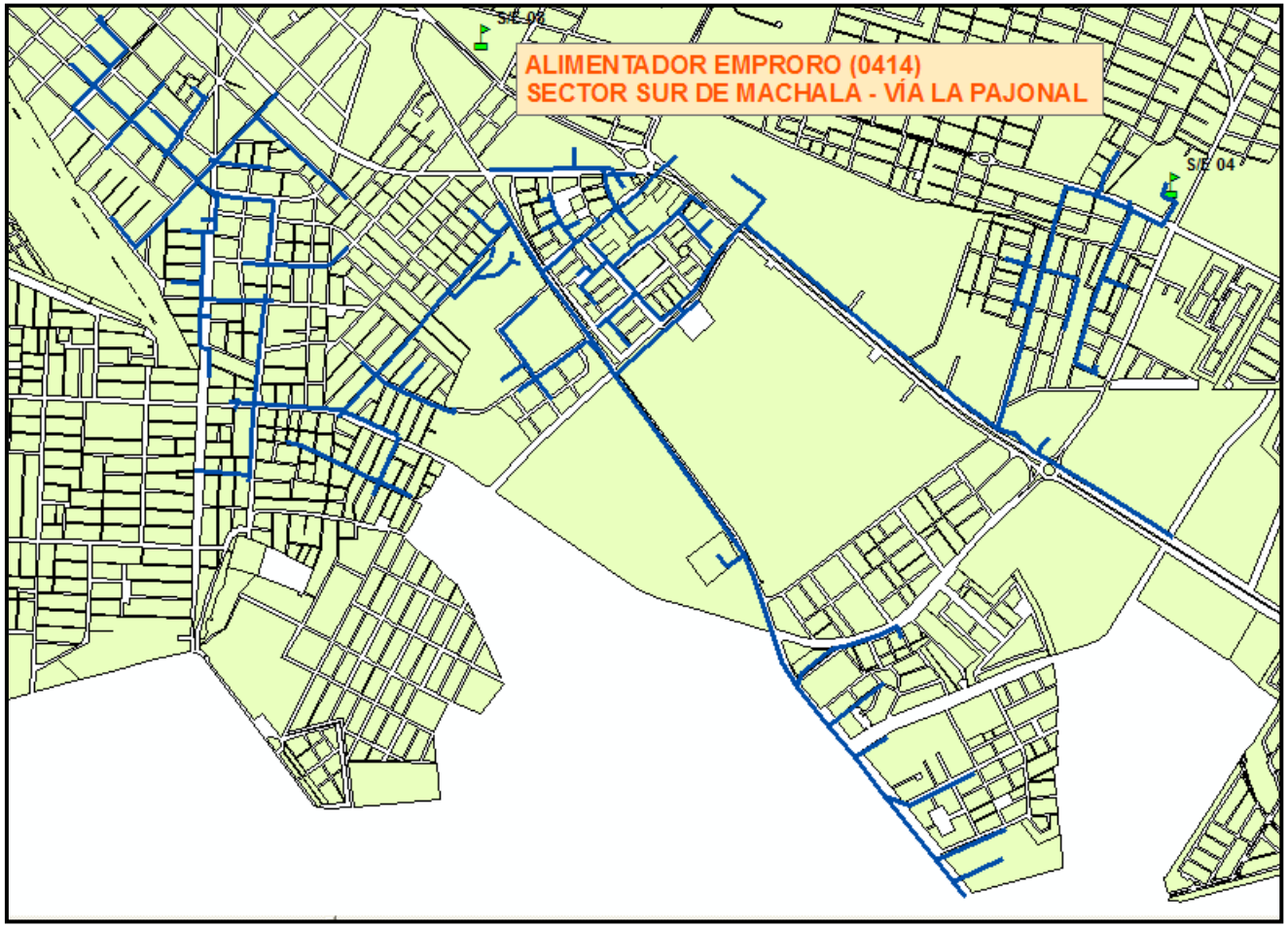
Una información detallada de todas las características del primario se presenta en la tabla Nº 2-4.

Tabla N° 2-4 Características principales del primario Emproro

Descripción	*Detalle*
Subestación	Machala
Longitud del primario(m)	2500
Carga instalada (KVA)	2583
Demanda máxima registrada (KW)	3932.4
Nivel de voltaje (KV)	13.8
Numero de transformadores	90
Número de abonados	2460
Energía(KWh)	634240

Fuente: Base de datos de SynerGEE Electric, CNEL-El Oro

Fig. 2-8 Área de cobertura del Primario Emproro de la S/E Machala



Fuente: Base de datos del GIS, CNEL-El Oro

2.3.5 Alimentador Condado

El alimentador "Condado" es un circuito radial aéreo, que pertenece a la subestación de distribución Machala, tiene la menor carga instalada cubre un área servicio específica de 1 km^2, ubicado en el sector urbano de la ciudad. Este alimentador fue creado para disminuir la carga de los alimentadores Madero Vargas y Unioro en las zonas residenciales de La Ferroviaria, Aurora, Villaflora y Condado.

El Alimentador Condado identificado como 0415 en la subestación, brinda el servicio a las Ciudadelas de: El Condado, Villa flora, parte de Unioro, Urdesa este, La Carolina, Machala Occidental entre los más importantes. La Figura 2-5 muestra el área de cobertura del Primario.

Una información detallada de todas las características del primario se presenta en la tabla N° 2-5.

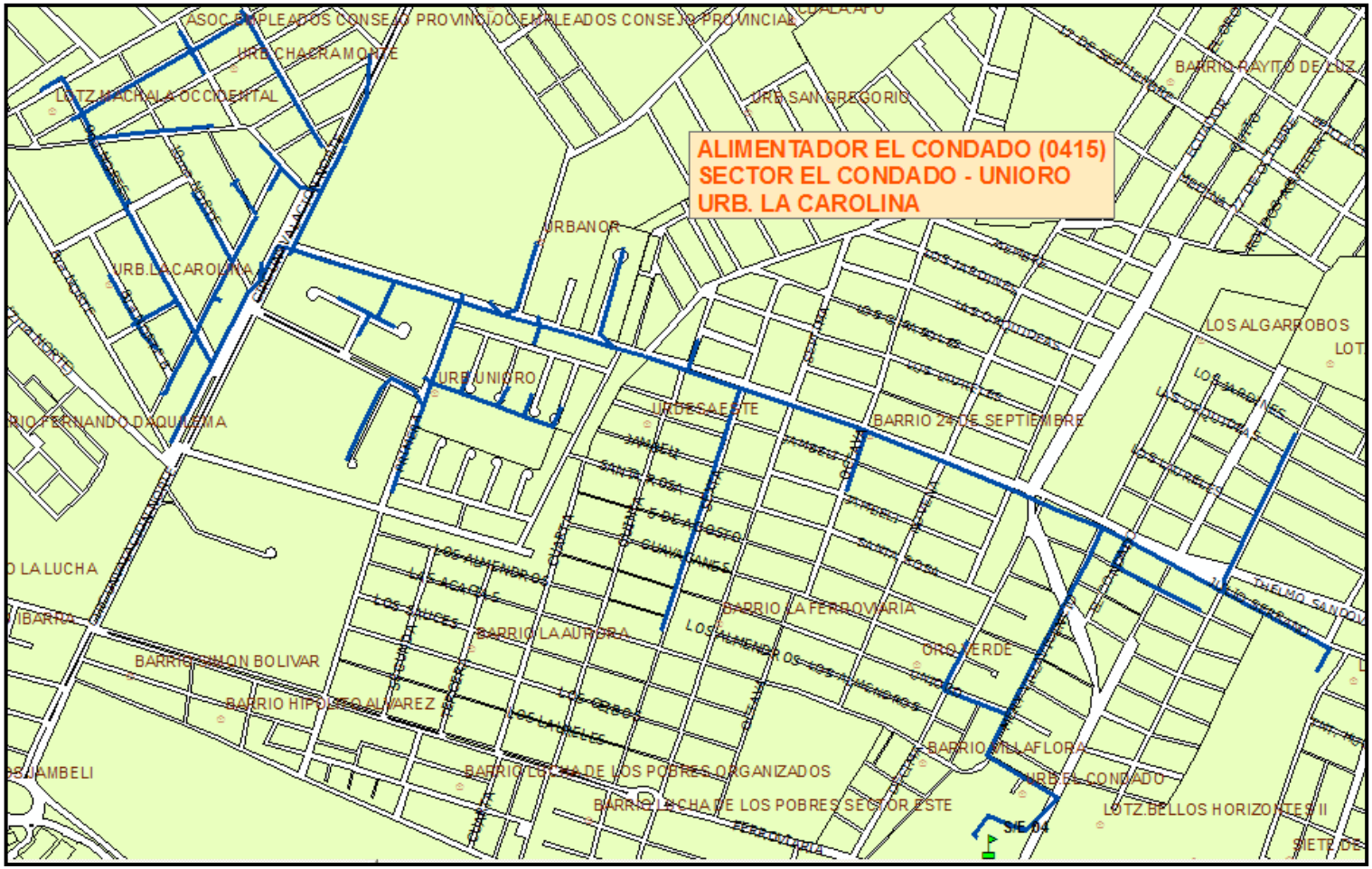
Tabla N° 2-5 Características principales del primario Condado

Descripción	***Detalle***
Subestación	Machala
Longitud del primario(m)	2800
Carga instalada (KVA)	2583
Demanda máxima registrada (KW)	2097
Nivel de voltaje (KV)	13.8
Numero de transformadores	90
Número de abonados	1130
Energía(KWh)	342133

Fuente: Base de datos de SynerGEE Electric, CNEL-El Oro

Como podemos apreciar en las descripciones anteriores de los alimentadores el alimentador Madero Vargas es el de mayor demanda y longitud de la subestación "Machala".

Fig. 2-9 Área de cobertura del Primario Condado de la S/E Machala



FUENTE: Base de datos del GIS, CNEL-El Oro.

2.4 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Los transformadores de distribución constituyen la carga del alimentador para la modelación en el programa de simulación SynerGEE Electric, es importante tener datos verdaderos, es decir obtener la cantidad exacta de transformadores instalados en los alimentadores. La información recopilada en transformadores se resume de la siguiente forma:

- Potencias nominales de los transformadores.
- Número de Transformador (número de identificación en las bases de la empresa)
- Tipo de transformador (convencional, auto protegido).
- Fase de conexión (A, B, C).

Los alimentadores de la subestación "Machala" cuenta con 606 transformadores de distribución, con una capacidad instalada de 27.65 MVA, a continuación se puede revisar la tabla 2.6 donde se muestran, datos característicos de cada uno de los transformadores de distribución instalados en los alimentadores de la subestación "Machala", estos datos fueron proporcionados por la unidad de información geográfica (GIS) del Departamento de Planificación de la CNEL- Regional El Oro y de la base de equipo del programa de análisis.

Tabla N° 2-6 Transformadores instalados en los Alimentadores de la S/E "Machala"

Alimentador	Cap. Instalada	Demanda			Transformadores		
	[KVA]	[KW]	[KVAR]	[KVA]	Monofásicos	Trifásicos	Bancos
Madero V.	12740	5488	1491	5687	210	30	10
Unioro	2900	2013	303	2036	72	4	1
Expreso 2	1144	2741	886	2881	27	5	3
Emproro	8430	3773	716	3840	141	12	1
El Condado	2445	1845	365	1881	79	11	-

Fuente: Base de datos de SynerGEE Electric 3.8

La ubicación de los transformadores fue tomada del GIS, en el Anexo A, se muestra las características principales de los transformadores de distribución de los alimentadores primarios.

Los transformadores de distribución en las alimentadoras de la Subestación tienen un rango de cargabilidad de 22 aun 30%, siendo el 60 el valor máximo de carga encontrado en la hora pico, estos valores se los obtuvo de las bases de datos del programa de análisis.

2.5 RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES

En lo referente a la reconfiguración de Alimentadores primarios (Transferencia de Carga), la CNEL- Regional El Oro no ha realizado estudios para su aplicación en sus redes de Media Tensión. Algunas reconfiguraciones de los alimentadores implican transferencia de carga entre alimentadores de una misma subestación, o entre subestaciones.

Podemos citar algunos casos de transferencias de carga llevadas a cabo por la CNEL – Regional El Oro;

- Se las han realizado por la necesidad de disminuir la cargabilidad de los alimentadores.
- Tener alternativas de alimentación del circuito en el caso de una falla, o mantenimiento del circuito.
- Situaciones de emergencia.

Estas transferencias se las realizan por medio de Desconectadores Cuchilla de Media Tensión, que son equipos que se operan sin carga, instalados en zonas de influencia entre alimentadores de la misma subestación o de una distinta. En Algunos casos existe estos equipos implementados con otros para funcionar bajo carga, pero en los alimentadores en estudio son muy pocos, ver figura 2-10 y 2-11

En la Red Principal de los Alimentadores, no consta de seccionamiento, que permita dividir el alimentador en varias secciones, donde se pueda transferir carga, y permite una mayor flexibilidad operativa sin dejar de lado la calidad del servicio eléctrico.

Fig. 2-10 Desconectadores Cuchilla

Fig. 2-11 Desconectadores Cuchillas
con interruptores en aceite

2.6 BALANCE DE ALIMENTADORES

En lo que concierne al desbalance no se presenta un rango que este establecido en el Reglamento de Calidad de Servicio Eléctrico, en este estudio será utilizado un rango de (mas – menos) 10% del promedio de corriente rango considerado por el Departamento Técnico de CNEL- Regional El Oro). La tabla 2-7, muestra las corrientes medidas en cada una de las fases de las alimentadoras y su promedio.

El procedimiento realizado por la Empresa Eléctrica, se enmarca en la utilización de diagramas unifilares de los alimentadores, donde se ubica el número de cargas, se realizan las mediciones de corriente y factor de potencia. Se procede a determinar el porcentaje de desbalance en las tres fases, obtenidos estos resultados se reubican las cargas (redistribución de cargas entre fases), y para su comprobación se realizan mediciones, hasta conseguir el balance propuesto.

En la tabla 2-7 podemos observar los máximos desbalances que se presentan en los Alimentadores. Los valores indicados de corrientes son en demanda máxima, se tomo como valor referencial a esta demanda, por ser la de mayor consumo y elevadas corrientes. Para obtener los desbalances por fase se utilizo la ecuación (1), dada en el capítulo 1.

Tabla N° 2-7 % Desbalance de Alimentadores

		Corrientes			Promedio	%Desbalance		
	Alimentador	*I_A*	*I_ B*	*I_C*	*IProm.*	*Fase A*	*Fase B*	*Fase C*
SUBESTACIÓN "MACHALA"	Madero V.	240.14	211.38	226.38	225.97	6.27	6.46	0.18
	Unioro	62.96	88.85	89.50	80.44	21.73	10.46	11.26
	Expreso 2	112.94	95.44	118.11	109.08	3.54	12.49	8.95
	Emproro	152.68	148.92	144.75	148.79	2.62	0.09	2.71
	Condado	86.97	87.41	97.02	90.47	3.87	3.38	7.25

Fuente: Curva de carga de los alimentadores primarios.

La tabla 2-8 muestra la carga instalada por fase de los alimentadores primarios, por medio de esta se obtiene el porcentaje de desbalance presentado por cada KVA- fase instalada. Para ello se necesito la carga en KVA por fase y esta se obtuvo de la base de

datos del programa de simulación, que la divide por fase respectivamente, luego se procede a realizar los cálculos utilizando la ecuación (1), que a diferencia de utilizar la corriente son los KVA conectados por fase.

Tabla N° 2-8 % Desbalance de Alimentadores por carga instalada

		Carga Instalada			Promedio	% Desbalance		
	Alimentador	*KVA_fA*	*KVA_f B*	*KVA_f C*	*KVA*	*Fase A*	*Fase B*	*Fase C*
SUBESTACIÓN "MACHALA"	Madero V.	4339.58	4172.08	4228.33	4246.67	2.19	1.76	0.43
	Unioro	1916.66	1506.66	1284.16	1569.17	22.15	3.98	18.16
	Expreso 2	333.75	615	351.25	433.33	22.98	41.92	18.94
	Emproro	2740	3147.5	2542.5	2810.00	2.49	12.01	9.52
	Condado	1030	902.5	1275	1069.17	3.66	15.59	19.25

Fuente: Base de datos de los transformadores de SynerGee Electric 3.8

2.7 BANCOS DE CAPACITORES

En los alimentadores de la Subestación "Machala", se encuentran instalados bancos de Capacitores, que ayudan al mejoramiento de factor de potencia, reducción de potencia reactiva, entre otros aspectos los capacitores instalados en las redes de media tensión son bancos fijos, con rangos de potencia que van desde los 300, 600 y 1200 KVar. En la figura 2-12, se puede apreciar un banco de capacitores de 600 KVar instalado en el alimentador Emproro con las características mencionadas anteriormente.

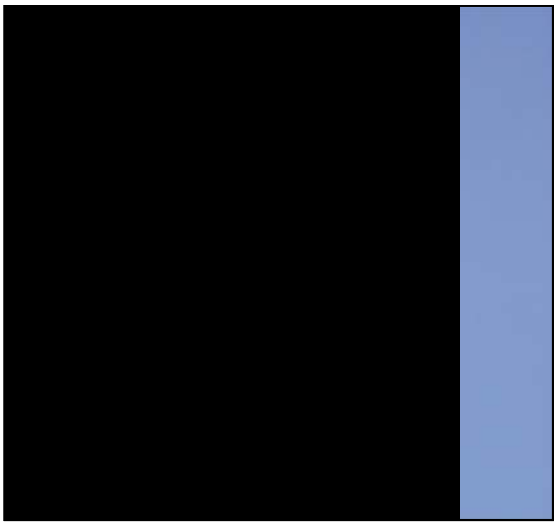


Fig. 2-12 Banco de Capacitores de 600 KVar.

En la tabla 2-9, se muestra la ubicación actual, dirección y capacidad de los banco de capacitores.

Tabla N° 2-9 Descripción de Capacitores

Alimentador	Numero de Capacitores	Ubicación en [Km]	Dirección	Capacidad [Kvar]
Madero Vargas	1	2.5	Marcelo L. y Napoleón Mera	600
Unioro	1	2	Vía a Limón (Ciudadela los Andes)	600
Unioro	1	0.04	Salida de Subestación	600
Expreso 2	-	-	-	-
Emproro	1	0.05	Dentro de la Subestación	600
Condado	-	-	-	-

Fuente: Departamento de Planificación, CNEL-El Oro, 2009.

En la Tabla N° 2-9, el banco de capacitores del Alimentador Unioro, ubicado en la vía Limón, Ciudadela los Andes, se encuentra actualmente desconectado, con lo que no aporta potencia reactiva alguna. La aportación de los bancos fijos instalados en los alimentadores primarios da un total de 2 400 KVar, sin dejar de lado los 1 200 KVar que se encuentran en la barra de 13.8 KV de la subestación.

En la tabla 2-10, podemos apreciar los factores de potencia, dada en la regulación 004/02 del CONELEC, que corresponde a cada demanda presentada en los Alimentadores, sea esta punta, media y base. Según lo visto en la tabla en demanda punta el factor de potencia debe ser 0.96 o superior a este, de igual forma en media, lo que cambia para demanda base a 0.99 o menor a este valor, estos valores se aplican en las distintas distribuidoras de energía del país, otro punto de vista importante es el límite mínimo en factor de potencia dado a nivel de alimentadores es de 0.92

Tabla N° 2-10 Factores en puntos de Entrega

Factor de Potencia		
	Demanda Punta	Fp = **0.96** o superior inductivo
Distribuidoras	Demanda Media	Fp = **0.96** o superior inductivo
	Demanda Base	Fp = **0.99** o menor inductivo

Fuente: Regulación 004/02 del CONELEC, 2009

La tabla N° 2-11, muestra los factores de potencia promedio de los cinco alimentadores primarios realizadas para cada una de las tres demandas. Para poder desarrollar esta tabla, se utilizo criterios dados en la Regulación 004/02 y los reportes de las mediciones durante un año esto comprendió desde septiembre del 2008 hasta septiembre del 2009, donde se promedio en intervalos de 10 minutos cada hora del día, para los cuatros primarios el mes de mayor de demanda fue abril del 2009 mientras para el alimentador Condado el mes de Diciembre, cabe indicar que para este alimentador solo registro medición para este mes, anteriormente no contaba con medición en su cabecera principal.

Tabla N° 2-11 Factores de Potencia Promedio de los Alimentadores

Día	Laborable			Sábado		Domingo		Feriado	
Alimentador	**Fp promedio**			**Fp promedio**		**Fp promedio**		**Fp promedio**	
	D. Base	D. Media	D. Máxima	D. Base	D. Máxima	D. Base	D. Máxima	D. Base	D. Máxima
Madero V.	0.9467	0.9407	0.9550	0.9551	0.9555	0.9521	0.9543	0.9505	0.9561
Unioro	0.9830	0.9765	0.9849	0.9854	0.9845	0.98016	0.9858	0.9810	0.9828
Expreso 2	0.9739	0.9743	0.9749	0.9732	0.9736	0.9733	0.9736	0.9705	0.9721
Emproro	0.9701	0.9717	0.9753	0.9650	0.9746	0.9643	0.9723	0.9601	0.9720
Condado	0.8447	0.8451	0.9014	0.8505	0.8919	0.8457	0.8939	0.8294	0.8905

Fuente: Curvas de carga (Elaboración propia)

Demanda Base

Esta demanda tiene el horario que va desde las 00:00 horas hasta las 7:00 horas y de 23:00 horas a 00:00 horas. En demanda base se tiene la menor demanda de potencia y está constituida por el alumbrado público, comercios, industrias que tienen turno nocturno. Para este periodo el factor de potencia debe ser menor a 0,99 para los agentes distribuidores y grandes consumidores.

Demanda Media

Este periodo comprende entre las 8:00 hasta las 17:00 horas y sólo la tiene los días laborables por que básicamente esta demanda la componen las cargas que se utilizan en

las oficinas, industrias y empresas que sólo trabajan de lunes a viernes. La normativa indica que en este periodo el factor de potencia debe ser igual a 0,96 o mayor inductivo.

Demanda Punta

En cada día de la semana se tiene cinco horas de demanda punta que empieza a las 18:00 horas y termina a la 22:00 horas. En este periodo se llega a la demanda máxima entre las siete y ocho de la noche, debido a que la carga más representativa en esta demanda es la de los usuarios residenciales más el alumbrado público. De igual manera que en el periodo de demanda media el valor mínimo permitido para el factor de potencia es 0,96 o mayor inductivo.

2.8 CURVAS DE CARGA

Actualmente en la subestación "Machala" se tienen instalados registradores electrónicos, los que se encuentran ubicados en la salida de los cinco alimentadores primarios, estos registradores permiten obtener mediciones cada diez minutos de voltaje, corriente, potencia, factor de potencia, energía y con estos datos se lleva una estadística de comportamiento de los circuitos primarios mes a mes, con la disponibilidad de los datos se determinó las curvas de carga para los primarios en estudio.

Para determinar la demanda con la que se debe realizar el análisis de los flujos se determinó una curva de carga con los primarios que intervienen en el área de estudio, en el mes de mayor demanda, esta depende de cada alimentador. La curva mensual fue desagregada en curva laboral, fin de semana y feriados. El comportamiento en la mayoría de los casos es del tipo residencial a diferencia del alimentador Expreso 2 tiene un comportamiento mixto: comercial residencial.

Las figuras desde la 2-13 hasta 2-17 muestran las curvas promedio de cada Alimentadora durante un día de actividades normales (laboral), fin semana (sábados y Domingos) y feriados.

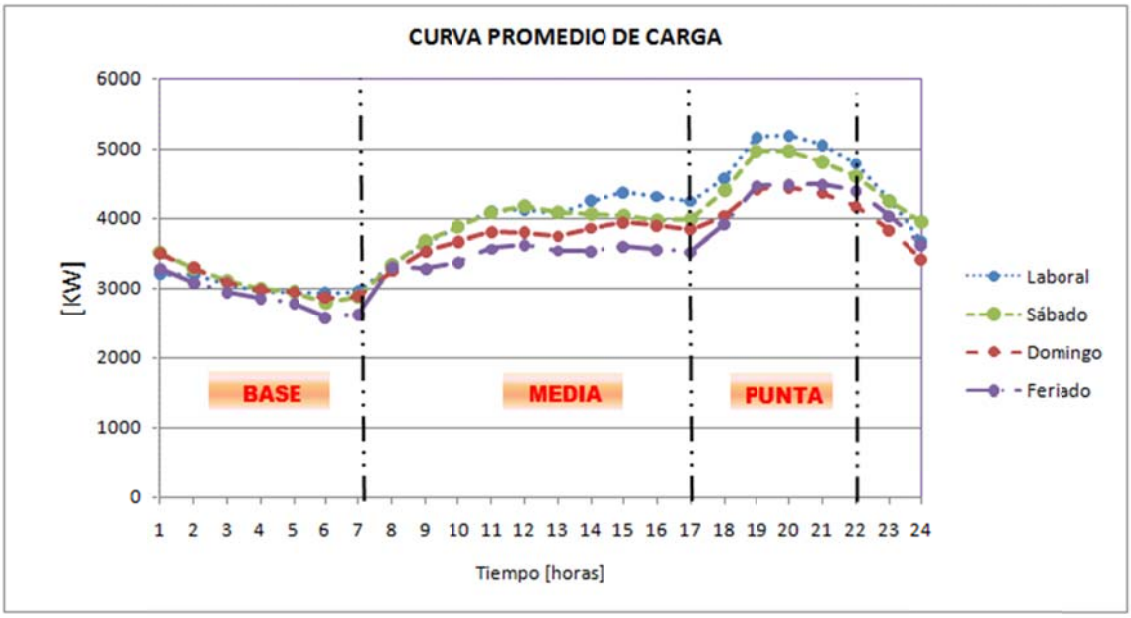


Fig. 2-13 Curva Promedio de Carga del Alimentador Madero Vargas

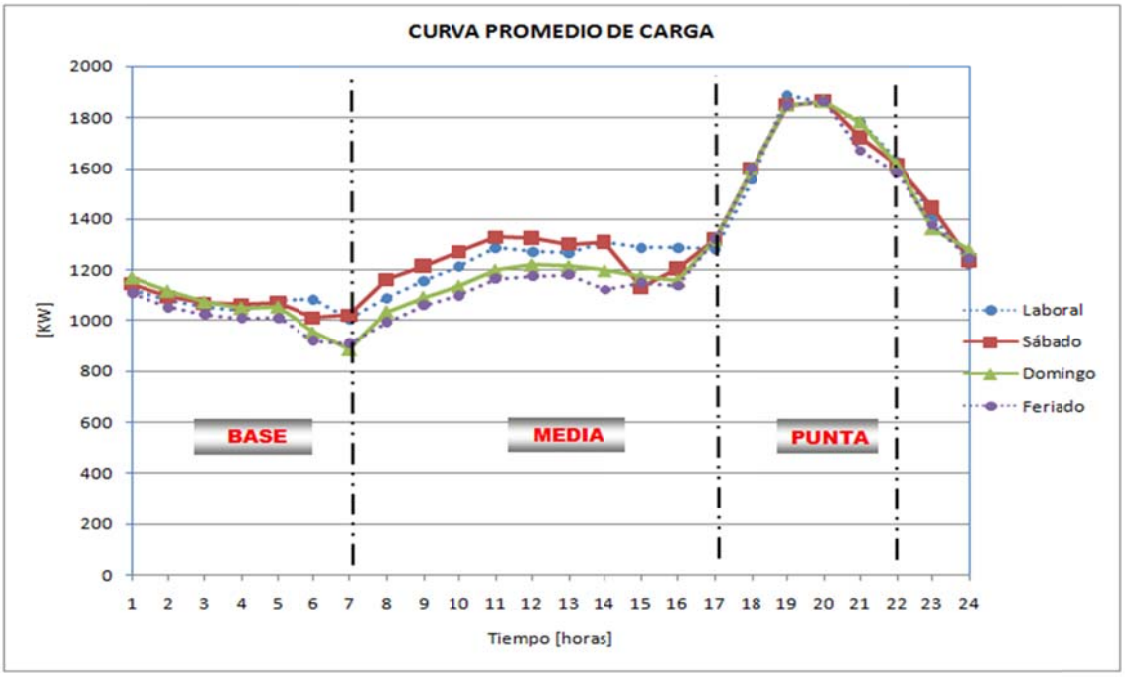


Fig. 2-14 Curva Promedio de Carga del Alimentador Unioro

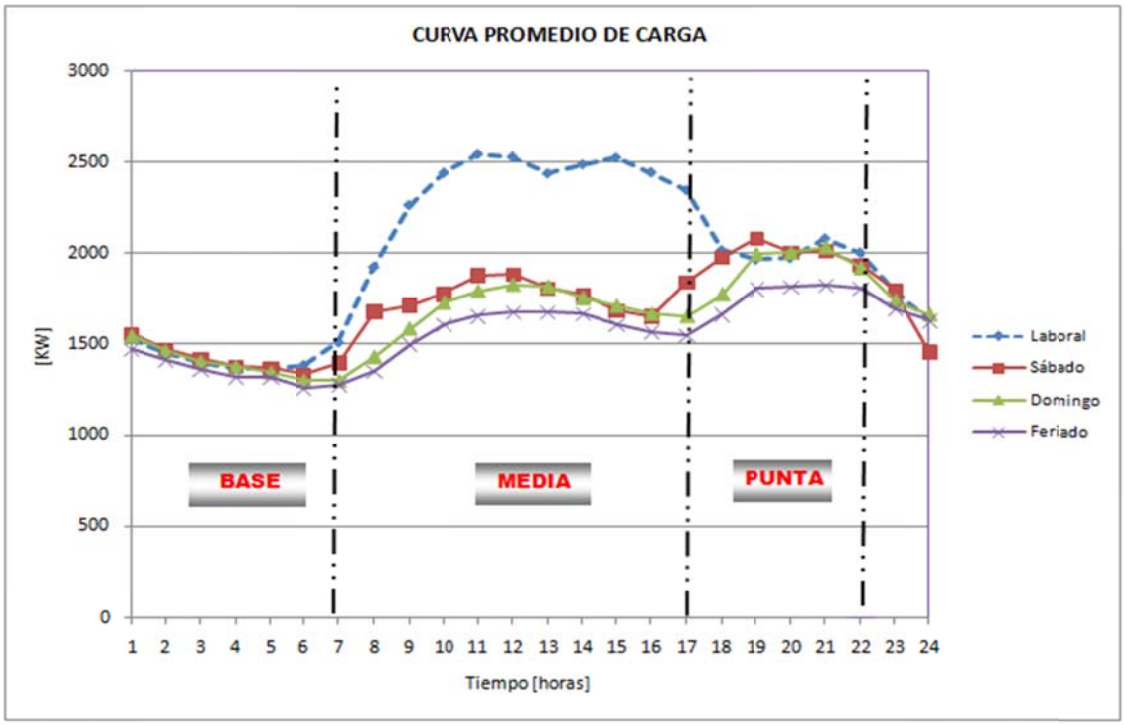


Fig. 2-15 Curva de Carga del Alimentador Expreso 2

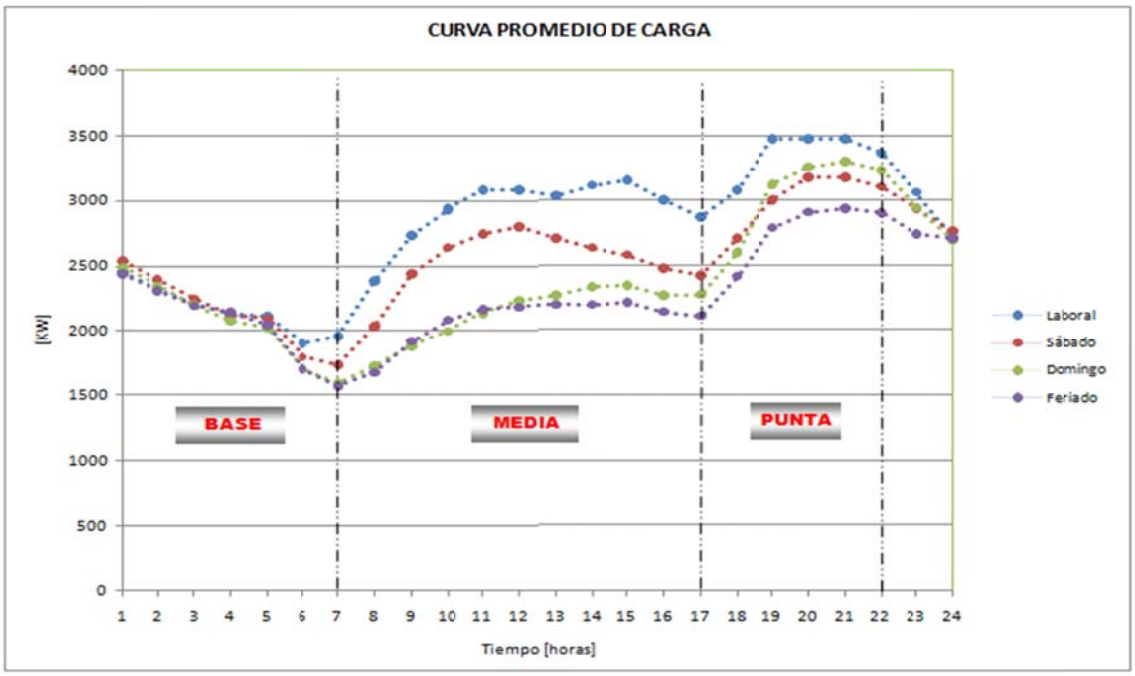


Fig. 2-16 Curva Promedio de Carga del Alimentador Emproro

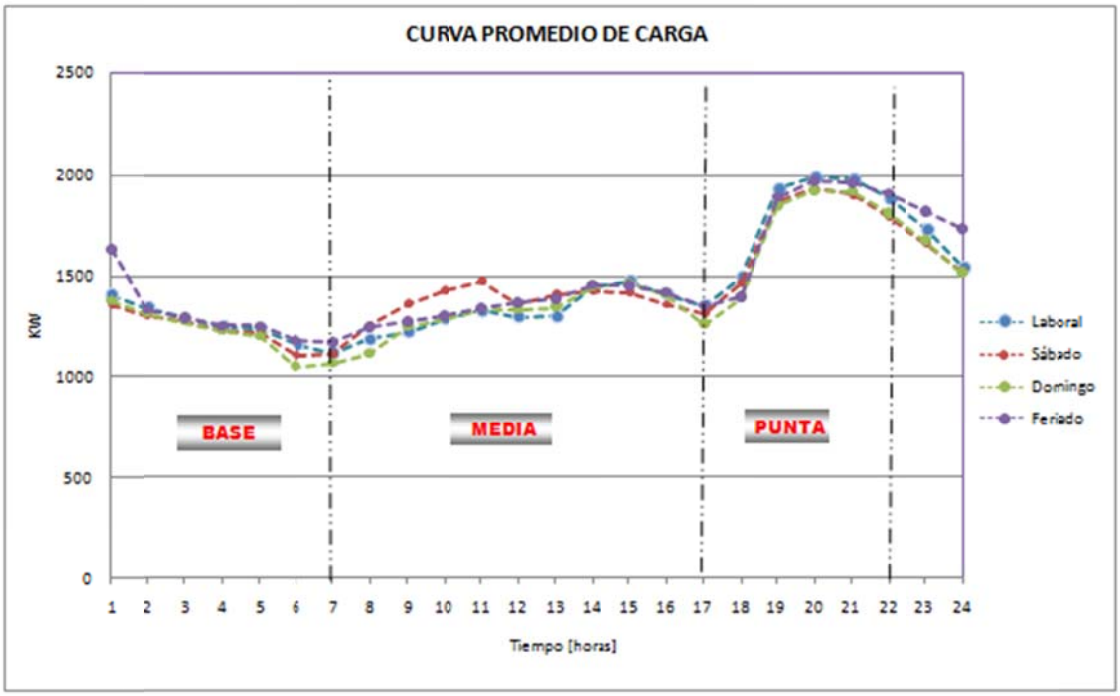


Fig. 2-17 Curva Promedio de Carga del Alimentador Condado

2.9 ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL

El estudio presentado en esta tesis, exige el desarrollo de un diagnostico general para definir las condiciones actuales de operación de los alimentadores, y a partir de esto, poder desarrollar las estrategias antes mencionadas para mejorar dichas condiciones desde el punto de vista de calidad y continuidad del servicio.

El estado actual de los alimentadores de la Subestación "Machala", que comprende cinco en total, presentan algunos estados de funcionamiento que según el reglamento de regulación y calidad del servicio eléctrico dado por el ente Regulador (CONELEC), se deben mejorar. En ciertos Alimentadores, no presentan demasiados problemas en su estado actual de funcionamiento. Por lo contrario existen algunos que necesitan un mejoramiento u optimización, que permitan disminuir sus pérdidas, que tiene un alto grado de significancia para un óptimo funcionamiento de las redes de media tensión.

Alimentador Madero Vargas (0411)

Curva de Carga

La figura 2-13 muestra la curva de carga del Alimentador Madero Vargas para un día laboral, fin de semana y feriado, el cual cubre diversos sectores del este, centro y oeste de la ciudad de Machala, en estos sectores no se presentan actividades de tipo industrial ni comercial, por lo que la carga se intensifica en las noches después de la jornada laboral. La curva de carga máxima registrada para este alimentador se dio en el mes de abril del año 2009 (figura 2-13), en la cual se puede observar que la demanda máxima es de 5189.80 KW, corresponde a un día laboral. Esta demanda significa el 27.44 % de la capacidad de la subestación.

Desbalance de Carga

Se puede ver que existe un desbalance importante entre las fases de este circuito, siendo la fase A la que toma mayor carga, seguida de la fase B y finalmente la fase C, ver tabla 2-7 y 2-8, el porcentaje de desbalance es alrededor del 6.13% en la cabecera principal del alimentador, este valor se encuentra en el rango permitido que es 10%.

Factor de Potencia

Presenta un factor de potencia promedio de 0.94, ver tabla 2-11; este valor se encuentra fuera de los límites permitidos por norma, tabla 2-10.

De acuerdo con lo mencionado por la regulación 004/02 del CONELEC que se hizo referencia en el primer capítulo, el factor de potencia en los puntos de entrega para un distribuidor debe ser igual o mayor inductivo a 0.96 en demanda media y punta mientras que debe ser 0.99 o menor inductivo para demanda base, de acuerdo a lo mencionado anteriormente se debe mejorar el factor de potencia del alimentador.

Además presenta una cargabilidad del 67%, por lo que se lo tiene que mejorar, la cargabilidad es obtenida al relacionar la capacidad térmica del conductor con la corriente que fluye por él, una caída de voltaje máxima del 3%; el mismo que se encuentra en los límites permitidos que es del 8% en redes de media tensión según la regulación 004/01.

Alimentador Unioro (0412)

Curva de Carga

La figura 2-14 muestra la curva de carga del Alimentador Unioro, el cual cubre diversos sectores este y norte de la ciudad de Machala, en estos sectores no se presentan actividades de tipo industrial ni comercial, por lo que la carga es de tipo residencial. La curva de carga máxima registrada para este alimentador se dio en el mes de abril del año 2009, correspondiente a la figura 2-14, en la cual se puede observar que la demanda máxima es de 1893.12 KW, que significa el 9.82% de la capacidad de la subestación.

Desbalance de Carga

Existe un desbalance importante entre las fases de este circuito, siendo la fase A la que toma mayor carga con un porcentaje del 21.73%, seguida de la fase B y finalmente la fase C con un 10.46 y 11.26% respectivamente, ver tabla 2-7. En la tabla 2-8 podemos apreciar que la mayor cantidad de KVA instalados, se encuentran en la fase A por lo que sería necesario realizar el equilibrio del sistema para obtener un mejor desempeño del mismo, porque sobrepasa el rango establecido.

Factor de Potencia

Este alimentador presenta un factor de potencia promedio de 0.98, ver tabla 2-11; este valor se encuentra en el rango permitido por la norma, ver tabla 2-10, donde se establece un rango entre 0.96 y 0.99 para las tres demandas que se presentan en un alimentador primario de distribución.

Su cargabilidad es del 26%, presenta una caída de voltaje máxima del 1.75%, el mismo que se encuentra dentro de los rangos permitidos.

Alimentador Expreso 2 (0413)

Curva de Carga

La figura 2-15 muestra la curva de carga del Alimentador Expreso 2, el cual cubre diversos sectores del este de la ciudad de Machala, la carga de este alimentador presenta una curva del tipo comercial. La curva de carga máxima registrada para este alimentador se dio en el mes de abril del año 2009, sin dejar de lado que este alimentador es de configuración de tipo expreso. Este alimentador tiene una demanda máxima de 2541.30 KW que significa el 13.65 % de la capacidad de la subestación.

Desbalance de Carga

El porcentaje de desbalance que presenta es alrededor del 12.49%, ver tabla 2-7; este valor se encuentra fuera del rango permitido, siendo la fase B, la que presenta mayor problema de desbalance, comparando los resultados con la tabla 2-8, vemos que son similares con los KVA conectados en la fase B, por lo que se hace necesario un balanceo de fases en el alimentador.

Factor de Potencia

Un factor promedio de 0.97 presenta este alimentador, ver tabla 2-11; este valor se encuentra en los límites permitidos por norma. Este valor puede variar al transferir o recibir carga de alimentadores cercanos, situando al factor de potencia fuera de los límites antes mencionados.

Presenta una cargabilidad del 27% este alimentador y una caída de voltaje máxima del 1.17%, siendo este un valor muy por dejado de la regulación que es del 8%.

Alimentador Emproro (0414)

Curva de Carga

La figura 2.16 muestra la curva de carga del Alimentador Emproro, el cual cubre diversos sectores del sureste, centro de la ciudad de Machala, en estos sectores no se presentan actividades de tipo industrial ni comercial, por lo que la carga es del tipo residencial. La curva de carga máxima registrada para este alimentador se dio en el mes de abril del año 2009, correspondiente a la figura 2-13, en la cual se puede observar que la demanda máxima es de 3 474.04 KW, que significa el 18.54 % de la capacidad de la subestación.

Desbalance de Carga

Este alimentador primario presenta un bajo nivel de desbalance entre sus fases, siendo 2.71% el registrado, ver tabla 2-7; este valor se encuentra en el rango permitido, siendo menor al 10%.

Factor de Potencia

Este alimentador presenta un factor de potencia promedio de 0.97, ver tabla 2-11; este valor se encuentra en el rango permitido por la norma, ver tabla 2-10.

Presenta una cargabilidad del 44%, este valor se debe mejorar, además de una caída de tensión máxima del 2.42%.

Alimentador Condado (0415)

Curva de Carga

La figura 2.17 muestra la curva de carga del Alimentador Condado, el cual cubre diversos sectores del este, norte de la ciudad de Machala. La curva de carga máxima registrada para este alimentador se dio en el mes de diciembre del año 2009, correspondiente a la figura 2.14. Cabe mencionar que en meses anteriores no se disponía de mediciones. En la curva se puede observar que la demanda máxima es de 1987 KW, que significa el 9.03 % de la capacidad de la subestación.

Desbalance de Carga

El porcentaje de desbalance que presenta es alrededor del 7.25 %, ver tabla 2-7; este valor se encuentra en el rango permitido del 10%, siendo la fase C, la que presenta mayor problema de desbalance, comparando los resultados con la tabla 2-8, vemos que son similares con los KVA conectados en la fase B.

Factor de Potencia

Este alimentador presenta un factor de potencia promedio de 0.85, ver tabla 2-11; este valor se encuentra fuera de los límites permitidos por la norma, ver tabla 2-10; por lo que se hace necesario mejorarlo.

Además presenta una cargabilidad del 26%, y una caída de voltaje máxima del 1.8%, estos valores no sobrepasan lo establecido.

Realizando un resumen, podemos mencionar algunos aspectos importantes, entre ellos tenemos que:

- En lo que concierne a la reconfiguración de alimentadores o transferencia de carga, no se han realizado estudios que sustenten su aplicabilidad (2.5), en los primarios de las distintas subestaciones que están en el área de concesión de la empresa eléctrica. La Reconfiguración necesita estudios previos como es la cargabilidad de los conductores, puntos de transferencia, seccionamientos, caída de tensión que se presentan en los alimentadores.

- En los desbalances de carga podemos notar que es necesario equilibrar las corrientes de las fases, trayendo consigo una disminución de las pérdidas debido a la disminución de corriente en el neutro principalmente, cabe destacar que el desbalance se rige en la cabecera del alimentador, siendo este el punto de medición.

- Para corregir el factor de potencia en los alimentadores primarios es necesario el estudio de una ubicación óptima de este elemento eléctrico, se debe tomar en cuenta aspectos técnicos como económicos para escoger la capacidad y la ubicación adecuada del banco, estas son algunas de las restricciones que son tomadas en cuenta en este estudio.

Con la optimización de los alimentadores, no solo se busca mejorar el factor de potencia, disminuir el desbalance en fases sino la reducción de pérdidas técnicas. Se utilizara el programa SynerGEE Electric para realizar los flujos de carga, desbalance, compensación y reconfiguración de primarios, que formara parte de una metodología que será descrita en el capítulo III.

3. METODOLOGÍA PARA EL ESTUDIO DE RECONFIGURACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN "MACHALA" UTILIZANDO SYNERGEE ELECTRIC 3.8.

En un estudio de reconfiguración de alimentadores, balanceo de cargas y ubicación de bancos de capacitores, se requiere realizar diversos procedimientos, cálculos y simulaciones que permita la optimización de los alimentadores primarios. Por lo que es necesario desarrollar una metodología que incorpore la migración, modelación digital de la red primaria, y flujos de potencia en las líneas del sistema de distribución, por lo que es necesaria la utilización de un paquete computacional que en nuestro caso es Synergee Electric 3.8, que será la herramienta informática a utilizarse.

El objetivo de esta metodología, es implementarla en los cinco alimentadores primarios de distribución correspondientes a la subestación "Machala", para optimizar el uso de los activos (equipos), obtener las mejores condiciones de operación, siendo esta una forma de brindar una continuidad y calidad de la energía eléctrica con los menores costos de inversión y operación.

3.1 MIGRACIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DEL GIS A SYNERGEE ELECTRIC.

Para el análisis del sistema primario del área en estudio, SynerGee Electric necesita del ingreso de los parámetros propios de la red actual. Esto se ejecuta mediante el empleo de la interfaz GIS - SYNERGEE que emigra la información georeferenciada del sistema de información geográfica (GIS) hacia el programa de modelación digital de la red, lo cual sigue un procedimiento que se describe a continuación.

Los primeros pasos se realizan en el GIS de ArcMap sin utilizar SynerGEE Electric, luego se debe seleccionar el alimentador a migrar esto se hace utilizando la Macro Coordenadas Tramos de Media Tensión del Arc Map (Figura 3-1), donde ingresamos el código del alimentador seleccionado, que en nuestro caso es 0411, indicándonos el 04 que corresponde a la subestación "Machala", alimentador Madero Vargas, realizado esto se crea un archivo en Excel mostrándonos la sección y sus respectivas coordenadas.

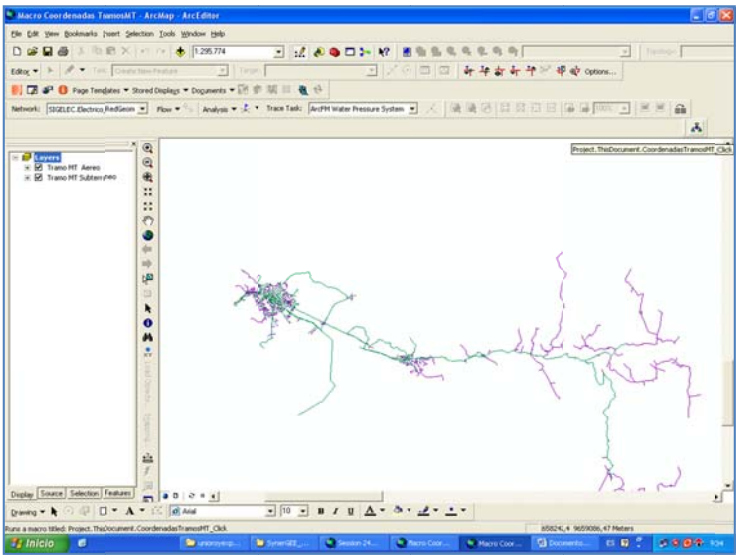


Fig. 3-1 Ventana principal de la Macro Coordenadas, Arc Map

Fig. 3-2 Ventana principal del programa Yenexus

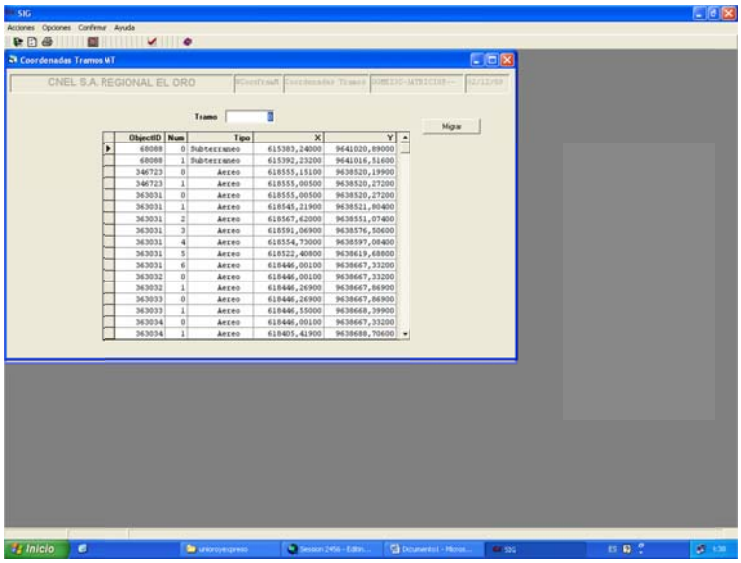


Fig. 3-3 Ventana del programa Yenexus, Migración de Coordenadas

Obtenidos estos resultados, se cierra el programa Arc Gis y se guarda el archivo en la carpeta principal del programa Yenexus (Figura 3-2), el mismo que tiene un entorno en lenguaje de programación en Visual Basic. Luego se ingresa al programa Yenexus (Figura 3-3), en la barra menú se encuentra escrito SynerGee Electric, se escoge esta opción y se elige Tramos de MT, que en sí, son las coordenadas georeferenciadas de la base Modelo, en esta ventana podemos observar la identificación de cada tramo que forma el alimentador.

En esta parte se migran las coordenadas dadas, se ingresa el código del alimentador donde se genera nuestra base modelo, que es un archivo que contiene las características eléctricas que tiene el alimentador dibujado en el GIS. La migración de datos al programa de simulación Synergee se lo realiza mediante archivos de tipo base de datos "Access" donde contiene parámetros como: Nodos, Líneas, Transformadores, Cargas, Centros de transformación, etc.

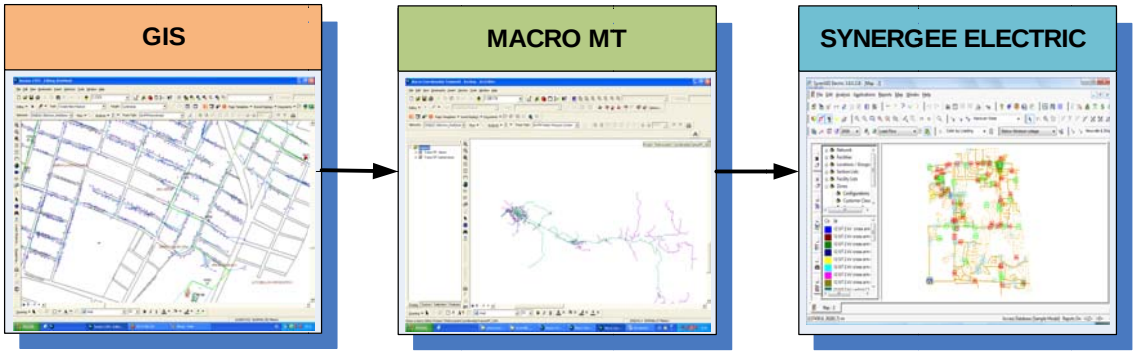


Fig. 3-4 Esquema del proceso de migración

En la figura 3-4, se resume en un esquema el proceso de migración que se necesita para obtener los datos georeferenciados y convertirlos en parámetros eléctricos que nos permitirá realizar el estudio de la subestación con sus alimentadores primario.

3.2 CREACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

Después de realizar la migración, el siguiente paso es crear las Databases, en Synergee esto se logra utilizando los archivos ya migrados en formato "Access" que son básicamente dos: Modelo (Network Database) y de equipos (Equipment Database), en la figura 3-5 se muestra señalado las Databases.

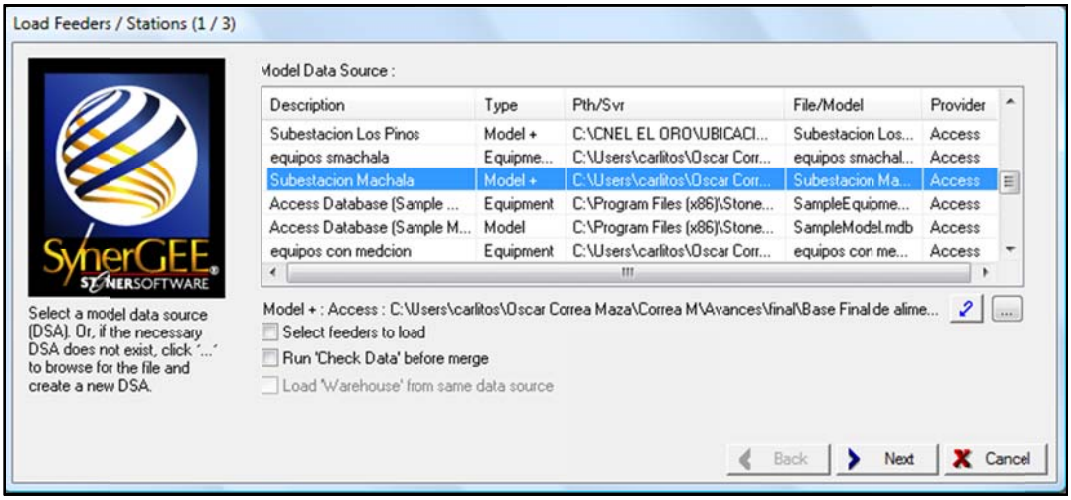


Fig. 3-5 Ventana de la Base Modelo

La Network Database contiene los datos de la topología y estructura de la Base Modelo, esta contiene datos como: coordenadas de nodos, localización y tipo de equipamiento, datos de las secciones tales como longitud, cargabilidad, fases, etc. La Base de equipos (Equipment Database), contiene las propiedades de los dispositivos como: datos de placa, fábrica, etc. Es considera como un "almacén virtual", este tipo de base utiliza el prefijo Dev (Figura 3-6).

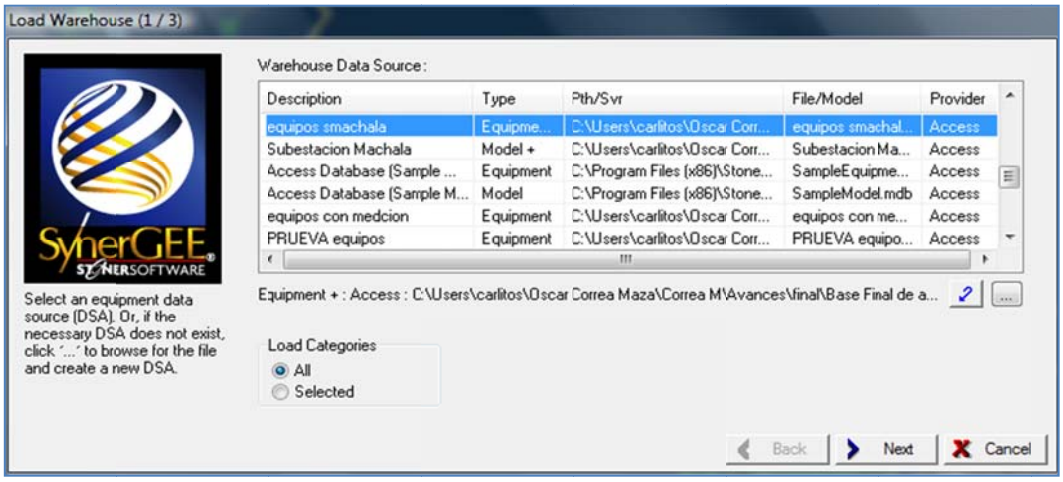


Fig. 3-6 Ventana de la Base Equipo

Cuando se realiza la selección y carga de los archivos (Figura 3-5 y 3-6) donde están contenidas estas bases de datos, se despliega una ventana que contiene la información referente al modelo: Cantidad de alimentadores, nodos, dispositivos y secciones y otra ventana indicando si hubo algún problema al cargar las bases de datos en el programa y la vez se abre este mismo para trabajar, figura 3-7.

Las bases de datos pueden presentar problemas como la falta de identificación de un equipo o dispositivo dando como resultado un error, provocando que la base no se instale en el programa, por esa razón siempre la base modelo como de equipos deben estar instaladas sin presentar errores.

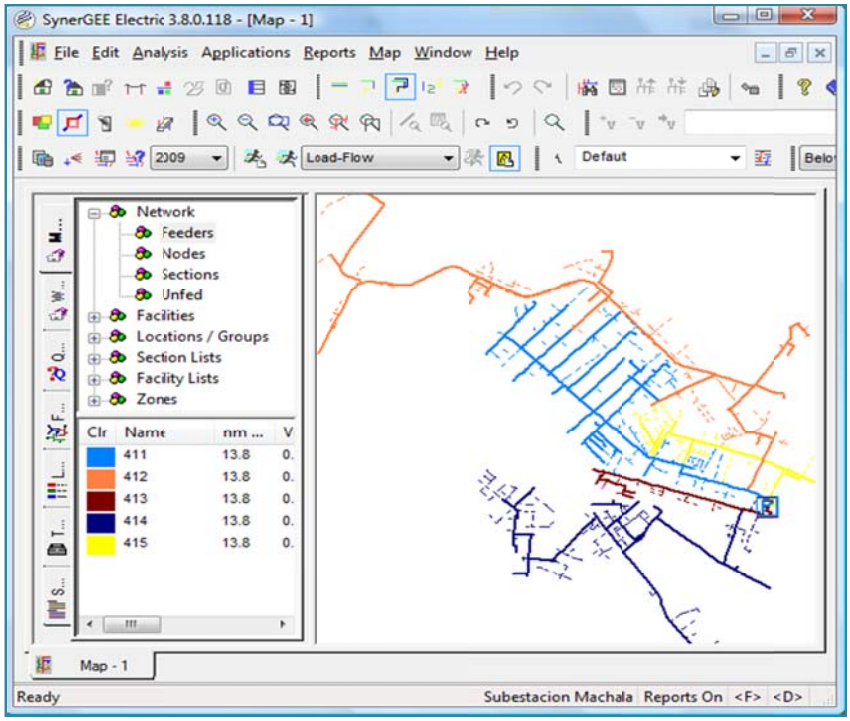


Fig. 3-7 Migración completa de la subestación "Machala" en SynerGee Electric

La figura 3-7 muestra la ventana principal del programa, con las barras y opciones disponibles para cada uno de los análisis, este entorno grafico facilita el manejo y compresión de la información de cada uno de los elementos que se encuentran en los cinco alimentadores en estudio.

En Resumen SynerGee Electric utiliza la base de datos del GIS mediante la migración realizada por el programa Yenexus, la cual convierte la información geográfica que se tiene en el GIS en una base de datos compatible con SynerGee, con lo cual se puede ya realizar los estudios. Esta migración nos permite tener un modelo de red más real con lo que los resultados de los flujos de carga y análisis también serán más cercanos a la realidad.

3.3 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

Obtenidas las bases Modelo (Network Database) y de equipos (Equipment Database) requeridas por el programa, es necesario los valores de demanda de cada alimentador, esto se logra mediante el registro de mediciones de cada uno de los circuitos. Como se explico en la sección 2.6 la demanda está dividida en tres bandas conocidas como base, media y punta. Estos valores se determinan con la ayuda de los reportes del sistema de medición. Este sistema de medición cuenta con un programa, con interface que permite observar y obtener parámetros eléctricos como voltaje, corriente, potencia activa, reactivas, entre otros, todo esto en línea lo que posibilita un monitoreo permanente de los alimentadores.

Para obtener estos valores de demanda, se siguió los siguientes pasos:

a. De los reportes del sistema de medición se obtiene un archivo xls (Excel), donde contiene los parámetros eléctricos cuyos registros pueden ser de un día, semana o un año.

b. Se procesa toda esta información por medio de macros diseñadas en hojas de cálculo (Excel) que facilitan su procesamiento y fácil manejo.

c. De esta información, se procede a obtener las demandas correspondientes, cuyos valores son promediados (intervalos de 10 minutos, que suman 4 465 mediciones por mes y alrededor de 53 580 mediciones al año) y se enmarcan a una demanda base, media y punta, de esta forma facilitar las simulaciones en el programa y el análisis correspondiente.

Con la información obtenida, se calcula los parámetros eléctricos como factores de pérdida y carga. Todos los datos necesarios para la simulación se los resume a continuación en la tabla 3-1.

Tabla N° 3-1 Parámetros de Medición y Cálculo S/E Machala

MEDICIONES					
ALIMENTADORES SUBESTACION "MACHALA"					
Parámetros	Madero V.	Uniros	Expreso 2	Emproro	Condado
Mes de Registro	Abril	Abril	Abril	Abril	Diciembre
Cap. Inst. [KVA]	12740	4707.5	1300	8430	3207.5
Dmax [KW]	5524.3	1946.4	2970	3932.4	2097.1
Dmax [KVAR]	1672.67	431.5	921.48	1066.1	1084.8
Dmax [kVA]	5732.9	1994.4	3104.47	4031.3	2290.5
Dprom. [KW]	5190	1893	2541.30	3474.1	1987
Dprom. [KVAR]	1531.90	342.75	552.17	791.58	882.94
Dprom. [KVA]	5411.16	1923.8	2600.6	3563.13	2174.33
Factor de potencia	0.949	0.979	0.975	0.969	0.869
CÁLCULOS					
Factor de carga	0.785	0.721	0.918	0.824	0.758
Factor de demanda	0.424	0.408	1.643	0.422	0.674
Factor de perdidas	0.667	0.580	0.866	0.722	0.630

Fuente: Equipos de Medición y cálculos (Elaboración propia)

Los valores de potencia activa (KW), reactiva (Kvar) y factor de potencia (FP) son los que tienen mayor importancia para las simulaciones en Synergee Electric, estos son ingresados en los medidores (meter) del programa por fase.

3.4 MODELACIÓN DIGITAL DE LOS ALIMENTADORES

La modelación del área en estudio, ha sido implementada a nivel de la red primaria de media tensión, a través de la utilización del programa computacional SynerGee Electric 3.8, tomando en consideración los datos del sistema y contrastados mediante verificaciones de campo, a fin de garantizar que el resultado obtenido sea lo más cercano al comportamiento real de la red bajo condiciones de demanda exigidas para cada caso.

La modelación con datos reales y actualizados, es de gran importancia porque de esta manera se puede realizar un diagnostico acerca del estado de operación actual y posterior del los alimentadores, y realizar los ajustes y cambios pertinentes. En la modelación digital de los alimentadores primarios serán tomados en cuenta: Líneas, transformadores, fuentes, distribución de la carga, cargas, etc.

Feeder (Source)

El ingreso de los datos correspondientes al nivel de operación, impedancias (positivas, negativas), conexiones, costos, y ángulos entre fases del sistema en la modelación son realizadas en la ventana Fedeer (figura 3-9), además se indica el número e identificación de la subestación y alimentador. El voltaje nominal de la subestación es de 13.8 KV; las impedancias utilizadas en cada primario son distintas, estos valores fueron tomados del Departamento de Planificación de la Corporación regional. La curva de crecimiento (Growth Curve), no es necesaria su activación para el normal funcionamiento de esta ventana.

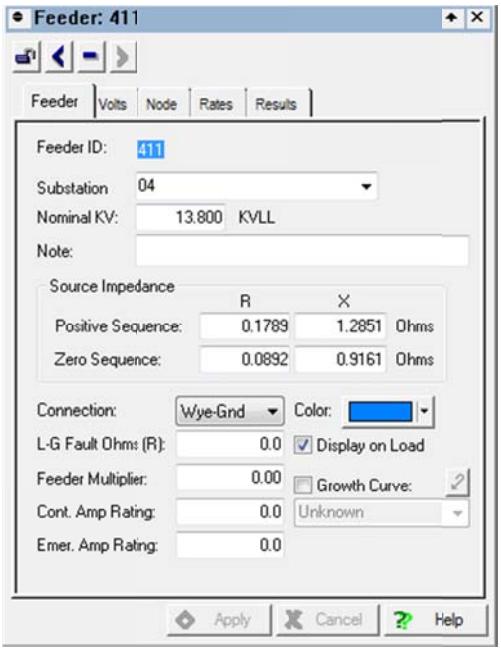


Fig. 3-8 Ventana para el ingreso de datos del Alimentador

- Source impedance: Define la impedancia de secuencia positiva y cero, este valor es distinto en cada alimentador, estos se obtuvieron en el Departamento de Planificación de la Corporación Regional.

- L-G Fault, Feeder Multiplier, Contingency and emergency rating: Es el valor de la resistencia de falla a tierra, utilizada en los análisis de fallas; es el factor de crecimiento del alimentador; son los rangos de operación del alimentador.

Section (Lines)

Para modelar las secciones se debe considerar parámetros tales como: El tipo de conductor, capacidad de conducción, calibre, longitud, estructura, numero de fases, espacio, impedancia característica, si es considerada la sección como carga spot o distribuida Esta información se encuentra almacenados en la base de datos del programa SynerGee. Las secciones son las líneas eléctricas en el primario, ver figura 3-10.

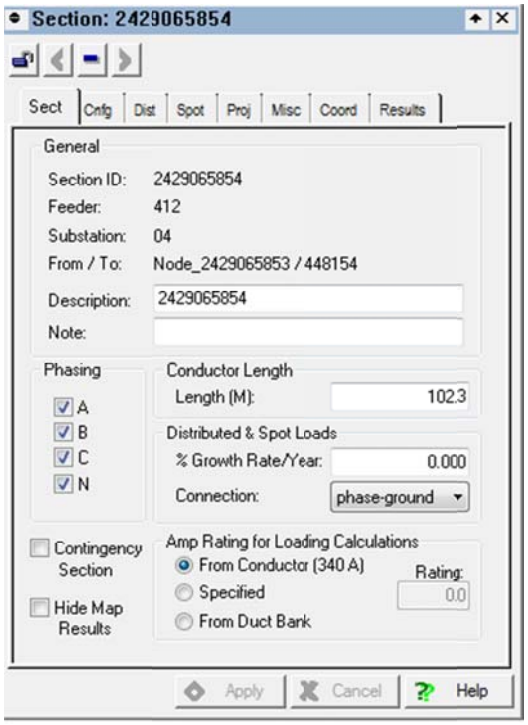


Fig. 3-9 Ventana para el ingreso de datos de la sección

- Section: Se define parámetros como el número de fases, longitud, rangos de operación y conexiones.

- Configuration: Esta ventana se encuentra el modelo constructivo del conductor, tipo y espaciamiento del mismo.

- Distributed and spot loads: La carga es distribuida en cada fase, permite personalizar las zonas de usuarios y factores de capacidad.

Transformadores

Para modelar los transformadores de potencia como de distribución se debe tomar en cuenta el nivel de voltaje del primario y del secundario, número de taps, el mínimo y máximo de regulación, valores de impedancias (R y X), tipo de conexiones en el primario como secundario, pérdidas en vacio. Estos parámetros se encuentran almacenados en la base de datos de SynerGee y se los verifica en la ventana mostrada en la figura 3-11, se dará una pequeña explicación de estos parámetros.

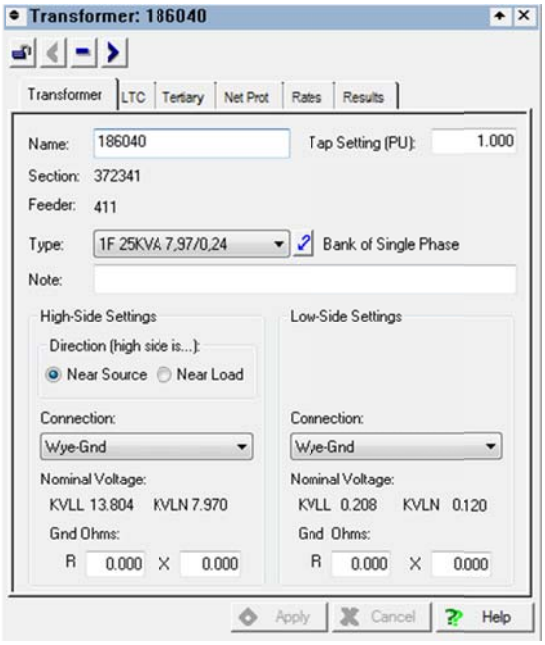


Fig. 3-10 Ventana para el ingreso de datos del Transformador

- Type: Describe si es convencional o banco, número de fases ,capacidad instalada del transformador, características de placa.

- Connection: Para transformadores monofásicos estrella- tierra, en bancos delta abierta y trifásicos delta – estrella.

- Nominal Voltage: En transformadores trifásicos 13.8 KV y en 7.9 KV en el primario y 0.208 KV , 0.120 KV en el secundario.

Meter

El ingreso de valores de demanda correspondientes a cada primario se la realiza en el Meter, con la opción Demands, (figura 3-12) se tiene la posibilidad de evaluar el sistema tanto en unidades de corriente como de potencia, correspondientes a una sola demanda, permite balancear las mediciones, otra opción de gran ayuda permite, dar valores por zona (Customer Zone). Los valores de las demandas son tomados de la tabla 3-1, donde son indicadas las potencias y corrientes pertenecientes a cada primario.

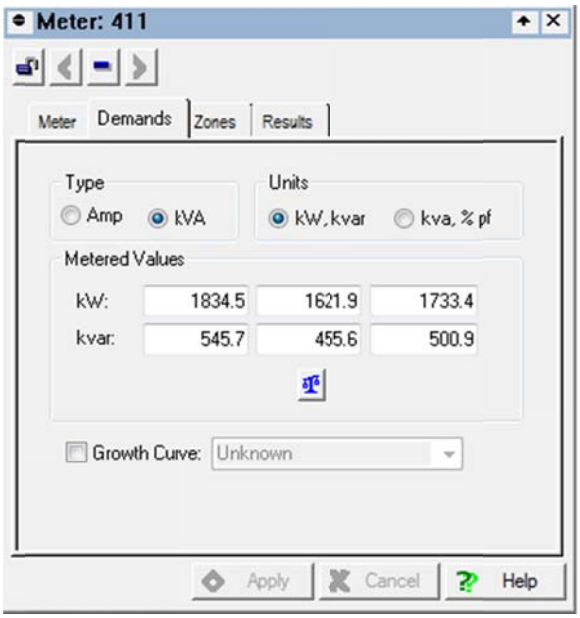


Fig. 3-11 Ventana para el ingreso de datos del Medidor

- Demands: Define la unidad a utilizar, son valores ingresados por fase, que pueden ser de potencia o corriente, sea el valor ingresado se obtendrá resultados similares, la opción de curva de crecimiento no es activada.

- Zones: Esta opción permite establecer cargas del tipo spot o distribuida en el circuito, es utilizada cuando se requiera definir zonas con diferentes tipos de cargas.

Capacitor

El capacitor es un elemento que será modelado en el estudio, tiene algunas características de gran importancia como: Tipo de conexiones (Estrella flotante, aterrizado o Delta), si es de tipo banco fijo o automático, la tensión nominal de operación,. Este elemento será utilizado en el estudio de compensación de los alimentadores. Los valores de cada banco serán dados por fase según los requerimientos de cada alimentador.

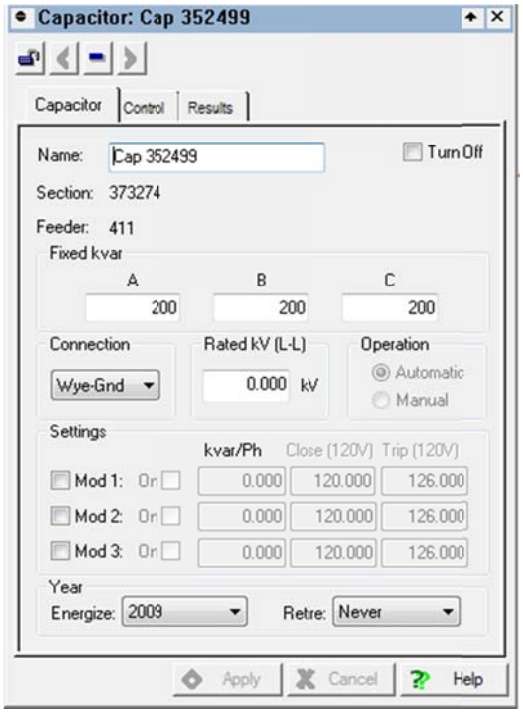


Fig. 3-12 Ventana para el ingreso de datos del Capacitor

- Fixed Kvar: Define la cantidad de Kvar fijos conectados en cada fase.
- Connection: Para bancos fijos se utiliza la estrella – tierra.
- Control: Esta opción es utilizada cuando el banco de capacitores es automático y se requiera la apertura o cierre del mismo para una demanda diferente.

Switch

Para modelar los interruptores (Switch) se debe tomar en cuenta el tipo de interruptor, rango de voltaje de operación, corriente de contingencia, funcionamiento manual o automático. Este elemento será utilizado en el estudio de optimal switching de los alimentadores. Los Switches serán acordes a sus rangos de operación y planteamiento en los primarios, ver figura 3-14.

Fig. 3-13 Ventana para el ingreso de datos del interruptor

- Type: Describe los rangos de operación del dispositivo.
- Status: Define el funcionamiento del switch en redes radiales y de lazo.
- Switching Model: Puede ser del tipo manual, automático o auto- transferencia.

Asignación de cargas

La aplicación que calcula el flujo de carga exige que los nodos tengan carga asignada en todos los transformadores de acuerdo a unos criterios de asignación de carga. Synergee tiene varias opciones para realizar esto como: la potencia instalada, número de usuarios y la energía suministrada. Para la asignación de carga, se selecciona en el menú principal de Synergee la opción LOAD ALLOCATION. (Figura 3-15).

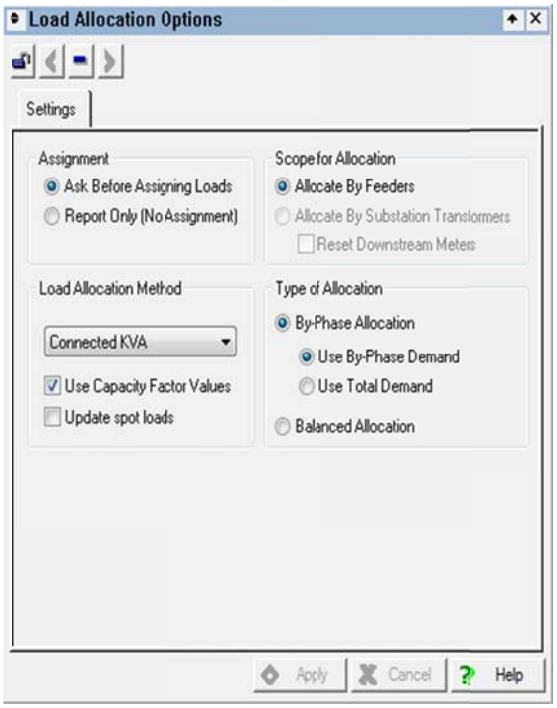


Fig. 3-14 Ventana de asignación de carga

- Load Allocation Method: Define el método de distribución de carga entre ellos podemos mencionar los KVA conectados ; KVA y KW existentes, KWh entre otros.

- Type of Allocation: Esta opción permite una distribución de la demanda por fase y equilibrada.

SynerGEE emplea para la distribución de carga el método de los KVA Conectados, el que consiste en asignar una porción de la demanda medida a cada fase de cada sección según los KVA conectados. Los KVA conectados en cada nodo corresponden a los KVA conectados en los clientes que se encuentran en dicho nodo.

3.5 RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS

Para el estudio de reconfiguración de alimentadores primarios, se utilizó la aplicación "optimal switching" de SynerGee, esta aplicación ayuda a encontrar la mejor condición de funcionamiento de los interruptores "switches" ubicados en los distintos circuitos primarios de Media Tensión. Esta herramienta dispone de varias funciones objetivos que se las trató en el primer capítulo, siendo una la permitida por el programa. Por otra parte las restricciones que son tomadas en cuenta son propias del estudio.

Con esta aplicación se determinará los puntos de apertura y cierre entre circuitos, para ello SynerGee analizará la configuración actual de la red con el estado inicial de los "switches" y determinará las posibles transferencias de carga para lograr obtener un sistema radial de mínimas pérdidas de potencia.

La Reconfiguración de Alimentadores emprendido en este estudio se realiza con base en los siguientes criterios:

- Utilizar los alimentadores primarios de la Subestación "Machala" como base para realizar transferencias de carga buscando una optimización lo mejor posible.

- En lo posible se limitara a maniobras de abrir y cerrar seccionadores para la transferencia de carga de un alimentador a otro; con el fin de que el costo de la reconfiguración no se eleve.

- Que la carga máxima en las secciones de los alimentadores no sea superior al 75%, a fin de dejar un 25% para casos de emergencia.

- Considerar una caída máxima en los niveles de voltaje del 8%, referido al valor nominal en los alimentadores, con lo cual se lograr brindar a los usuarios un servicio continuo y de calidad.

- Reutilizar si es el caso los equipos disponibles.

- No se consideran las cargas y secciones fuera del área de estudio.

- Para llevar a cabo la transferencia de carga entre los alimentadores, fue necesario plantear puntos de seccionamiento (Switches closed) y transferencia (Switches open) con el objetivo de mejorar la operación, en esta parte se siguió los criterios de flexibilidad y diseño tomados en las redes de media tensión, en los anexos del B al F se muestran los alimentadores con la identificación de estos puntos, como (P) de planteados y de (E) como existentes.

Tomando en cuenta los criterios descritos anteriormente, se seguirá el siguiente procedimiento que permitirá realizar la transferencia de carga de un alimentador a otro.

3.5.1 PROCEDIMIENTO

A continuación se presenta un procedimiento para el optimal switching:

a. Se migra los alimentadores a la interface grafica de SynerGee que deseemos reconfigurar, en este caso son cinco los tomados en cuenta. Se ingresa los valores de demanda máxima (Tabla 3-1) para el estudio sean estas corrientes o potencias en el meter (Medidor) de los alimentadores, como se mencionó en la modelación de los primarios.

b. Se realiza una distribución de la carga, y una corrida de flujos, la primera distribuye por fase la carga y la segunda determina las condiciones iníciales de los alimentadores. Este paso nos permite conocer las pérdidas de potencia iníciales que son necesarias posteriormente para nuestro análisis, ver anexo G.

c. Escogemos la aplicación optimal switching de Synergee, en esta ventana seleccionamos una de las siete funciones disponibles. Esta función se debe adaptar a los requerimientos del estudio como son:

- Minimizar el nivel de pérdidas de potencia de los alimentadores seleccionados.

- Mantener los niveles de voltaje y sobrecarga en condiciones aceptables.

d. Realizado esto, necesitamos las restricciones o limites de operación (figura 3-15), estos forman parte de las condiciones del proceso de optimización y fundamentalmente de la función objetivo como se lo explico en el capítulo I, estos son básicamente:

- Restricciones de voltaje.
- Restricciones de capacidad de las líneas / transformadores.
- Limite de funcionamiento (convergencia)

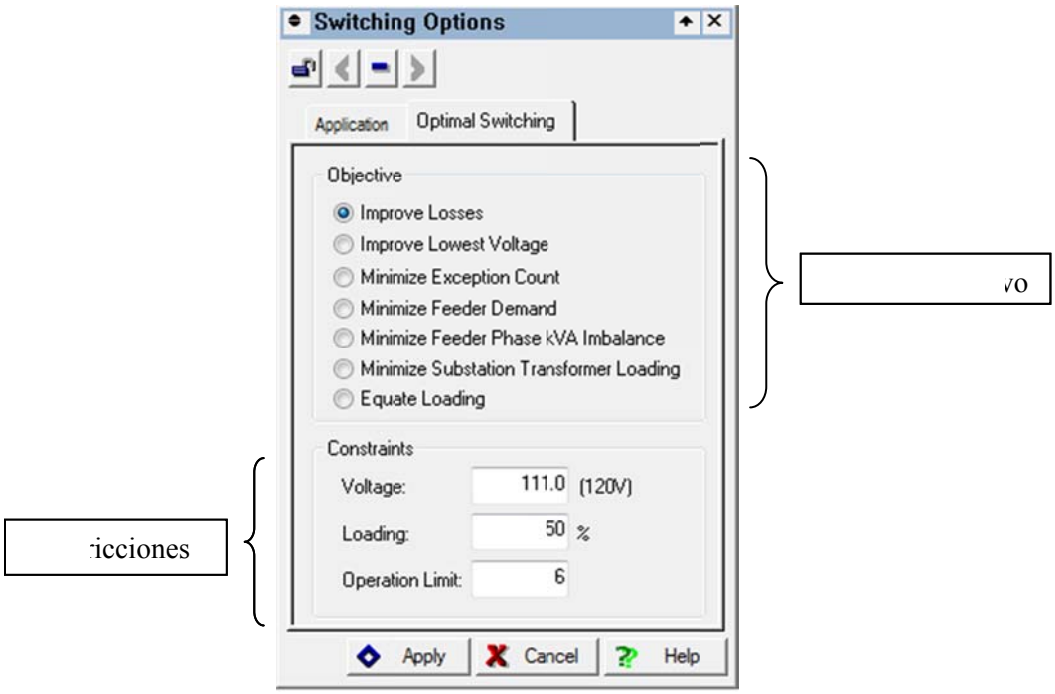


Fig. 3-15 Ventana para el ingreso de datos de Switching Options

Estos parámetros forman parte de los criterios descritos anteriormente, donde se describe cada uno de ellos. Estos datos son de gran importancia porque de ellos depende que el proceso de switching sea lo más ***óptimo posible.***

Los dispositivos que son tomados en cuenta en la operación de switching son únicamente los **switches** o interruptores, los dispositivos de protección como fusibles, reconectadores, relés, seccionalizadores, no son considerados.

e. Realizados los ajustes necesarios en la ventana de switching options, aplicamos esta opción para comenzar el proceso de optimización.

f. Una vez completada la aplicación, todas las posibles operaciones de switching (Apertura y Cierre) son automáticamente implementadas en los alimentadores. Por último se obtiene un reporte con todas las operaciones y recomendaciones de switching (Anexo H).

El procedimiento mostrado anteriormente, es el utilizado para la reconfiguración de los alimentadores de la subestación "Machala".

3.5.2 RECONFIGURACIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN "MACHALA"

La situación actual de algunos primarios es considerable, encantarándose en algunos de ellos problemas de voltaje y cargabilidad en las líneas, trayendo consigo un aumento en las pérdidas eléctricas debido al efecto Joule afectando así a la calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica por tanto se hace necesario realizar actividades de bajo costo como: abrir o cerrar seccionadores (cuchillas desconectadoras), cambiar de sitio equipo disponible que no se esté utilizando y unir tramos de redes primarias con el fin de poder realizar la transferencia de carga de un primario a otro con la finalidad de buscar su optimización.

Para todos los alimentadores de la subestación se siguió el procedimiento mencionado en 3.5.1, la reconfiguración sigue la filosofía de la herramienta **"switching optimal"** del programa Synergee, enfocada a la reducción de pérdidas de potencia.

Alimentador 0412

Según la modelación inicial del alimentador 0412 tiene la capacidad de recibir carga de otros primarios; por tanto tomara carga de los primarios 0411 y 0415.

Transferencia de Carga del Alimentador 0411 al Alimentador 0412

El alimentador 0412 con 1922 KVA tomara 670 KVA del alimentador 0411, para lo cual se deberá abrir los seccionadores con nomenclatura Switch 351201 y Switch 354393 ubicado el primero en Jorge murillo y onceava, el segundo en Marcelo Laniado y Guayas ; luego se deberá cerrar los seccionadores con nomenclatura Switch 347078 y Switch 353454 ubicado el primero en el cruce de las calles onceava norte y antigua vía a limón y el segundo en las calles guayas y onceava norte.

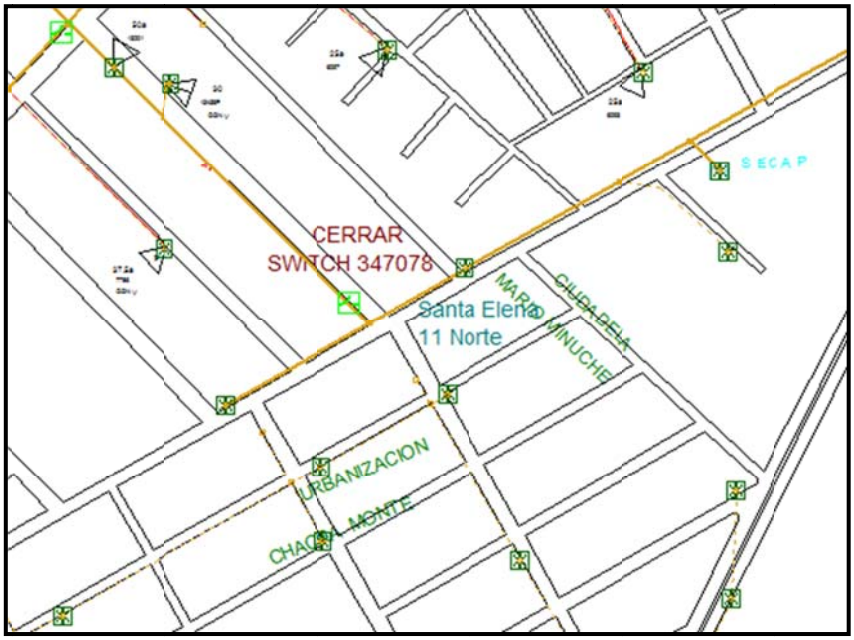


Fig. 3-16 Transferencia de carga del alimentador 0411 al 0412

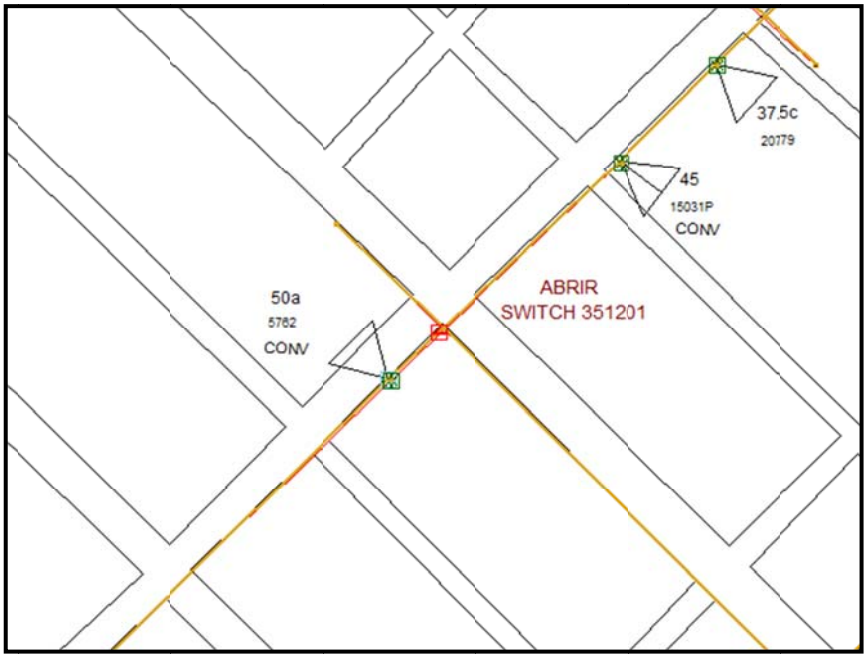


Fig. 3-17 Transferencia de carga del alimentador 0411 al 0412

En las figuras 3-16 y 3-17 se puede observar los puntos de unión y seccionamiento de los alimentadores 0412 y 0411, los mismos que están resaltados y en donde se indica el código de identificación de equipo según el programa. Con esta transferencia se resta carga del primario 0411 quedando con 4733 KVA de sus 5403 KVA iníciales en demanda máxima.

Alimentador 0413

Este alimentador tiene la característica de ser de tipo expreso, no cuenta con puntos de transferencia con los restantes alimentadores de la subestación por esa razón, no forma parte del proceso de switching. Por otro lado no presenta problemas de cargabilidad, perfil de voltaje y factor de potencia como se lo mostro en el capítulo II. Este alimentador recibe carga proveniente del alimentador fybeca de la subestación Machala "Centro", siendo un apoyo del mismo para tareas de mantenimiento.

Alimentador 0414

Para que el primario 0414 pueda cumplir con los parámetros establecidos de optimización y aprovechando en una parte del alimentador una configuración en malla, se deberá abrir el seccionador con nomenclatura Switch 458080 ubicado en la vía pajonal al frente del Colegio Marcelo Laniado; luego se deberá cerrar el seccionador con nomenclatura Switch 446246 ubicado en callejón B de la ciudadela las Brisas, al frente de la cooperativa de Buses "Machala".

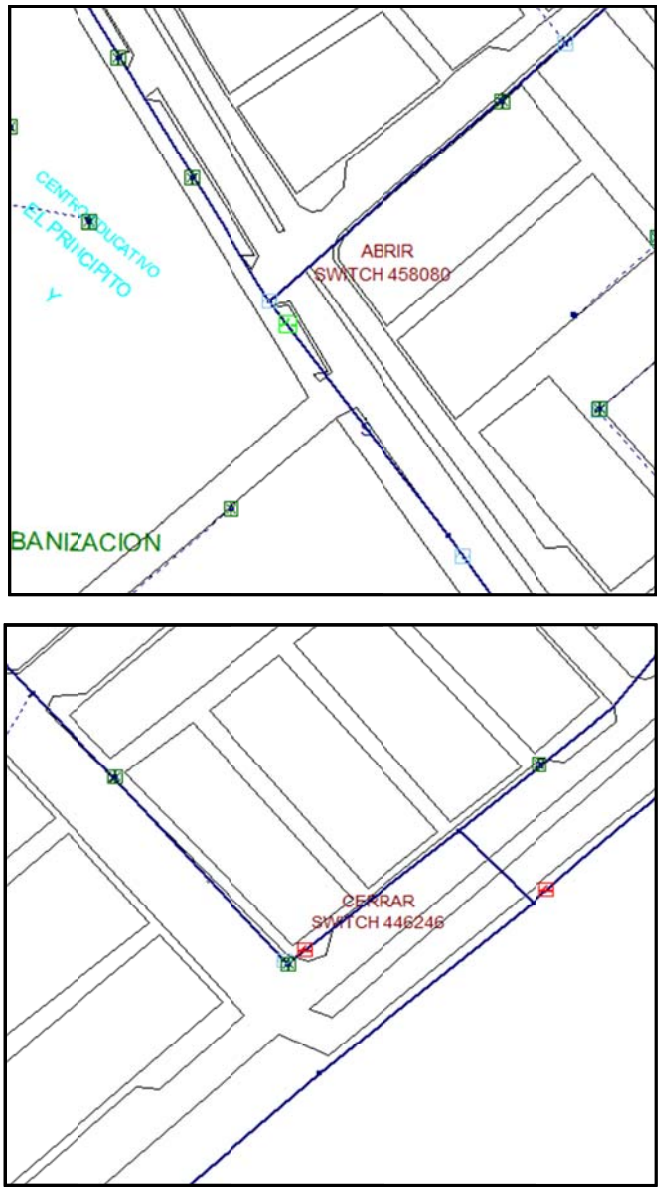


Fig. 3-18 Transferencia de carga del alimentador 0414

En la figura 3-18 se puede observar los puntos de unión y seccionamiento del alimentador 0414, los mismos que están resaltados y en donde se indica el código de identificación de equipo según el programa.

Alimentador 0415

Este alimentador no presenta problemas con respecto a cargabilidad y perfil de voltaje, pero presenta bajo factor de potencia, lo que implica que este problema será resuelto por una ubicación de banco de capacitores.

En el anexos I se presenta la condición inicial de los alimentadores de la Subestación "Machala y el anexo J la Condición de Reconfiguración de los Alimentadores, solo se presenta aquellos alimentadores donde se produjo la apertura o cierre de switches.

3.5.3 RESUMEN DE RESULTADOS

En las siguientes tablas se presenta un resumen de los datos que se obtuvieron:

Después de realizar la reconfiguración de los alimentadores

Se corre los flujos de potencia en su estado inicial, para tener una referencia de las condiciones actuales de los alimentadores sin realizar ninguna maniobra de apertura o cierre de seccionadores, estos valores se resumen y se presentan en la tabla 3-2.

Obtenidos los valores de la condiciones iníciales del alimentador, realizamos los cambios necesarios para la transferencia de carga, utilizando la opción de optimal switching del programa, se realiza un resumen de los parámetros eléctricos de importancia para nuestro estudio en la tabla 3-2 respectivamente; con estos datos se puede efectuar un análisis de los resultados finales de la reconfiguración y realizar una contrastación con los obtenidos en la tabla 3-3.

Tabla 3-2 Flujo de Potencia Obtenido antes de la Reconfiguración

ALIMENTADOR	CAP. INSTALADA	ENERGIA	CARGA EN EL ALIMENTADOR		PÉRDIDAS		MÁXIMA ΔV	MÁXIMA. CARG.	PORCENTAJE DE DESBALACE	LONGITUD MAXIMA	PORCENTAJE DE PERDIDAS (%)
	KVA	KWh/mes	KW	KVAR	KW	KWh/Mes	%	%	%	Km	%
Madero Vargas	12740	1623233	5049	1954	142	57460	3.08	66.48	6.46	3.9	2.74
Unioro	4708	439098	1865	924	28	15397	1.75	25.93	21.73	2.5	1.60
Expreso 3	1300	173487	1935	852	18	8305	1.17	26.28	9.26	2.4	0.92
Emproro	8430	477875	3386	1297	88	39460	2.42	44.79	2.71	2.8	2.53
Condado	3208	247827	1958	839	29	13195	1.08	26.62	7.25	1.9	1.47

Fuente: Simulación realizada en SynerGee Electric 3.8

Tabla 3-3 Flujo de Potencia Obtenido después de la Reconfiguración

ALIMENTADOR	CAP. INSTALADA	ENERGIA	CARGA EN EL ALIMENTADOR		PÉRDIDAS		MÁXIMA ΔV	MÁXIMA. CARG.	PORCENTAJE DE DESBALACE	LONGITUD MAXIMA	PORCENTAJE DE PERDIDAS (%)
	KVA	KWh/mes	KW	KVAR	KW	KWh/Mes	%	%	%	Km	%
Madero Vargas	12740	1623233	4459	1726	110	44827	2.58	58.23	4.29	3.9	2.40
Unioro	4708	439098	2454	1152	50	22917	2.51	34.04	4.87	2.5	2.05
Expreso 3	1300	173487	1935	852	18	8305	0.94	26.28	9.26	2.4	0.92
Emproro	8430	477875	3386	1297	85	38115	2.08	44.75	2.66	2.8	2.46
Condado	3208	247827	1958	839	29	13195	0.92	26.62	7.25	1.9	1.47

Fuente: Simulación realizada en SynerGee Electric 3.8

3.5.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se analizará dos temas específicos que tienen que ver con niveles de voltaje y pérdidas eléctricas, que son aquellos parámetros eléctricos que se busca optimizar para mejorar la calidad de energía que se entrega a los consumidores finales, estos están mejor detallados en el capítulo II.

En el tema de cargabilidad en conductores, se puede observar que se ha mejorado en todos los casos, siendo inferior al 75%, como lo establece los criterios tomados en cuenta, por lo cual todos los alimentadores cuentan con valores muy aceptables con lo que respecta a este punto, ver tabla 3-2 y 3-3.

Niveles de voltaje

Como se puede observar en la tabla 3-4, todos los alimentadores han mejorado sus caídas de voltaje y regulación, cumpliendo así con las regulaciones estipuladas por norma con respecto a niveles de voltaje, en zonas de servicio urbano.

Tabla 3-4 Reducción de Caídas de Voltaje

Caída de Voltaje (%)		
Alimentador	**ΔV inicial**	**ΔV Final**
Madero Vargas	3.08	2.58
Unioro	1.75	2.51
Expreso	1.17	0.94
Emproro	2.42	2.08
Condado	1.08	0.92

Fuente: Simulación realizada en SynerGee

Los alimentadores 0411, 0412 son los que mayores caídas de voltaje presentan después de la reconfiguración con 2.58 y 2.51% respectivamente, esto se debe a la gran extensión que cubre su zona de servicio y a su nivel de voltaje que operan 13.8 KV. En el anexo K se muestra los perfiles de tensión de cada uno de los alimentadores.

Perdidas Técnicas

Las pérdidas en un alimentador primario, están relacionadas a los elementos instalados en el circuito. Debido a que los voltajes son por bajo de los 115 kV las pérdidas producidas por el efecto Corona son muy pequeñas, por lo que se pueden despreciar.

En la tabla 3-5 se resume y compara los resultados del estado inicial y final, en general se nota una mejoría con respecto a este parámetro eléctrico en algunos alimentadores estudiados.

Las pérdidas de potencia activa alcanzan un total de 307 KW, en estado inicial, mientras que estado de reconfiguración alcanza el valor de 293 KW, obteniendo un ahorro significativo de 14 KW, que se traduce en una reducción del 4.56% del total que se tenía en la configuración inicial, y un ahorro de energía de 6458 KWh/mes, ver tabla 3-5.

Tabla N° 3-5 Reducción de Pérdidas de Potencia y Energía

Alimentador	Potencia Inicial		Energía Inicial		Potencia Reconfigurada		Energía Reconfigurada	
	[KW]	[%]	[KWh/mes]	[%]	[KW]	[%]	[KWh/mes]	[%]
Madero Vargas	142	2.74	57460	2.07	110	2.40	44827	1.61
Unioro	30	1.60	15397	1.68	51	2.05	22917	1.8
Expreso 2	18	0.92	8305	0.83	18	0.92	8305	1.6
Emproro	88	2.53	39460	3.95	85	2.46	38115	1.4
Condado	29	1.47	13195	1.06	29	1.47	13195	1.2
Total	307		133817		293		127359	

Fuente: Simulación realizada en SynerGee Electric 3.8

En el anexo L, se presenta un procedimiento para calcular las pérdidas de potencia y energía a partir de los valores obtenidos en los flujos de potencia.

Cuando el programa ejecuta el análisis de optimal switching, realiza los cambios de apertura y cierre de los switches, para que esta operación sea satisfactoria se deben cumplir con las restricciones impuestas en los ajustes previos del estudio.

3.6 BALANCEO DE CARGAS DE ALIMENTADORES PRIMARIOS

El balanceo de carga o también llamado método de equilibrio de fases, es una forma de mejorar el equilibrio de carga en los circuitos primarios de distribución, para realizar esta aplicación se utilizara la herramienta "balance improvement" del programa. El balanceo de carga es muy utilizado por las distribuidoras de energía eléctrica, porque les permite reducir la carga excesiva e incrementar la capacidad de conducción en el sistema de distribución, lo que da como resultado la reducción de pérdidas por efecto joule.

Esta aplicación de SynerGEE permite localizar las áreas donde el desequilibrio puede ser mejorado, para lograr esto utiliza dos tipos de balanceos como son:

- **Phase Balancing:** Este tipo de equilibrio tiene como fin buscar una o dos fases laterales que puedan ser refasadas o cambiadas sus fases, entendiéndose como laterales los ramales secundarios de un alimentador primario.

- **Load Balancing:** Este tipo de equilibrio busca cargas spot o distribuidas que puedan reconectarse, para mejorar el equilibrio del alimentador.

Estos dos tipos de equilibrios, son considerados desde el punto de vista operacional en el alimentador.

Este análisis tiene varias opciones objetivas tales como mejora de voltaje, corriente y desbalances que se las puede definir como la función objetivo a alcanzar, cuando se realiza un "**balance improvement**", el programa considera la función objetivo seleccionada y nos da como resultado un reporte o informe, donde nos presenta los cambios sugeridos que se deben implementar en nuestro circuito analizado, hay que tomar en cuenta que los cambios son llevados manualmente.

3.6.1 PROCEDIMIENTO

Este procedimiento se basa en los pasos a seguir para equilibrar las fases de los alimentadores, algo de gran importancia es que este procedimiento se lo puede optar con o sin transferencia de carga de los alimentadores. Dejando a opción libre del operador del programa de simulación.

A continuación se detalla el siguiente procedimiento para el equilibrio de fases en un alimentador primario, utilizando esta herramienta de análisis.

a. Para realizar esta aplicación, es necesario conocer el porcentaje de desbalance que presenta los alimentadores, estos valores son obtenidos del reporte de flujo de carga, ver tabla 3-2 (Condición inicial) y tabla 3-3 (Condición Reconfigurado).

   - Caso contrario sería necesario la curva de carga de cada alimentador para obtener las magnitudes de las corrientes por fase. Con las corrientes de cada fase, se determina la corriente promedio. Aplicando la ecuación dada en el capitulo uno, se determina el porcentaje de desbalance de cada fase que nos sirve como referencia de nuestro análisis, se corre un flujo de carga, para obtener las condiciones iníciales del alimentador.

b. Seleccionamos la aplicación "**balance improvement**" del programa, de las seis funciones objetivos disponibles escogemos **Feeder Amp Imbalance** porque es la que mejor se adapta a los requerimientos del estudio. En sistemas donde la mayor parte de la carga es alimentada por ramales monofásicos presenta grandes problemas de desbalance de corrientes por tal razón se utiliza un equilibrio por fase, con esto se lo logra lo siguiente:

   - Incluir secciones monofásicas, bifásicas y trifásicas se han estas las líneas aéreas o subterráneas.

c. Las restricciones y límites de operación se presentan como el número máximo de sugerencias de refase y reconexiones siendo la primera utilizada en el equilibrio de fases y la segunda en equilibrio de carga. Depth y Max se definen como el porcentaje de sobrecarga en la línea y el número de cambios sugeridos por el programa, estos datos son conocidos como los requerimientos mínimos de operación del balanceo y de estos depende los resultados del proceso de optimización.

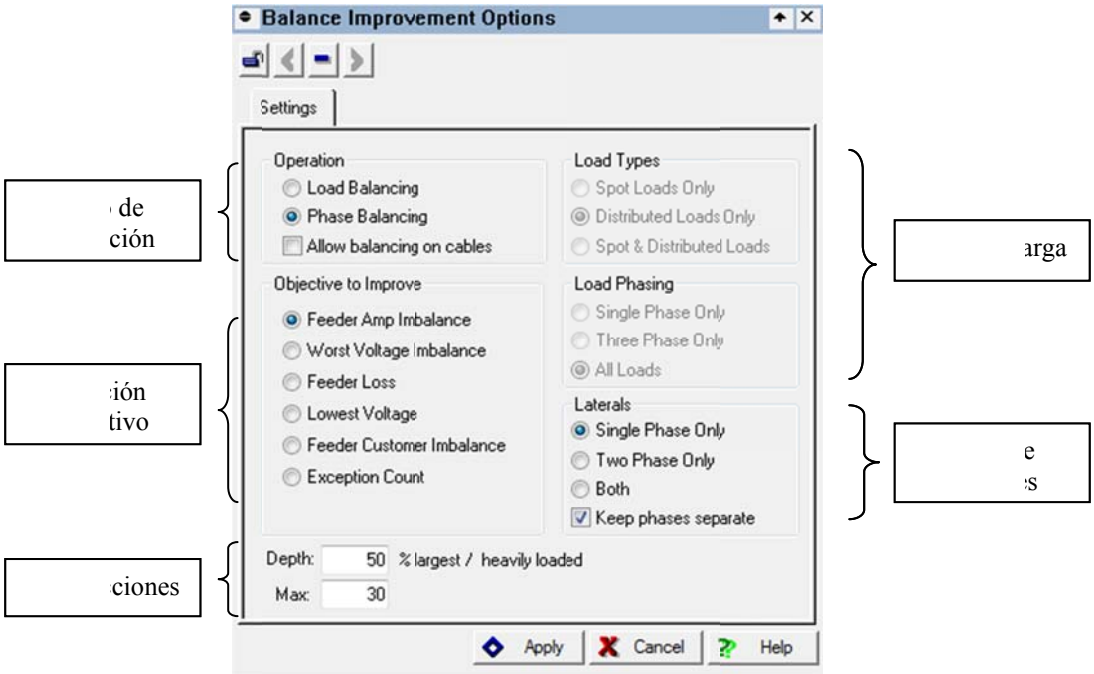


Fig. 3-19 Ventana para el ingreso de datos del Balance improvement options

d. Realizados los ajustes necesarios en la ventana de balanced improved options (figura 3-19), aplicamos esta opción para comenzar el proceso de balanceo de carga.

e. Por último el programa identifica todos los posibles cambios (refases), mediante un reporte donde nos brinda los resultados sin cambio alguno en los alimentadores, haciendo así una mejor forma de ver los cambios sin realizarlos (Anexo M).

f. Realizado este procedimiento podemos notar que el grado de desbalance a nivel del ramal principal hay mejoramiento notable, pero hay la posibilidad de mejorar a un más nuestro sistema de distribución en lo que concierne a los ramales secundarios, porque en la mayoría de ellos presenta altos niveles de desequilibrios por fase, esto debido a:

- Sobrecarga de las fases de alimentación.
- Distribución errónea de la carga.

g. Con la herramienta apropiada del programa, se pudo mejorar los ramales secundarios, escogiendo las secciones con mayores problemas; siguiendo los literales d, e y f.

El proceso de optimización en lo que concierne al mejoramiento del equilibrio, se enfoca en los cambios que produzcan los mejores beneficios según la función objetivo escogida.

3.6.2 BALANCEO DE CARGAS PARA LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN "MACHALA"

Se da una breve explicación del balanceo y los resultados que se obtiene después de realizar los ajustes correspondientes. Para nuestro estudio, se utilizo la aplicación de equilibrio de fases, permitiendo mejores resultados en el alimentador y sus ramales laterales que lo componen, que su mayoría son de tipo monofásico, que como ya se describió en el capítulo II, presenta grandes desbalances entres sus fases, esto radica principalmente en la sobrecarga de la fases por parte de los transformadores de distribución.

En lo que corresponde a esta parte el programa analizará el balanceo de fases, que muestra como trasladar corriente de una fase a otra para minimizar las pérdidas de potencia en kW. Los factores que pueden influenciar en el tiempo de procesamiento de la simulación son: número de secciones monofásicas, bifásicas, trifásicas y la conexión de los transformadores instalados.

En la tabla 3-6 podemos observar el desbalance inicial y final después de realizar la transferencia de carga entre los alimentadores de la subestación, estos valores se encuentran dentro de los rangos permitidos por la empresa, es decir ninguno pasa el **10%** de desbalance entre sus fases.

Tabla N° 3-6 Desbalance en los alimentadores de la Subestación

Alimentador	% Desbalance Inicial	% Desbalance Final
Madero V.	6.46	4.28
Unioro	21.73	4.86
Expreso 2	9.26	9.26
Emproro	2.71	2.66
Condado	7.25	7.25

Fuente: Simulación realizada en SynerGee

En el Anexo M, podemos apreciar el cambio de fases o de secuencia de los ramales, la ubicación dada por la sección, los niveles de desbalance y porcentaje de pérdidas obtenidas. Podemos notar en el reporte que bastaría en realizar dos o tres cambios para lograr resultados apreciables, siendo Depth y Max parámetros importantes en el proceso de optimización.

Para todos los alimentadores de la subestación se siguió el procedimiento mencionado en 3.6.1, el balanceo sigue la filosofía de la herramienta **"balanced improvement"** del programa Synergee, enfocada a la reducción de pérdidas de potencia.

Alimentador 0411

Según la modelación reconfigurada del alimentador 0411 tiene la capacidad de balancear sus fases, para lo cual se deberá refasar las siguientes secciones con nomenclatura 358243, 347359, 358231, ubicada la primera en la calle Guayaquil y Klever Franco, la segunda en la calle Acacias, Sector La Aurora y la ultima en las calles Babahoyo y Guabo, cabe notar que en el reporte (Anexo M) otorgado por el análisis presenta más sugerencias de refase, las cuales no son necesarias por no presentar mejoría alguna en el sistema en estudio, hay una reducción de pérdidas de potencia de 0.3 KW.

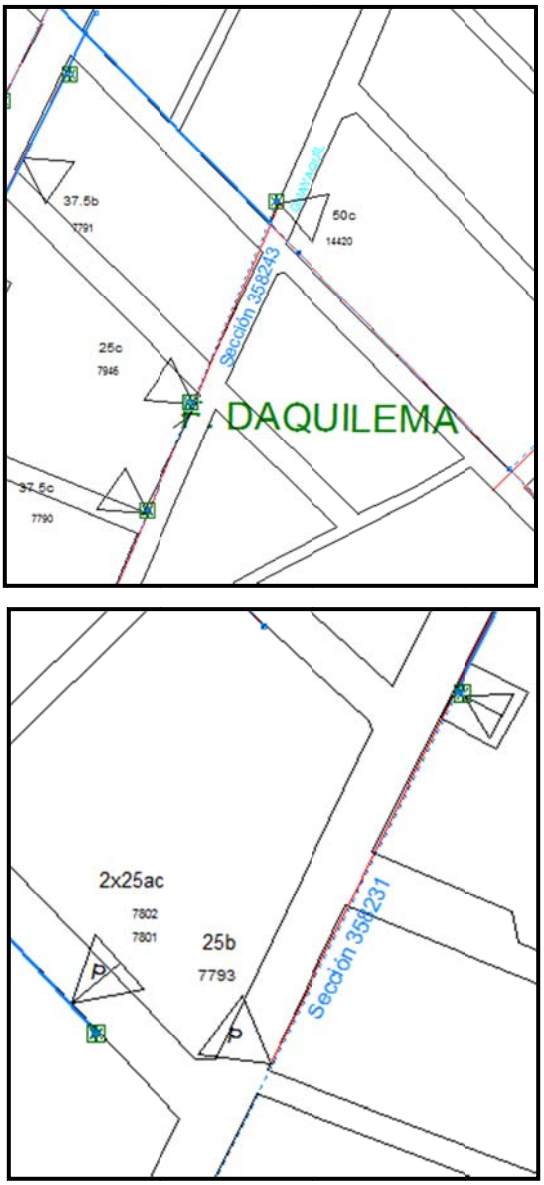


Fig. 3-20 Balanceo de Fases Alimentador 0411

Alimentador 0412

Realizada la transferencia de carga, podemos apreciar una notable mejora en el desbalance que pasa 21.73% a un 4.86% (tabla 3-6), este porcentaje podemos minimizarlo, mediante el balanceo de sus fases, para lo cual se deberá refasar las siguientes secciones con nomenclatura 363041, 372333, 369754, ubicada la primera en la calle Guayas entre 8va y 9na Norte, la segunda en la Ciudadela Oro Verde.

Cabe notar que en el reporte se presenta más sugerencias de refase, las cuales no son necesarias por no presentar mejoría alguna, la reducción de pérdidas de potencia es muy pequeña del 0.1 KW.

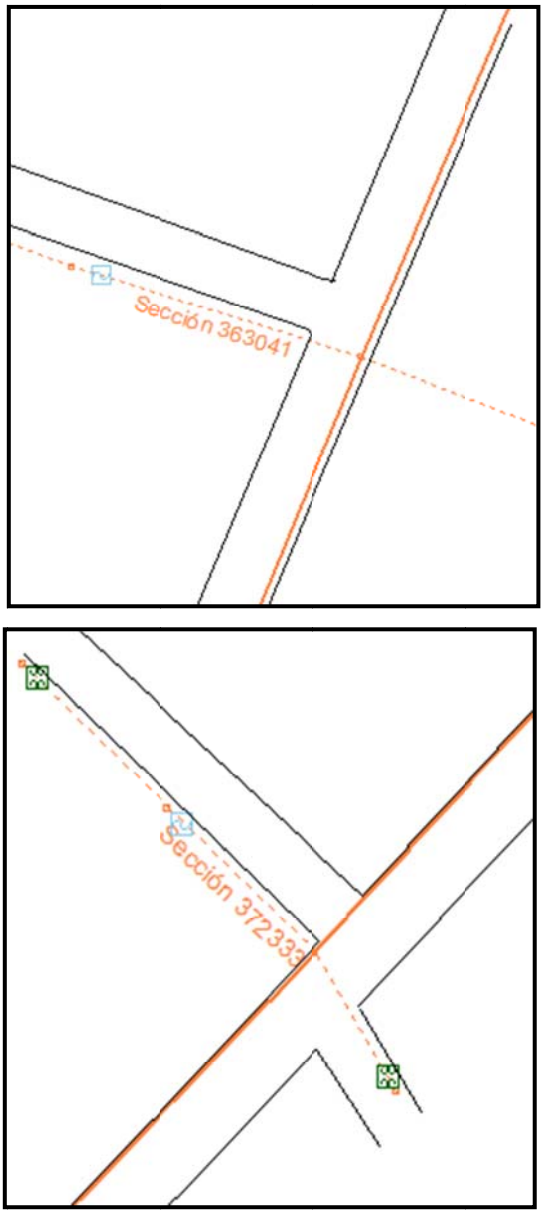


Fig. 3-21 Balanceo de Fases Alimentador 0412

Alimentador 0413

Este alimentador no forma parte de la transferencia de carga, presenta un desbalance de 9.26% (tabla 3-6), este porcentaje podemos minimizarlo, mediante el balanceo de sus fases, para lo cual se deberá refasar las siguientes secciones con nomenclatura 360796 y 360478, ubicada la primera en la calle Loja y Babahoyo, la segunda en la calle Loja entre Portoviejo y Esmeraldas, la reducción de pérdidas de potencia es de 0.3 KW.

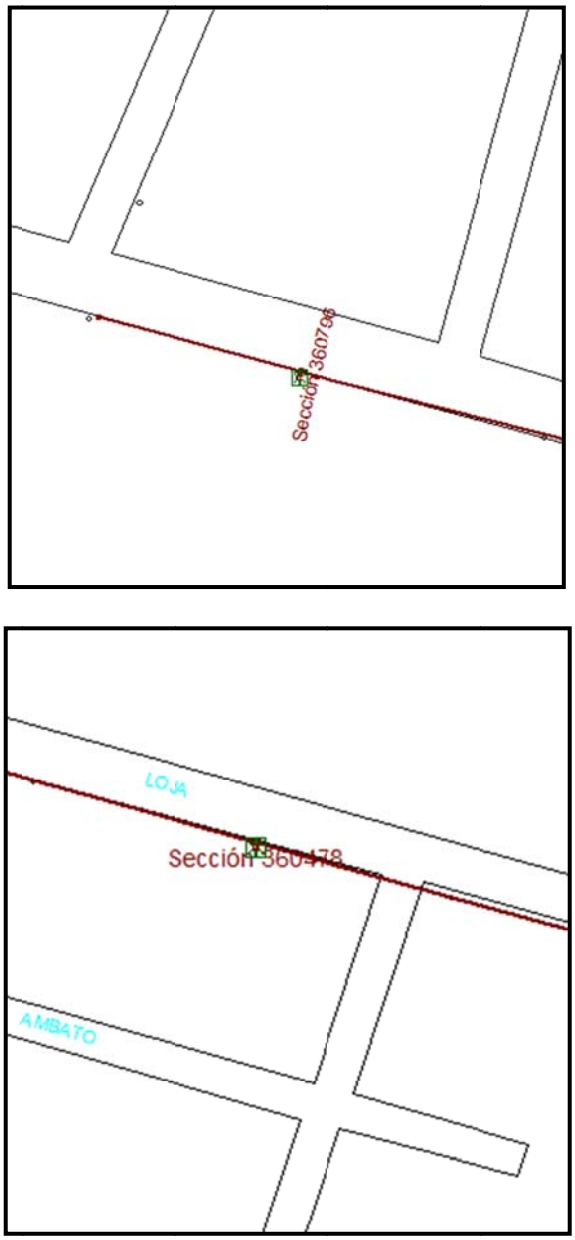


Fig. 3-22 Balanceo de Fases Alimentador 0413

Alimentador 0414

Realizada la transferencia de carga, podemos apreciar una notable mejora en el desbalance que pasa 2.66% (tabla 3-6), este porcentaje podemos minimizarlo, mediante el balanceo de sus fases, para lo cual se deberá refasar la siguiente sección con nomenclatura 452325 y 450719 , ubicada la primera en la calle 10 de Agosto y Ambrosio Gumal y la segunda en la calle Napoleón Mera y San Martin, la reducción de pérdidas de potencia es muy pequeña del 0.2 KW.

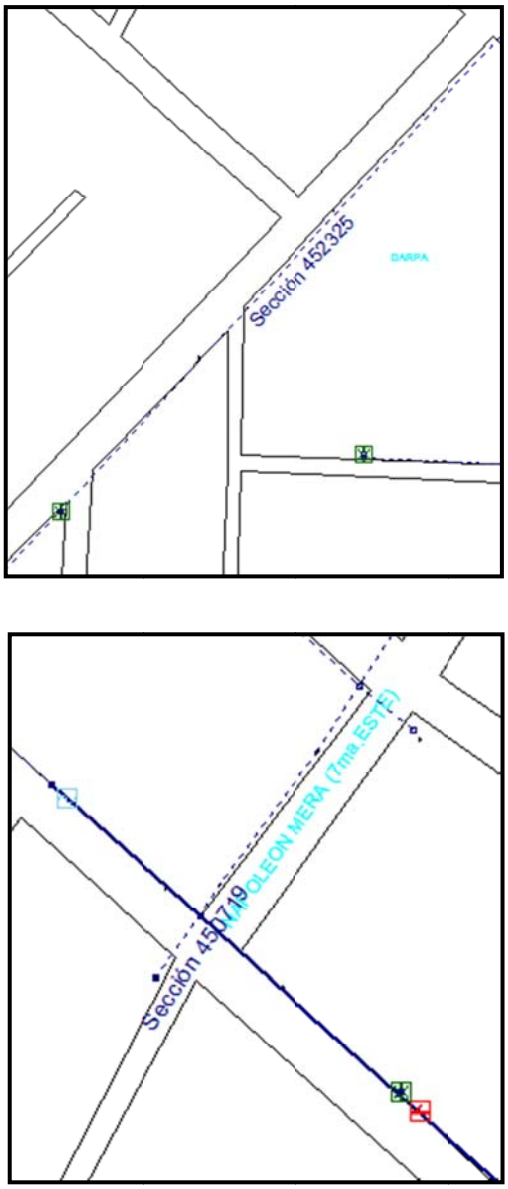


Fig. 3-23 Balanceo de Fases Alimentador 0414

Alimentador 0415

Este alimentador no forma parte de la transferencia de carga, presenta un desbalance de 7.25% (tabla 3-6), este porcentaje podemos minimizarlo, mediante el balanceo de sus fases, para lo cual se deberá refasar las siguientes secciones con nomenclatura 375843, 377755 y 380016, ubicada la primera Avenida principal de ingreso al Hotel Oro Verde y Segunda diagonal, la segunda en el ingreso a la Ciudadela la Aurora, la reducción de pérdidas de potencia es de 0.2 KW.

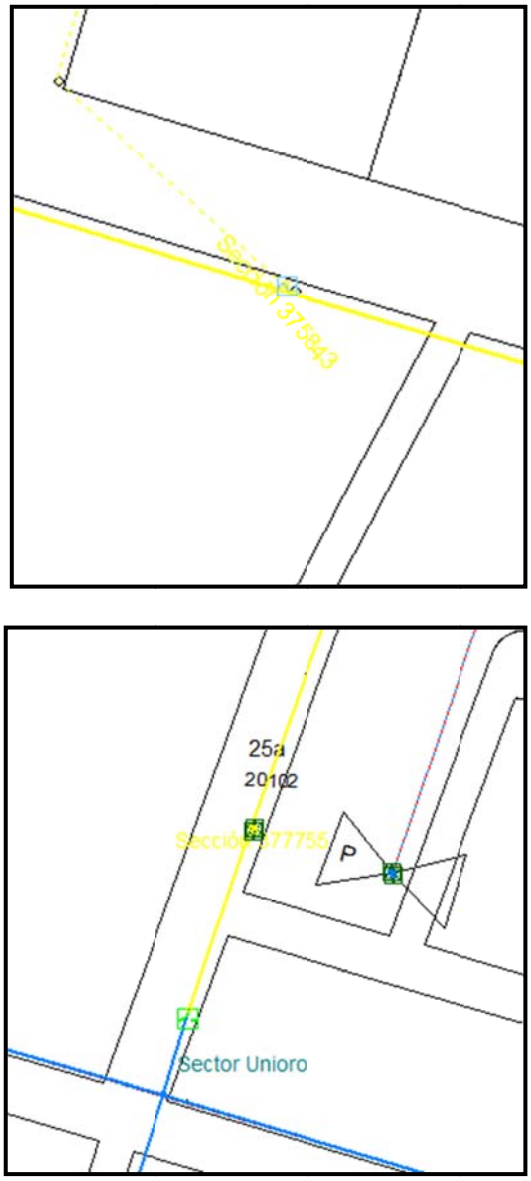


Fig. 3-24 Balanceo de Fases Alimentador 0415

3.6.3 RESUMEN DE RESULTADOS

Realizada la transferencia de carga entre los alimentadores, podemos notar que el índice de desbalance ha disminuido notablemente, como se observa en la tabla 3-6. Pero el propósito de este estudio es implementar este análisis a los alimentadores, por tal razón del procedimiento antes descrito se escogieron los ítems a, b, y d para proceder a realizar una mejoría.

Según la información obtenida de la corrida de flujos y de la tabla 3-6 donde están los alimentadores presenta un desbalance dentro del rango establecido por la empresa. Para efectos de aplicar la herramienta de balanceo de fases se la utilizo en los alimentadores, trayendo consigo una reducción de pérdidas de potencia de 1.1 KW y pérdidas de energía de 477.13 KWh/mes, ver tabla 3-7.

Tabla N° 3-7 Desbalance utilizando Balance improvement

Alimentador	%Desbal. Inicial	%Desbal. Final	P. Potencia [KW]	P.Energía [KWh/mes]
Madero V.	4.28	0.2	0.3	122.26
Unioro	4.86	0.4	0.1	35.81
Expreso 2	9.26	2.1	0.3	138.41
Emproro	2.66	0.1	0.2	89.66
Condado	7.25	0.6	0.2	90.99
		Total	1.1	477.13

Fuente: Simulación realizada en SynerGee Electric 3.8

En el anexo L, se presenta un procedimiento para calcular las pérdidas de potencia y energía a partir de los valores obtenidos en los flujos de potencia.

Cuando el programa ejecuta el análisis de balance improvement, realiza los cambios de secuencia de fases, para que esta operación sea satisfactoria se deben cumplir con las restricciones impuestas en los ajustes previos del estudio.

3.6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se analizará dos temas específicos que tienen que ver con el porcentaje de desbalance de corrientes y pérdidas eléctricas, que son aquellos parámetros eléctricos que se busca optimizar para mejorar la calidad de energía que se entrega a los consumidores finales, estos están mejor detallados en el capítulo II.

Desbalance

Se analizo los niveles de desbalance de las corrientes que se busca optimizar para mejorar la calidad de energía que se entrega a los consumidores finales y se puede observar que se ha mejorado en todos los casos, se cuenta con valores muy aceptables, ver tabla 3-7.

Los alimentadores 0413, 0415 son los que mayores porcentajes de desbalance presentan después de la reconfiguración con 9.26 y 7.25% respectivamente, esto se debe a que estos alimentadores no formaron parte de la transferencia de carga, con los restantes alimentadores al transferir carga se presento una mejora notable en el equilibrio de las fases del ramal principal.

Pérdidas

En la tabla 3-7 se resume y compara los resultados del estado inicial y final, en general se nota una mejoría con respecto a este parámetro eléctrico en algunos alimentadores estudiados.

Las pérdidas de potencia activa alcanzan un total de 293 KW, al realizar el equilibrio de fases alcanza el valor de 291.9 KW, obteniendo un ahorro significativo de 1.1 KW, que se traduce en una reducción del 0.38 % del total que se tenía en la configuración inicial, y un ahorro de energía de 477.13 KWh/mes, ver tabla 3-7.

3.7 UBICACIÓN DE CAPACITORES EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

La ubicación de capacitores en alimentadores primarios es un método eficaz para reducir pérdidas eléctricas en el sistema de distribución, además de mejorar el voltaje, factor de potencia. Este análisis de ubicación de capacitores en SynerGEE consta de la localización y tamaños óptimos donde los capacitores pueden ser instalados, basados en un objetivo específico.

3.7.1 PROCEDIMIENTO

El procedimiento mostrado a continuación, nos permite determinar la ubicación y tamaño del banco de capacitores.

a. Se ingresa la información requerida en el programa de simulación, esta es ingresada en los medidores, la misma que puede ser potencia activa y reactiva, como las intensidades y los factores de potencia.

b. Se realiza una distribución de la carga, la misma que utiliza la opción de KVA conectados.

c. Se realiza una corrida de flujo de carga para las tres demandas se han estas la pico, media y base (Anexo N) ,esta primera corrida de flujo nos permite tener datos importantes para nuestro análisis como son las corrientes, factor de potencia y pérdidas iníciales. Para de este modo obtener el valor máximo de la compensación capacitiva fija que puede ser instalada para de esta manera evitar problemas en el alimentador y en el sistema.

d. Luego de esto se procede a realizar los ajuste en la ventana del "**Capacitor placement**", donde elegimos las condiciones y restricciones de nuestro estudio, ver figura 3-20.

- Bancos de capacitores disponibles.
- Límite máximo de compensación.
- Número de bancos de capacitores por alimentador.

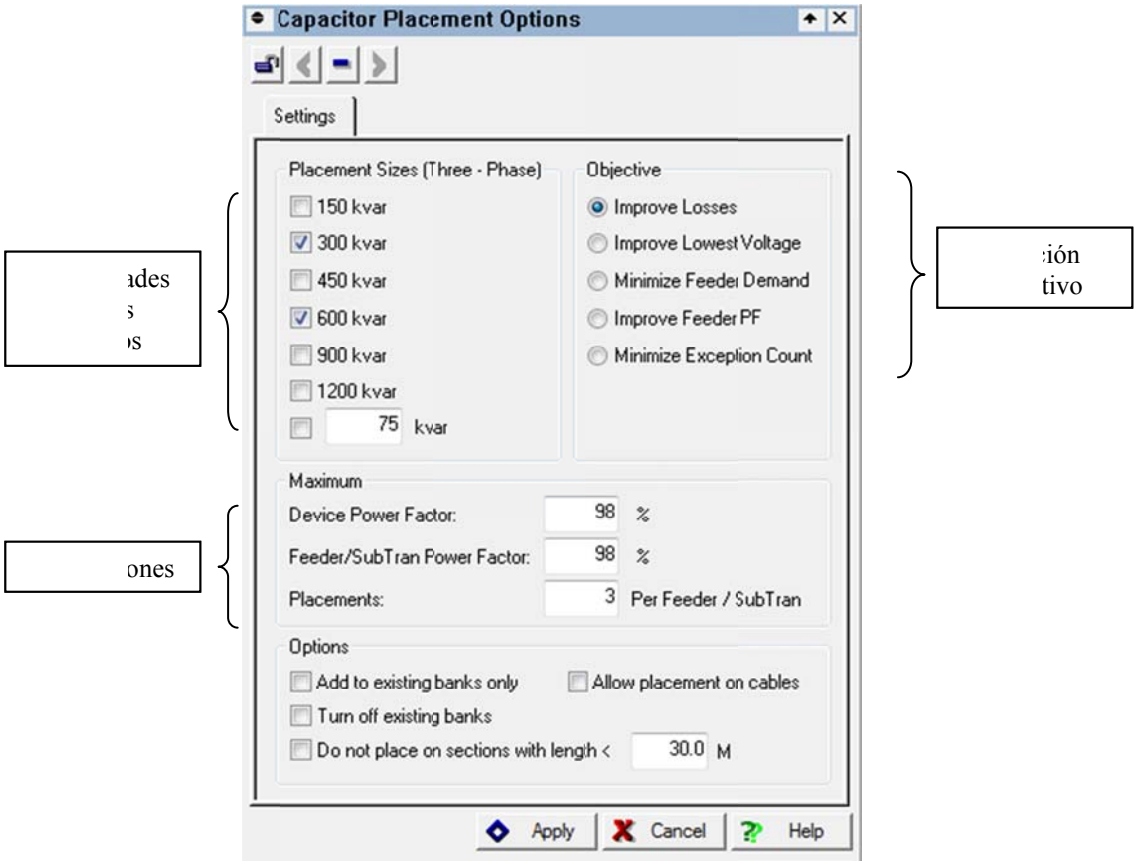


Fig. 3- 25 Ventana de Capacitor Placement Options

Realizado el proceso de simulación, el programa nos otorga una lista de sugerencias que debemos realizar para obtener los resultados deseados, de igual forma que en los casos antes mencionados nos brinda resultados sin realizar cambio alguno por medio del reporte podemos observar y tener información valiosa.

e. Obtenidos los resultados del reporte (Anexo Ñ) dado por el programa, se procede a realizar los cambios, inicialmente ubicando el capacitor en la red, y luego realizando un nuevo flujo de carga, para contrastar los cambios realizados en el alimentador. Estos resultados son de gran importancia porque de ellos parte la información necesaria para el estudio.

f.- Como paso final pero de una importancia considerable se puede realizar cálculos de pérdidas de potencia y energía, y también obtener el factor de pérdidas.

3.7.2 UBICACIÓN DE CAPACITORES PARA LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN "MACHALA"

Se da una breve explicación de la ubicación de los bancos de capacitores y los resultados que se obtiene después de realizar los ajusten correspondientes. Hay que tener en cuenta que el análisis se realizo utilizando las demandas base, media y punta, como forma de observar el comportamiento de la curva de carga de los alimentadores.

En este estudio se utilizo las capacidades de 300 KVAr y 600 KVAr, que son las capacidades disponibles en la empresa eléctrica y forman parte de las restricciones del mismo, hay que tomar en cuenta que los bancos están formadas por unidades monofásicas por citar un ejemplo un banco de 600 KVAr estarán divididas en tres unidades de 200 KVAr.

En la siguiente tabla se puede observar los factores de potencia de cada uno de los alimentadores realizada la reconfiguración y balanceo, los cuales se encuentran en los rangos aceptables de compensación. Sin embargo se realizara un estudio individual de cada alimentador que se basara en una reducción de pérdidas y reubicación de equipos para lograr una optimización lo mejor posible de los mismos.

Tabla N° 3-8 FP promedio realizada la Reconfiguración y Balanceo de Alimentadores

Alimentador	Fp inicial	Fp Final	ΔV [%]	Perd. [KW]
Madero V.	0.957	0.9633	2.58	109.592
Unioro	0.980	0.9667	2.51	49.531
Expreso 2	0.970	0.9700	0.94	17.923
Emproro	0.973	0.9733	2.08	85.385
Condado	0.887	0.8867	0.92	29.392

Fuente: Simulación del programa SynerGee Electric 3.8

Alimentador Madero Vargas (0411)

Este alimentador necesita un banco de capacitores de 600KVAr y 300KVAr, en las secciones 353443 y 379225, el primero ubicado en la calles Marcelo Laniado entre Nueve de Mayo y Juan Montalvo y el segundo en las calles Marcelo Laniado y Guayaquil sector Ciudadela Daquilema. En la tabla 3-8, se puede observar que el factor promedio es de 0.963, el mismo que puede ser mejorado, al realizar el estudio se debe añadir un banco de 300 KVAr mientras que el banco de 600 KVAr instalado en las calles Marcelo Laniado y Jorge Murillo deberá ser reubicado, dando como resultado un factor de potencia promedio final de 0.98, el mismo que es considerado muy aceptable y cumple con la regulación. Hay una disminución en el nivel de pérdidas de potencia de 2 KW.

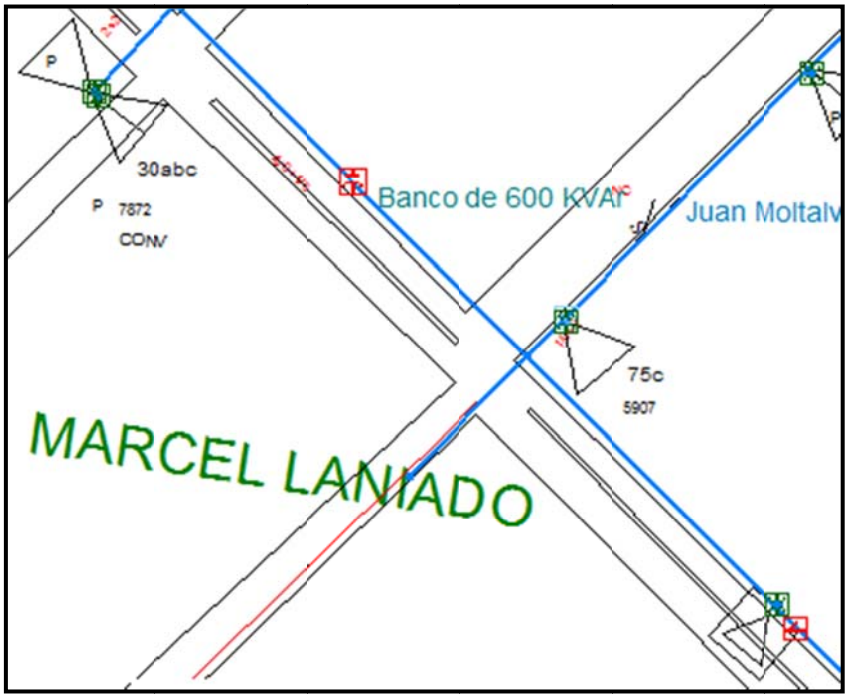


Fig. 3-26 Reubicación del Banco de Capacitores de 600 Kvar

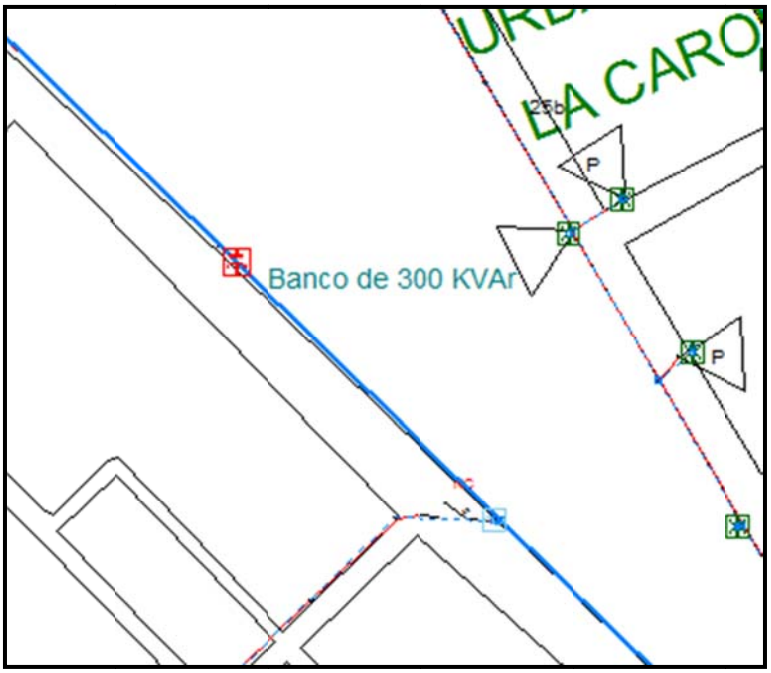


Fig. 3-27 Banco de Capacitores de 300 Kvar

NOTA: Si no se realizara la reconfiguración de alimentadores el banco de capacitores de 300 KVAr propuesto, sería de 600 KVAr debido a los reactivos que se dejaría de transferir y que suman 266 KVAr.

Alimentador Unioro (0412)

Este alimentador cuenta con un banco de capacitores dentro de la subestación muy cercano a la cabecera del mismo, cuya capacidad es de 600KVar, el factor de potencia se mantiene en valores aceptables y que se encuentra en los rangos exigidos ver tabla 3-8, sin embargo con una nueva ubicación se lograría una reducción de pérdidas de potencia considerable, por tal razón se reubicara el banco en la sección 365924, ubicada en las calles Circunvalación Norte y vía a Limón, dando como resultado un factor de potencia promedio final de 0.97, el mismo que es considerado muy aceptable y cumple con la regulación. Hay una disminución en el nivel de pérdidas de potencia de 4.8 KW.

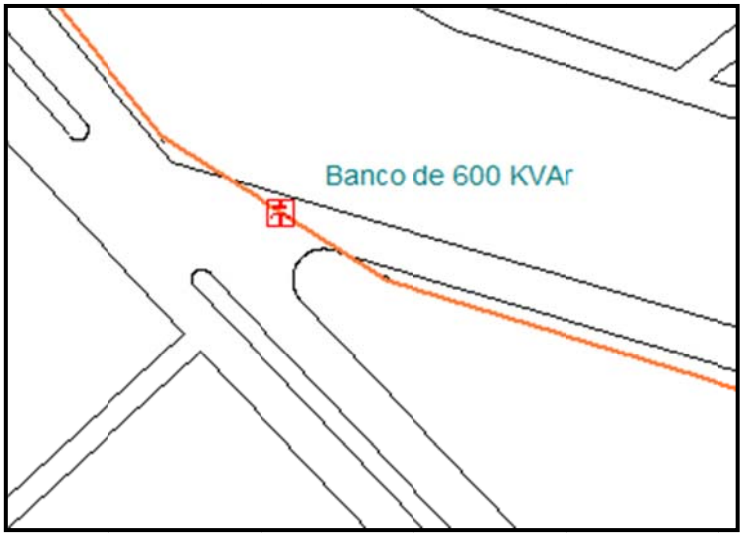


Fig. 3-28 Reubicación del Banco de Capacitores de 600 Kvar

Expreso 2 (0413)

Para este alimentador no existe recomendación de ubicación de banco de capacitores, por estar los limite de factores de potencia dentro de los rangos exigidos, esto se debe a su configuración de alimentador expreso, algunas ocasiones baja un poco en términos porcentuales el factor de potencia debido que recibe o transfiere carga del alimentador Fybeca de la subestación "Machala Centro" . Cabe recordar que este alimentador no cuenta con puntos de transferencia con los restantes alimentadores de la subestación "Machala", por tal razón su factor de potencia se mantiene para las tres demandas.

Emproro (0414)

Este alimentador cuenta con un banco de capacitores dentro de la subestación muy cercano a la cabecera del mismo, cuya capacidad es de 600KVAr, el factor de potencia se mantiene en valores aceptables y en los limites exigidos para cada demanda ver tabla 3-8, sin embargo con una nueva ubicación se lograría una reducción de pérdidas de potencia considerable, por tal razón se reubicara el banco en la sección 454576, localizada en la Ciudadela las Brisas, Sector Cooperativa de Buses "Machala".

Fig. 3-29 Reubicación del Banco de Capacitores de 600 Kvar

Tabla N° 3-9 Resultados obtenidos con la reubicación del banco de 600 KVAr

Sección	Ubicación	Fp	Perd. [KW]	ΔPerd. [KW]
443551	Dentro de la S/E	0.967	85.7	5
454576	Cdla. Las Brisas	0.976	80.7	

Fuente: Simulación del programa SynerGee Electric 3.8

Como podemos apreciar en la tabla con el traslado del banco ubicado dentro de la subestación hacia a un punto ubicado en la Ciudadela Las Brisas, disminuye las pérdidas de potencia, mejora el factor de potencia, por lo cual es recomendable su reubicación.

Condado (0415)

Este alimentador presenta una carga compartida entre residencial y comercial, problemas de bajo factor de potencia, los mismos que serian resueltos haciendo cumplir con los limites exigidos en la compensación de reactivos dado en la regulación del CONELEC a los propietarios de clínicas y hoteles que se alimentan de este alimentador, siendo considerable su potencia instalada.

3.7.3 RESUMEN DE RESULTADOS

Los resultados finales de este estudio están compuestos por la capacidad y ubicación del banco de capacitores, reducción de pérdidas de potencia activa, factor de potencia, caída de tensión.

Tabla N° 3-10 Resultados obtenidos con la Ubicación de Bancos de Capacitores

Alimentador	Sección	KVAr	Fp inicial	Fp Final	ΔV [%]	ΔP [KW]	P.Energia [KWh/mes]
Madero V.	353443 379225	600 300	0.96	0.984	2.33	2	815.04
Unioro	365924	600	0.966	0.970	1.92	4.8	1717.63
Emproro	454576	600	0.973	0.976	2.17	5	2239.2
Total						11.8	4771.87

Fuente: Simulación realizada en SynerGee Electric 3.8

En la tabla se aprecia el mejoramiento del factor de potencia de esta manera se cumple con los límites del factor de potencia establecidos por el ente regulador CONELEC. Los alimentadores Expreso 2 y Condado no son tomados en cuenta, por lo expuesto anteriormente.

Los niveles de voltaje aguas abajo mejoran con la instalación de los bancos de capacitores, al realizar la comparación, entre las caídas de voltaje entre el caso inicial y final de cada alimentador compensado.

Otro beneficio de la instalación de bancos de capacitores en los alimentadores primarios de media tensión es la reducción de pérdidas de potencia activa de 11.8 KW y 4771.87 KWh/mes de pérdidas de energía.

3.7.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se analizará dos temas específicos que tienen que ver con el factor de potencia y pérdidas eléctricas, que son aquellos parámetros eléctricos que se busca optimizar para mejorar la calidad de energía que se entrega a los consumidores finales.

Factor de potencia

Se analizo los factores de potencia que se busca optimizar para mejorar la calidad de energía que se entrega a los consumidores finales y se puede observar que se ha mejorado en todos los casos, se cuenta con valores muy aceptables, ver tabla 3-10.

Pérdidas

En la tabla 3-10 se resume y compara los resultados del estado inicial y final, en general se nota una mejoría con respecto a este parámetro eléctrico en algunos alimentadores estudiados.

Las pérdidas de potencia activa alcanzan un total de 291.9 KW, al realizar la compensación alcanza el valor de 280.1 KW, obteniendo un ahorro significativo de 11.8 KW, que se traduce en una reducción del 4.05% del total que se tenía en la configuración inicial, y un ahorro de energía de 4771.87 KWh/mes, ver tabla 3-10.

3.8 RESULTADOS GENERALES PARA LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN "MACHALA"

La siguiente tabla muestra los valores obtenidos en nuestro estudio de reconfiguración de alimentadores, balanceo de fases y ubicación de capacitores, trayendo considerables mejoras en la calidad del servicio eléctrico, por tal razones después del proceso implementado, se observan los cambios en las magnitudes de los parámetros, sin dejar de lado el cumplimiento de las regulaciones exigidas por el ente regulador y la empresa eléctrica en cada caso de estudio.

Tabla 3-11 Flujo de Potencia después de la Reconfiguración y Optimización

ALIMENTADOR	CAP. INSTALADA	ENERGIA	REUCCION DE PÉRDIDAS		MÁXIMA ΔV	MÁXIMA. CARG.	PORCENTAJE DE DESBALACE	LONGITUD MAXIMA	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS
	KVA	KWh/mes	KW	KWh/Mes	%	%	%	Km	%
Madero Vargas	12740	1623233	34.3	13977.9	2.33	58.23	0.2	3.9	2.35
Unioro	4708	439098	4.9	1753.42	1.92	34.04	0.4	2.5	1.80
Expreso 3	1300	173487	0.3	138.24	0.94	26.28	2.1	2.4	0.92
Emproro	8430	477875	8.2	3672.29	2.17	44.75	0.1	2.8	2.33
Condado	3208	247827	0.2	90.993	0.92	26.62	0.6	1.9	1.47
Total			47.9	19632.9					

Fuente: Simulación realizada en SynerGee Electric 3.8

4. ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DEL ESTUDIO

El análisis económico de un estudio se lleva a cabo cuando técnicamente se ha comprobado que estos pueden realizarse. En este sentido para analizar y evaluar económicamente, es necesario que la fase de preparación técnica este incluida. La evaluación de los estudios generalmente permite tener herramientas de decisión y juicio sobre el dimensionamiento de los mismos y por lo tanto volver a fases anteriores.

En la determinación del beneficio de un estudio o proyecto, en lo que se traduce a una rentabilidad, se utilizo métodos como son:

- Método del VPN
- Método de la TIR
- Método de la relación Beneficio/costo

El propósito del análisis técnico-económico es justificar o no la Reconfiguración de alimentadores, Balanceo de carga y Ubicación de bancos de capacitores en los alimentadores de la subestación "Machala".

4.1 ANÁLISIS DE FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE UNA RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES

4.1.1 Análisis económico para la Reconfiguración de Alimentadores

Para la determinación del costo anual de la inversión se requiere distribuir todos los desembolsos en una serie uniforme. Para el análisis del estudio se ha tomado un tiempo de vida de 10 años, que básicamente es el tiempo de vida útil promedio de los equipos de apertura y cierre (cuchillas desconectadoras) escogido, en la figura 4.1 se observa el flujo de fondos, que muestra como se encuentra distribuido los flujos.

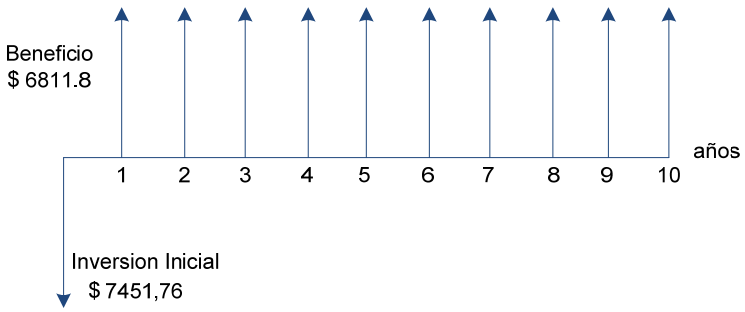


Fig. 4-1 Flujo de fondos

Como estos desembolsos se los va a realizar en diferentes tiempos es necesario llevarlos a un solo punto común en la escala del tiempo y esto se lo puede hacer calculando el valor presente.

Valor Presente (VP)

Para el cálculo del valor presente es necesario que todos los beneficios se los traiga a valor presente mediante la siguiente ecuación:[15]

$$VP = VA * \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} \right]$$

Donde:

VP : Valor presente

VA : Valor actual

n : Vida útil del estudio o proyecto, para el análisis de este estudio se estima 10 años.

I : Tasa de descuento, se tomara en base a las tasas activas que establece el Banco Central, el mismo que es de del 9.33%, ver anexo R.

[15] OLIVEIRA, Jesús "Análisis Económico de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica", Evaluación de proyectos, USB, Caracas, 2007.

Beneficio por reducción de pérdidas de energía

Para obtener el valor actual, es necesario obtener el beneficio por reducción de pérdidas de potencia que se traducen en pérdidas de energía este beneficio es el ahorro de energía.

El ahorro de energía por concepto de reducción de pérdidas es de 6458 KWh/mes como se indico en la tabla 3.5 de ese capítulo.

Según el balance energético para el año 2009, realizado por el Departamento de Planificación de CNEL- El Oro, el valor promedio para la energía comprada para ese año es de 8,69 ctv. USD/KWh.

Por lo tanto, el ahorro mensual seria:

$$Ahorro = 0.0879\,\frac{USD}{KWh} * 6458\,\frac{KWh}{mes} = 567.65\,\frac{USD}{mes}$$

El ahorro anual en este caso sería de 6811.8 dólares, sin embargo, el poder adquisitivo del dinero es afectado por factores como la inflación de modo que es necesario considerar que el costo de las pérdidas será afectado por la inflación, resultando un incremento notable en el costo de estas. Considerando una tasa del 9.33%, un periodo de 10 años de tal manera que en el año cero hay 10 anualidades, por lo que se tiene un valor presente de:

Aplicando la ecuación tenemos:

$$VP = VA * \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} \right]$$

$$VP = 6811.8 * \left[\frac{(1+0.0933)^{10} - 1}{0.0933 * (1+0.0933)^{10}} \right]$$

$$VP = 6811.8 * \left[\frac{2.440 - 1}{0.0933 * 2.440} \right]$$

$$VP = 6811.8 * \left[\frac{1.440}{0.227} \right]$$

$$VP = 6811.8 * 6.325$$

$$VP = 43087.91 \text{ USD}$$

El valor presente neto es el valor presente de un conjunto de flujos de efectivo futuros esperado menos su costo de inversión.

$$VPN = VP - CI$$

Donde:

VPN: Valor presente neto

VP: Valor presente

CI: Costo de inversión

Los costos asociados con la reconfiguración se obtuvieron de los presupuestos realizados para cada modificación considerando los precios unitarios de los materiales a ser utilizados, la mano de obra y costos indirectos.

Los costos de los materiales fueron proporcionados por la dirección de planificación; los mismos que tienen vigencia para el 2010 pero pueden sufrir alteraciones de acuerdo a las variaciones propias del mercado.

Los costos de mano de obra fueron proporcionados por la Dirección de Planificación de la CNEL- Regional El Oro. Los costos indirectos son aquellos en los se incluye, rubros como movilización, combustible, materiales menores, herramientas e imprevistos; por lo cual se le asigna el 18% del valor de materiales que es el rubro establecido en la Corporación de Electricidad Regional.

En el anexo S se detalla el listado de materiales y mano de obra a ser utilizados en la construcción de la solución propuesta, cuyos montos de inversión se presentan en la tabla 4.1.

Tabla N° 4-1 Montos de Inversión

Costos	
Materiales (USD)	5726.78
Mano de Obra (USD)	694.164
Costos Indirectos (USD)	1030.82
Total (USD)	7451.76

En suma los costos a utilizarse para la reconfiguración de alimentadores primarios de la subestación "Machala" están valorados en 7451.76 dólares al año 2010, este valor se debe a que la operación de transferencia de carga requiere la apertura y cierre de los seccionadores. Obtenidos estos valores procedemos a obtener el VPN (Valor presente neto).

$$VPN = VP - CI$$

$$VPN = 43087.91 - 7451.76$$

$$VPN = 35636.2 \text{ USD}$$

Tasa de Retorno de Inversión (TIR)

La tasa de retorno de una inversión, es la tasa de interés producida por un proyecto de inversión con pagos e ingresos que ocurren en periodos regulares dentro de un tiempo determinado, además de interpretar los flujos de caja anualmente.

Utilizando la siguiente ecuación[15] procedemos a calcular el TIR:

$$TIR = t_2 - VPN_2\left(\frac{t_2 - t_1}{VPN_2 - VPN_1}\right)$$

Donde:

t_1, t_2: Tasa de interés, para el análisis de este estudio se estima un t_1= 9.33% y t_2= 13%.

VPN_1, VPN_2: Valor presente neto paras las respectivas tasas de interés de oportunidad.

Reemplazando los valores en la ecuación dada tenemos:

$$TIR = 0.13 - (29510.73)\left(\frac{0.13 - 0.0933}{29510.73 - 35636.2}\right)$$

$$TIR = 30.68\%$$

La tasa interna de retorno (TIR) es mayor que el 9.33%, que es la tasa activa considerada.

4.1.3 Relación beneficio - costo entre reconfiguración de alimentadores y reducción de pérdidas de energía eléctrica

Es la relación entre el valor presente respecto a la inversión inicial (Flujo neto).

$$\frac{B}{C} = \frac{VPNB}{VPNC} = \frac{43087.91}{7451.76}$$

$$\frac{B}{C} = 5.782$$

Como podemos notar la relación beneficio- costo es mayor que uno, en el cuadro siguiente se determina los valores del beneficio en el tiempo (10 años), inversión inicial o flujo neto y los cálculos del VPN, TIR y B/C.

Tabla N° 4-2 Resultados de la relación B/C

Resultados		
Inversión (USD)		7451.76
Beneficio (USD)		6811.8
VP	**(USD)**	43087.91
VPN	**(USD)**	35636.2
Tasa	**(%)**	9.33
B/C		5.782

Esta relación indica que por cada dólar invertido se obtiene 5.782 dólares de beneficio para CNEL – Regional El Oro por lo que concluye que la empresa tiene rentabilidad y el estudio es factible de realizarse.

Periodo de Recuperación de Capital (RC)

Para determinar el periodo de recuperación de capital, se cuantifica el valor de la inversión inicial total del estudio, es decir los costos y los beneficios, con lo cual mediante la siguiente relación se determina el tiempo.

$$RC = \frac{Co}{Bi}$$

Donde:

RC: periodo de recuperación de capital

Co: inversión inicial

Bi: Beneficio totales.

Aplicando la relación se tiene:

$$RC = \frac{7451.76}{43087.91} = 0.173\, años$$

Se observa que el proyecto es factible, el tiempo de recuperación es alrededor de dos meses.

4.2 ANÁLISIS DE FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE UNA UBICACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES

4.2.1 Análisis económico para la ubicación de un banco de capacitores

Se analizará un flujo de fondos para un equipo cuya vida útil es de 15 años, considerando un desembolso en el año 5 por reposición de una unidad del banco de condensadores. Este valor representa un seguro a los daños que podrían darse en una unidad del banco en los primeros años de funcionamiento. Para los costos de reposición de una unidad se considera el valor de adquisición de una unidad más los gastos de instalación del banco.

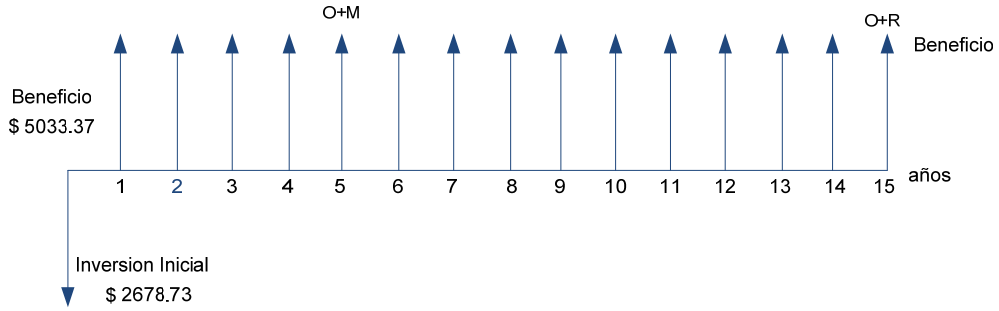


Fig. 4-2 Flujo de fondos

El costo de adquisición proviene del valor de mercado de los bancos de condensadores para las diferentes capacidades. Para estos costos de adquisición de los condensadores se obtuvo una cotización de la empresa eléctrica, con las capacidades comerciales disponibles en su empresa, en el anexo T, se presenta dicha propuesta económica.

Para el estudio económico en el costo por instalación intervienen los gastos por mano de obra y material adicional para la conexión del banco, además de otros rubros como operación y retiro del equipo. El costo por operación y mantenimiento se considerará en un 6% del valor del banco de condensadores. En cuanto al costo de retiro del equipo intervienen los costos por mano de obra y de los materiales necesarios para retirar el banco de condensadores.

Según el balance energético para el año 2009, realizado por el departamento de planificación de CNEL- El Oro, el valor promedio para la energía comprada para ese año es de 8,69 ctv. USD/KWh.

Por lo tanto, el ahorro mensual seria:

$$Ahorro = 0.0879\frac{USD}{KWh} * 4771.87\frac{KWh}{mes} = 419.447\frac{USD}{mes}$$

El ahorro anual en este caso sería de 5033.37 dólares, sin embargo, el poder adquisitivo del dinero es afectado por factores como la inflación de modo que es necesario considerar que el costo de las pérdidas será afectado por la inflación, resultando un incremento notable en el costo de estas. Considerando una tasa del 9.33%, un periodo de 10 años de tal manera que en el año cero hay 10 anualidades, por lo que se tiene un valor presente de:

Aplicando la ecuación de valor presente:

$$VP = VA * \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n}\right]$$

$$VP = 5033.37 * \left[\frac{(1+0.0933)^{15} - 1}{0.0933 * (1+0.0933)^{15}}\right]$$

$$VP = 5033.37 * \left[\frac{3.8114 - 1}{0.0933 * 3.8114}\right]$$

$$VP = 5033.37 * \left[\frac{2.81145}{0.3556}\right]$$

$$VP = 5033.37 * 7.9060$$

$$VP = 39794 \text{ USD}$$

El valor presente neto es el valor presente de un conjunto de flujos de efectivo futuros esperado menos su costo de inversión.

$$VPN = VP - CI$$

Donde:

VPN: Valor presente neto

VP: Valor presente

CI: Costo de inversión

Los costos de los materiales fueron proporcionados por la dirección de planificación; los mismos que tienen vigencia para el 2010 pero pueden sufrir alteraciones de acuerdo a las variaciones propias del mercado.

Los costos de mano de obra fueron proporcionados por la Dirección de Planificación de la CNEL- Regional El Oro. Los costos indirectos son aquellos en los se incluye, rubros como movilización, combustible, materiales menores, herramientas e imprevistos; por lo cual se le asigna el 18% del valor de materiales que es el rubro establecido en la Corporación de Electricidad Regional.

En el anexo T se detalla el listado de materiales y mano de obra a ser utilizados en la construcción de la solución propuesta, cuyos montos de inversión se presentan en la tabla 4.3.

Tabla N° 4-3 Montos de Inversión

Costos	
Materiales (USD)	2143.87
Mano de Obra (USD)	148.960
Costos Indirectos (USD)	385.897
Total (USD)	2678.73

El costo de adquisición proviene del valor de mercado de los bancos de condensadores para las diferentes capacidades y diferenciados para condensadores fijos. Los costos de operación, mantenimiento y retiro, forman parte del flujo de fondos, los cuales deben ser incluidos en el estudio y llevados a valor presente. El costo de operación asciende a 1016.97 dólares, mientras que el de retiro 66.75 dólares. En suma el costo de la inversión es de 3762.45 dólares.

En suma los costos están valorados en 3762.45 dólares al año 2010, Obtenidos estos valores procedemos a obtener el VPN (Valor presente neto)

$$VPN = VP - CI$$

$$VPN = 39794 - 3762.45$$

$$VPN = 36031.6 \text{ USD}$$

Tasa de Retorno de Inversión (TIR)

Utilizando la siguiente ecuación[15] procedemos a calcular el TIR:

$$TIR = t_2 - VPN_2\left(\frac{t_2 - t_1}{VPN_2 - VPN_1}\right)$$

$$TIR = 0.13 - (28961)\left(\frac{0.13 - 0.0933}{28961 - 36031.6}\right)$$

$$TIR = 28.03\%$$

La tasa interna de retorno (TIR) es mayor que el 9.33%, que es la tasa activa considerada.

4.2.2 relación costo- beneficio entre ubicación optima de capacitores y reducción de pérdidas de energía eléctrica.

Es la relación entre el valor presente respecto a la inversión inicial (Flujo neto).

$$\frac{B}{C} = \frac{VPNB}{VPNC} = \frac{39794}{3762.45}$$

$$\frac{B}{C} = 10.57$$

Esta relación indica que por cada dólar invertido se obtiene 10.57 dólares de beneficio para CNEL – Regional El Oro por lo que concluye que la empresa tiene rentabilidad y el estudio es factible de realizarse.

Periodo de Recuperación de Capital (RC)

Para determinar el periodo de recuperación de capital, se cuantifica el valor de la inversión inicial total del estudio, es decir los costos y los beneficios, con lo cual mediante la siguiente relación se determina el tiempo.

$$RC = \frac{Co}{Bi}$$

Donde:

RC: periodo de recuperación de capital

Co: inversión inicial

Bi: Beneficio totales.

Aplicando la relación se tiene:

$$RC = \frac{3762.45}{39794} = 0.094\,años$$

Se observa que el proyecto es factible, el tiempo de recuperación es alrededor de un mes.

4.3 ANÁLISIS DE FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE UN BALANCEO DE CARGA.

4.3.1 Análisis económico para el balanceo de carga.

En el análisis económico del balanceo de carga, no se utiliza equipos como fue en el caso de la transferencia de carga y los bancos de capacitores, por aquella razón solo se limitan al cálculo del ahorro producido y el costo de operación que tiene el alimentador. El costo de operación se da por el cambio en la configuración de las fases de las redes de media tensión.

Según el balance energético para el año 2009, realizado por el departamento de planificación de CNEL- El Oro, el valor promedio para la energía comprada para ese año es de 8,69 ctv. USD/KWh.

Por lo tanto, el ahorro mensual y anual seria:

$$Ahorro = 0.0879\,\frac{USD}{KWh} * 477.13\,\frac{KWh}{mes} = 41.939\,\frac{USD}{mes}$$

Se calcula el valor futuro de 12 mensualidades de 40.377 USD/mes al cabo de un año, se tiene un ahorro de:

$$F = A\frac{(1+i)^n - 1}{i}$$

Donde:

A: Serie uniforme de pagos

F: Suma Futura

i: Tasa de interés efectiva es del 9.33% para los doce meses, mensual del

n : Periodos, es de 12 meses.

Reemplazando los valores en la ecuación tenemos:

$$F = 41.939 \frac{(1+0.007775)^{12} - 1}{0.007775}$$

$$F = 41.939 * \left(\frac{0.097395}{0.007775} \right)$$

$$F = 525.366\, USD / año$$

Los costos de operación, fueron otorgados por la dirección de distribución de CNEL, básicamente se rige en lo siguiente: Según los valores unitarios para la operación de balanceo de fases en los alimentadores, se tiene los siguientes rubros para nuestro estudio; Dos Trabajadores electricistas, cuyo valor unitario es de 72.6 USD/año, Un ingeniero 154.28 USD/año, un carro canasta 216 USD/año, estos valores consideran un tiempo estimado de 5 a 10 minutos para cada balanceo, valor otorgado por la dirección de distribución de la empresa, y el número de cambios que suman 12 en los alimentadores, que se resume en el costo hora anual, con lo cual tenemos:

$$Costo_{total\ \text{de}\ operacion} = 2 * 72.6 \frac{USD}{año} + 1 * 154.28 \frac{USD}{año} + 1 * 216 \frac{USD}{año} = 515.48\, USD / año$$

El cambio de secuencia de fases no utiliza materiales para su realización, solo utiliza el costo de operación.

4.1.2 Relación beneficio - costo

La relación beneficio – costo de esta alternativa es la siguiente:

$$\frac{B}{C} = \frac{VPNB}{VPNC} = \frac{525.366}{515.48}$$

$$\frac{B}{C} = 1.02$$

Observamos que es mayor que uno, esta relación indica que por cada dólar invertido se obtiene 1.02 dólares de beneficio para la CNEL – Regional El Oro, por lo que concluye que la corporación tiene rentabilidad y el proyecto es factible.

Periodo de Recuperación de Capital (RC)

Para determinar el periodo de recuperación de capital, se cuantifica el valor de la inversión inicial total del estudio, es decir los costos y los beneficios, con lo cual mediante la siguiente relación se determina el tiempo.

$$RC = \frac{Co}{Bi}$$

Donde:

RC: periodo de recuperación de capital

Co: inversión inicial

Bi: Beneficio totales.

Aplicando la relación se tiene:

$$RC = \frac{515.48}{525.366} = 0.981\ años$$

Se observa que el proyecto es factible, el tiempo de recuperación es alrededor de un año.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Las conclusiones que he llegado, luego del análisis de todos los fundamentos de la temática, así como los resultados obtenidos del estudio de Reconfiguración y Optimización de Alimentadores Primarios pertenecientes a la subestación "Machala" son las siguientes:

- La Reconfiguración y Optimización de los alimentadores son herramientas eficaces que mejoran las condiciones de operatividad de los circuitos primarios, en esta tesis tuvo como objetivo primordial, la disminución de perdidas técnicas, que son reflejadas en pérdidas de potencia y energía. SynerGee, como programa de análisis y simulación en redes de media tensión, fue de gran ayuda para realizar las diversas simulaciones que requerían los circuitos en estudio, por su parte la utilización de la información proveniente del GIS, fue de vital importancia.

- Al utilizar la aplicación optimal switching, para la transferencia de carga, se nos presenta el inconveniente que la función objetivo de minimizar pérdidas de potencia la realiza intercambiando los ramales localmente del alimentador, es decir solo utiliza los puntos de conexión existentes, evitando utilizar el intercambio de ramales globalmente lo que permitiría añadir nuevos interruptores (seccionadores), esta opción no es dada porque Synergee no cuenta con un algoritmo de ubicación de nuevos puntos de transferencia, la configuración necesaria en una reconfiguración de alimentadores es del tipo malla con puntos de transferencia llamados de seccionamiento y de frontera, por lo que fue necesario la utilización de criterios y normas de diseño de redes de Media Tensión.

- Luego de realizar la reconfiguración de los alimentadores primarios de la subestación se destaca un gran mejoría, en lo concerniente a niveles de voltaje, cargabilidad, balanceo de carga, factor de potencia, esto se debe al proceso de optimización que el programa realiza por medio de la función objetiva escogida, pero fue necesario analizar cada una de ellas hasta alcanzar el mejor óptimo posible, por aquella razón en el balanceo de fases como de compensación se realizaron diversos estudios, que aportaron hasta cumplir con los límites permitidos por norma; en las pérdidas de energía, se destaca una reducción en todo el sistema primario de la subestación del 4.83%, ver *tabla 3-5*.

- Con la ubicación óptima de los bancos de capacitores a lo largo de los alimentadores se logro no solo mejorar el factor de potencia sino también reducir las pérdidas de potencia y energía ya que la corriente en la troncal principal disminuye.

- La regla de los 2/3 solo es aplicable en situaciones en las cuales la carga reactiva en el alimentador es continua y uniformemente distribuida, lo cual no aplica para los alimentadores de la subestación "Machala" donde las cargas se dispersan a lo largo de las redes eléctricas, siendo esta regla que no sea completamente aplicable. Existen otros métodos como el método grafico o su equivalente algebraico, que utilizan el concepto de minimización de reactivos por distancia, y se pueden utilizados para cargas no uniformes.

- El trabajo efectuado en el campo permitió determinar muchas discrepancias con la realidad como: ampliaciones de la red eléctrica no reportadas, actualización de la topología de los circuitos y características eléctricas del sistema primario, que constituyen requisitos necesarios para asegurar la calidad de la información utilizada por la Empresa y el programa de simulación siendo esta parte del proceso de gran importancia en este estudio.

- En general se puede decir, que de la evaluación técnica – económica de este estudio, el resultado final es la viabilidad del mismo, ya que se obtuvieron resultados positivos en todos los criterios usados para la toma de decisiones, VPN, TIR, y RBC.

5.2 RECOMENDACIONES

En base a las conclusiones antes señaladas me permito realizar las siguientes sugerencias:

- Los alimentadores primarios en estudio, con su configuración topológica y características actuales presentan problemas de carga en los conductores, bajo factor de potencia, desequilibrio en sus fases, lo que se traduce en altas pérdidas de potencia por lo que se recomienda se implemente el proyecto objeto de este estudio, ya que tanto en los estudios técnicos, como en los económicos, los resultados son favorables y de esta manera no solo la empresa sale ganando si no también los usuarios ya que se mejora la calidad de servicio y la continuidad del mismo.

- De acuerdo al presente estudio la compensación reactiva que mayores beneficios le trae a la red es la que se realiza en media tensión, por lo cual se recomienda este tipo de compensación que combinado con una concienciación a los clientes que incumplen con los límites del factor de potencia, se lograría un funcionamiento óptimo de la red de distribución. El cumplimiento con los límites del factor de potencia establecidos en las regulaciones dadas por el ente regulador CONELEC, disminuye las multas económicas dadas por el pago de desvíos de reactivos por parte de la empresa distribuidora, por lo que se recomienda realizar un estudio de todos los alimentadores que se encuentren con bajo factor de potencia.

- Para el cálculo de pérdidas de energía se recomienda considerar los factores de carga y de pérdidas de cada alimentador el mismo que difiere de acuerdo a su curva de carga y no tomar los resultados que ofrece Synergee Electric debido a que éste considera un factor de pérdidas común para todos sin interesarle su característica de demanda.

BIBLIOGRAFÍA

LIBROS Y MANUALES:

- MENDOZA, William, "*Smart Grids tecnología y tendencias: Integración con Sistemas SCADA/EMS/DMS*", Revista Afinidad Eléctrica, Argentina, Marzo 2008.

- ESPINOSA, Alfredo "*Integración de sistemas DMS mediante estándares internacionales", Instituto de Investigaciones Eléctricas*, Noviembre 2008.

- JIMÉNEZ, Marcelo," *Optimización Técnico - Económica de alimentadores primarios*", Tesis de Grado para Ingeniería Eléctrica, Universidad de Cuenca, Mayo 1993.

- GRANADA, Mauricio, "*Reducción de Perdidas Técnicas Utilizando Medidas Correctivas por Etapas*", Revista Scientia Et Technica, Universidad de Pamplona, v1., 2006.

- KHODR Hussen, Oliveira Jesús Paulo, "*Reconfiguración Óptima de Sistemas de Distribución de Gran Tamaño*", Habana - Cuba, 2004.

- GARCÉS Ruiz Alejandro, "*Solución al problema de balance de fases y reconfiguración de alimentadores primarios bajo un modelamiento trifásico usando simulated annealing*", UTP, 2006.

- LATORRE Gerardo, Angarita Jorge, "*Análisis de Métodos Heurísticos de Reconfiguración de Sistemas de Distribución*, UIS, 2007.

- RIVERA Rodríguez Sergio, "*Estado del Arte en la Ubicación Óptima de Capacitores*", Revista de Ingeniería, Colombia, 2004.

- LEIVA Miguel, "*Condensadores en Sistemas de Distribución Eléctrica Vía Algoritmos Genéticos*", Tesis de Grado para Ingeniería Eléctrica, Chile, 2001.
- LEYDEN, "*Compensación en Derivación de Alimentadores*", Boletín 007, Argentina, 2008.
- CORREA Carlos, Bolaños Ricardo, "*Balance de Fases Multiobjetivo"*, Revista de Ingeniería, UTP, Colombia, 2007
- WESTINGHOUSE Electric Corporation, "*Electric Utility Reference Book: Distribution System*", First Edition, USA, 1965.
- Geosystemas, "*ArcGis*", Dirección de Planificación, 2009
- SynerGee Electric 3.8, Manual Técnico, Dirección de Planificación, 2009

DIRECCIONES ELECTRÓNICAS:

1. www.elprisma.com
2. http://www.rtrenergia.es
3. http://www.cfe.gob.mx
4. http://www.sii.cl
5. http://sg.cier.org.uy
6. http://www.efn.uncor.edu
7. http://oretano.iele-ab.uclm.es
8. http://www.giaelec.org
9. http://www.scribd.com

10. http://pucv.sb.ieeechile.cl

11. http://www.convert.com.pl

12. http://www.usal.es

13. http://www.conelec.gov.ec

14. http://www.olade.org.ec

15. http://www.areva-td.com

16. http://www.cepsi2008.org

17. http://ohm.utp.edu.co

18. http://gama.fime.uanl.mx

19. http://www.comedamifuture.com

20. http://universidad.d3.co.

ANEXOS

ANEXO A: Características de los transformadores de distribución

Alimentador	Tipo de Transformador	Potencia [KVA]	# de Trafos por potencia	# de Trafos por tipo
Madero Vargas	Monofásico	10	1	210
		15	11	
		25	52	
		37.5	60	
		50	70	
		75	16	
	Trifásico	750	2	30
		500	1	
		400	1	
		100	5	
		112.5	1	
		60	2	
		75	12	
		45	6	
	Bancos	30	8	10
		50	1	
		60	1	
Unioro	Monofásico	10	6	72
		15	4	
		25	12	
		37.5	28	
		50	21	
		75	1	
	Trifásico	60	1	4
		45	3	
	Bancos	50	1	1
Expreso 2	Monofásico	15	3	27
		25	8	
		37.5	4	
		50	11	
		75	1	
	Trifásico	30	3	5
		75	2	
	Bancos	60	3	3

Alimentador	Tipo de Transformador	Potencia [KVA]	# de Trafos por potencia	# de Trafos por tipo
Emproro	Monofásico	10	6	141
		15	10	
		25	29	
		37.5	43	
		50	47	
		75	6	
	Trifásico	750	1	12
		225	1	
		300	1	
		100	3	
		112.5	1	
		30	5	
	Bancos	30	1	1
Condado	Monofásico	10	1	79
		15	3	
		25	20	
		37.5	32	
		50	18	
		75	7	
	Trifásico	100	3	11
		60	1	
		75	2	
		45	5	
Total				606

ANEXO B

Diagrama Unifilar del Alimentador

"Madero Vargas"

ANEXO C

Diagrama Unifilar del Alimentador

“Unioro”

ANEXO D

Diagrama Unifilar del Alimentador

“Expreso 2”

ANEXO E

Diagrama Unifilar del Alimentador

“Emproro”

ANEXO F

Diagrama Unifilar del Alimentador

“Condado”

ANEXO G: FLUJOS DE POTENCIA

Flujo de Potencia

Loss Summary										
Source - Id	**Demand - kW**	**Demand - % pf**	**Demand - Amps**	**Load - kW**	**Load - kvar**	**kW Loss - Total**	**Loss %**	**kW Loss - Line**	**kW Loss - Tran**	**kW Loss - Reg**
411	5190	96	226	5050	1956	140	2.70	101	39	0
412	1893	98	80	1850	1499	43	2.26	26	17	0
413	1953	91	89	1935	852	18	0.92	13	5	0
414	3474	98	149	3388	1299	86	2.48	58	28	0
415	1987	92	90	1958	839	29	1.47	16	13	0
Totals	15127	96	N/A	14180	6444	316	2.18	214	102	0

Demanda Máxima

Amp Details											
Source - Id Feeders for 04	**Amps - A**	**Amps - B**	**Amps - C**	**Amps - Avg**	**Amps - N**	**Loading - % Rat**	**Loading - % Imb**	**% pf - A**	**% pf - B**	**% pf - C**	**% pf - Avg**
411	240	211	226	226	25	66.48	6.46	96	96	96	96
412	63	89	90	80	30	23.65	21.73	98	98	99	98
413	98	83	87	89	18	26.28	9.26	91	93	90	91
414	153	149	145	149	8	43.77	2.71	97	98	98	98
415	87	87	97	90	11	26.62	7.25	92	91	92	92

ANEXO H: OPTIMAL SWITCHING

Reporte de Flujo de Carga y Plan de Switching

Feeder Summary

Feeder /	A/AB		B/BC		C/CA		Total		Amps					Customers				kW Losses				
Subtran	kva	pf	kva	pf	kva	pf	kva	pf	A	B	C	Neu	Bal	A	B	C	Tot	A	B	C	Tot	Pct
Feeders																						
411	1590	97	1510	97	1633	96	4733	97	200	190	205	14	198	2048	2713	3534	8294	34	34	42	110	2.4%
412	816	96	880	98	877	98	2571	97	102	110	110	14	108	1502	1719	1571	4792	10	23	19	51	2.1%
413	778	91	665	93	694	90	2136	91	98	83	87	18	89	233	744	150	1126	6	4	8	18	0.9%
414	1216	97	1186	98	1153	98	3554	98	153	149	145	8	149	0	0	0	0	31	28	27	85	2.5%
415	693	92	697	91	773	92	2163	92	87	87	97	11	90	620	216	294	1130	10	9	11	29	1.5%
04 Fdr Totals	5079	95	4923	96	5108	96	15109	96	---	---	---	---	---	4402	5391	5549	15342	90	98	106	293	2.0%

Switching Plan to Reduce Losses

Step	Open Switch		Close Switch		Low	Total	Total	Average	SubTran	Number	Loading
Num	Id	Section	Id	Section	Volts (120V)	Loading	Losses	Imbalance	Loading	Exceptions	Variance
		Base Run			115.4	15181	307.05	11.5%	1.5%	0	19.4
1	Switch 351201	351201	Switch 347078	347078	115.2	15163	297.66	7.0%	1.5%	0	15.9
2	Switch 458080	458080	Switch 446246	446246	115.2	15160	295.30	7.0%	1.5%	0	15.9
3	Switch 354393	354393	Switch 353454	368483	115.2	15157	293.46	6.1%	1.5%	0	14.7

ANEXO I

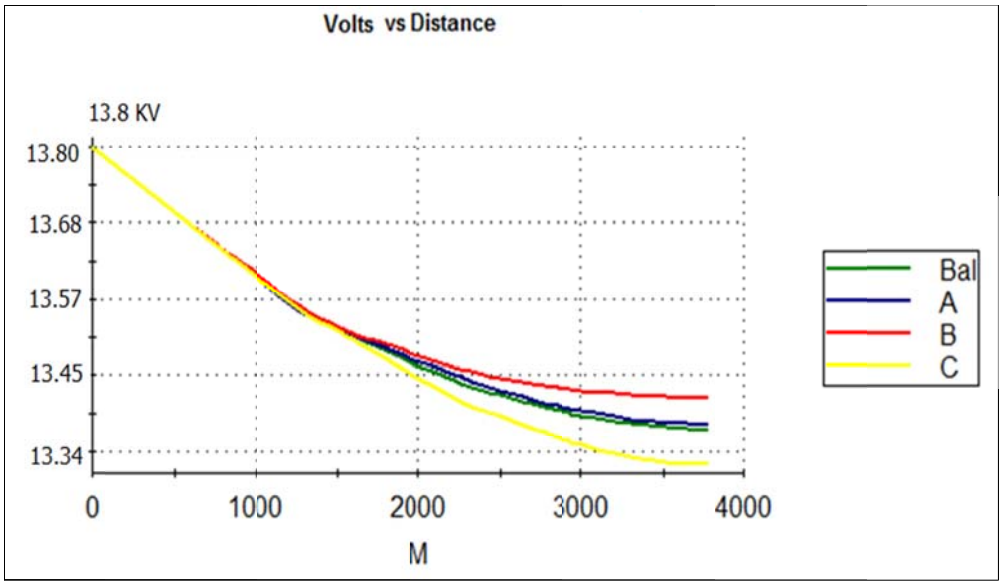
Condición Inicial de los Alimentadores Primarios

ANEXO J

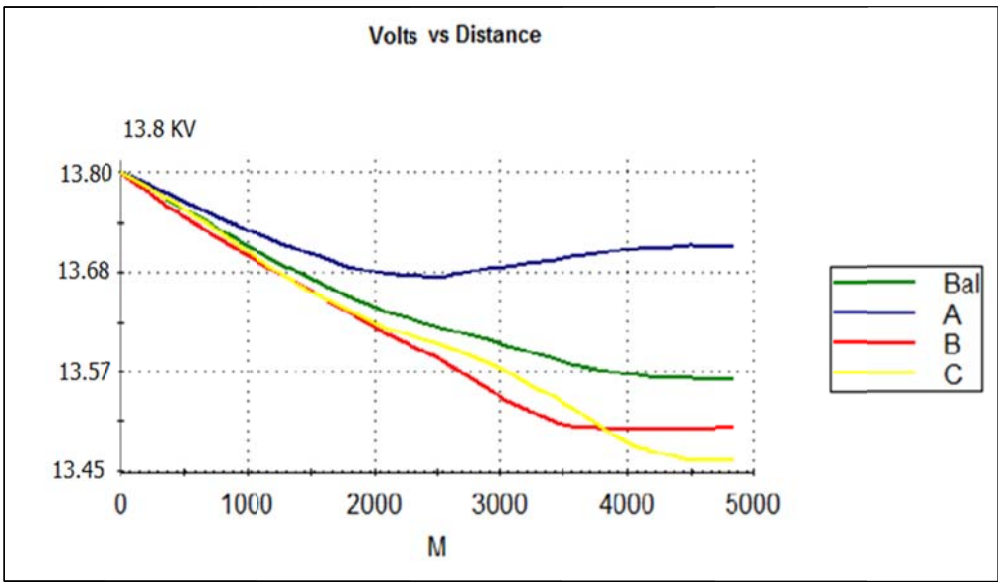
Condición Reconfigurada de los Alimentadores Primarios

ANEXO K: PERFIL DE TENSIÓN

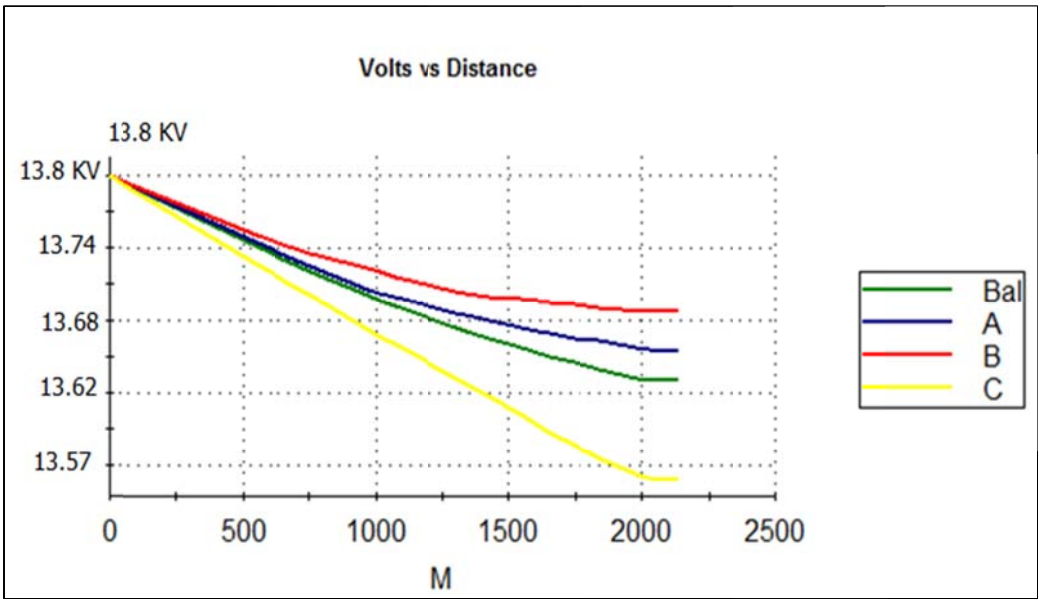
ALIMENTADOR MADERO VARGAS:



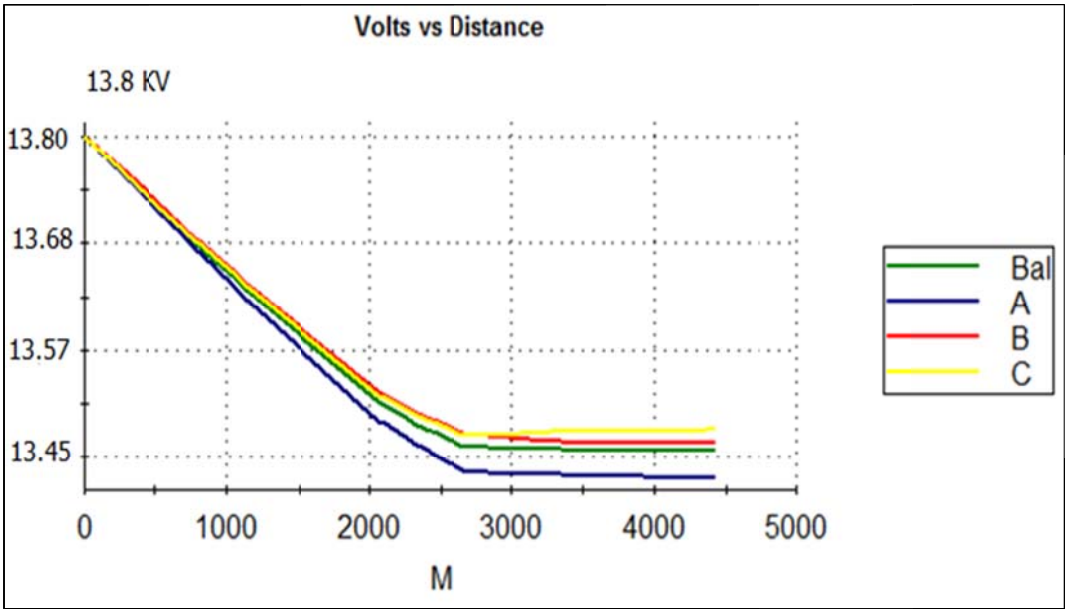
ALIMENTADOR UNIORO:



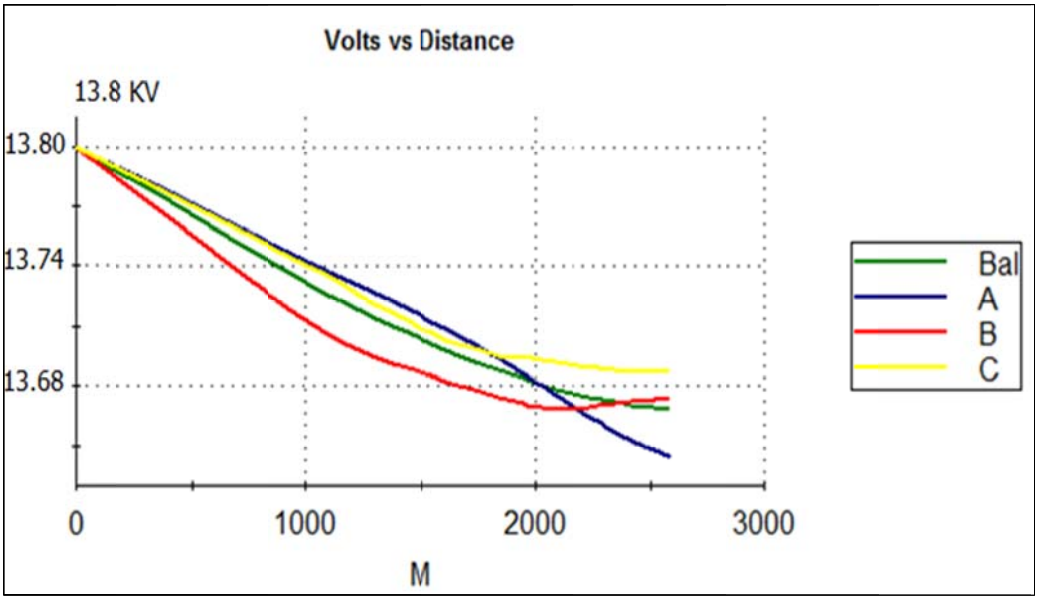
ALIMENTADOR EXPRESO 2:



ALIMENTADOR: EMPRORO:



ALIMENTADOR CONDADO



ANEXO L: PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA[11, 12]

L1: PÉRDIDAS:

La existencia de conductores, transformadores, etc., en los sistemas de distribución de energía eléctrica produce pérdidas debido a la componente resistiva y reactiva de estos elementos, mediante estudios de flujos de potencia se obtiene la magnitud de estas pérdidas que 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.

Como se ha mencionado anteriormente el uso de flujo de carga es una de las formas más utilizadas para el cálculo de pérdidas de potencia en los alimentadores primarios. Esto se logra al suplir la demanda requerida dando lugar la circulación de corrientes por las líneas, en este proceso se presentan pérdidas de potencia asociadas con la resistencia de los conductores, ver ecuación (1).

$$P_L = I^2 * R \qquad (1)$$

I: Corriente que circula por el conductor (A)

R: Resistencia del conductor (Ω)

Existen diferentes métodos y publicaciones que tratan sobre las pérdidas de potencia y energía. A continuación se detallan algunas ecuaciones y metodologías que forman parte de este estudio.

---

[11] OLADE, "*Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas*", segunda edición. Biblioteca OLADE: Quito 1993.

[12] POVEDA, Mentor, "*Planificación de Sistemas de Distribución*", Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Quito 1987.

$$Fp = KFc + (1 - K)xFc^2 \qquad (2)$$

$$Fp = 0.3Fc + 0.7xFc^2$$

Donde:

Fp : Factor de pérdidas.

Fc : Factor de carga.

K : Constante.

K= 0.3 para sistemas de distribución.

K= 0.15 para subtransmisión.

Esta ecuación forma parte de un método tradicional, basado en un factor de pérdidas calculado a partir del factor de carga que no toma en consideración la forma de la curva de carga de cada subsistema, sino que toma valores estándares que no reflejan el comportamiento real del sistema. De esta forma es necesaria la búsqueda de una metodología que tome en consideración las curvas de carga del sistema, que en nuestro caso son los alimentadores primarios de media tensión, siendo estas de gran importancia y gran contenido de información.

Procedimiento:

Se desarrolla en una hoja de cálculo (Excel) , una tabla donde este definido la hora y las corrientes de cada alimentador , se define Imax y RI(t), en un intervalo de tiempo T, que seria las 24 horas del día con las respectivas potencias y energías como lo señala las siguientes ecuaciones:

$$Fc = \frac{1}{T}\int_0^T \frac{RI(t)}{R\,\mathrm{Im}\,ax}dt \quad (3)$$

$$Fp = \frac{1}{T}\int_0^T \frac{RI^2(t)}{RI^2\max} dt \quad (4)$$

El factor de perdidas permite determinar la energía de perdidas por efecto de las perdidas resistivas dentro del periodo de estudio Δt.

$$Eperdida = D_{RL-\max} x\, \Delta t\, x\, Fp \quad (5)$$

Donde:

$D_{RL-\max}$: Pérdidas de potencia

Δt : Intervalo de tiempo

Fp : Factor de pérdidas

Llevada la ecuación a valores de por ciento tenemos:

$$\%Eperdida = \frac{Eperdida}{Eentrega} 100 \quad (6)$$

Donde:

$\%Eperdida$: Porcentaje de pérdidas

$Eperdida$: Pérdidas de energía (KWh)

$Eentrega$: Energía entregada en la cabecera del alimentador (KWh)

Otra ecuacion utilizada en el estudio de perdidas de energia es:

$$\%E = \%Px \frac{Fp}{Fc} \quad (7)$$

Donde:

%E : Porcentaje de pérdidas de energía.

%P : Porcentaje de pérdidas de potencia.

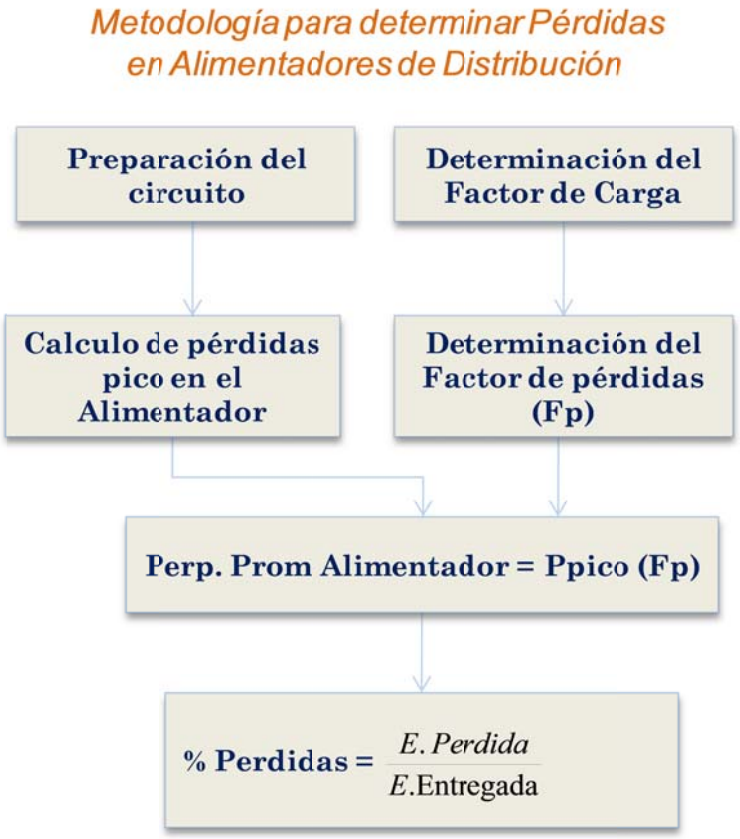
Fp : Factor de pérdidas.

Fc : Factor de carga.

El factor de perdidas como el de carga se muestran en la tabla , el porcentaje de perdidas de potencia se tomaron de la simulacion del programa.

Factor de Carga y Perdidas de los Alimentadores		
Alimentador	**FC**	**FP**
Madero Vargas	0.75475636	0.56604514
Unioro	0.70661658	0.49733284
Expreso 2	0.79713673	0.64082873
Emproro	0.79349415	0.62279733
Condado	0.80420807	0.63192794

L2: METODOLOGÍA APLICADA



ANEXO M: Reporte de Balanceo de Fases

Alimentador (0411)

First Section On Lateral	Lateral Amps	Phase Change to Lateral & All Fed Sections	Src Amp %Imb	Max Volt %Imb	kW Loss	Low Volts (120V)	Cust %Imb	Excpt Cnt
***** Base Run *****			4.3%	0.5%	109.6	116.3	27.8%	401
358243	9.0	C->B	1.2%	0.3%	109.3	116.6	25.9%	401
347359	2.1	A->C	0.4%	0.3%	109.3	116.6	26.0%	401
358231	0.8	B->A	0.2%	0.3%	109.3	116.6	25.9%	401
347137	0.0	C->A	0.2%	0.3%	109.3	116.6	25.9%	401
347119	0.0	C->B	0.2%	0.3%	109.3	116.6	25.9%	401
347149	0.0	B->C	0.2%	0.3%	109.3	116.6	25.9%	401
357918	0.0	C->B	0.2%	0.3%	109.3	116.6	25.9%	401
356632	0.0	B->A	0.2%	0.3%	109.3	116.6	25.9%	401
356006	0.0	C->B	0.2%	0.3%	109.3	116.6	25.9%	401

Alimentador (0412)

First Section On Lateral	Lateral Amps	Phase Change to Lateral & All Fed Sections	Src Amp %Imb	Max Volt %Imb	kW Loss	Low Volts (120V)	Cust %Imb	Excpt Cnt
***** Base Run *****			4.9%	0.8%	51.4	115.2	7.6%	255
363041	5.3	B->A	2.2%	0.7%	51.4	115.2	1.7%	255
355356	2.1	C->B	0.3%	0.8%	51.4	115.1	5.9%	255
2429065854	0.0	C->B	0.2%	0.8%	51.4	115.1	5.9%	255
364953	0.0	C->B	0.2%	0.8%	51.4	115.1	6.6%	255

Alimentador (0413)

Phase Balance Summary								
First Section On Lateral	Lateral Amps	Phase Change to Lateral & All Fed Sections	Src Amp %Imb	Max Volt %Imb	kW Loss	Low Volts (120V)	Cust %Imb	Excpt Cnt
***** Base Run *****			9.3%	0.5%	17.9	118.3	98.1%	151
360471	7.3	A->B	2.6%	0.3%	17.7	118.4	98.9%	151
360157	3.4	B->C	2.3%	0.4%	17.8	118.3	82.4%	151

Alimentador (0414)

First Section On Lateral	Lateral Amps	Phase Change to Lateral & All Fed Sections	Src Amp %Imb	Max Volt %Imb	kW Loss	Low Volts (120V)	Cust %Imb	Excpt Cnt
***** Base Run *****			2.7%	0.8%	85.4	115.9	0.0%	125
452325	3.7	A->C	0.1%	0.7%	85.2	116.2	0.0%	125
450719	0.0	C->B	0.1%	0.7%	85.2	116.2	0.0%	125
459035	0.0	B->A	0.1%	0.7%	85.2	116.2	0.0%	125
450414	0.0	B->A	0.1%	0.7%	85.2	116.2	0.0%	125
447193	0.0	A->B	0.1%	0.7%	85.2	116.2	0.0%	125

Alimentador (0415)

First Section On Lateral	Lateral Amps	Phase Change to Lateral & All Fed Sections	Src Amp %Imb	Max Volt %Imb	kW Loss	Low Volts (120V)	Cust %Imb	Excpt Cnt
***** Base Run *****			7.2%	0.2%	29.2	118.5	64.6%	45
376471	3.8	C->A	3.4%	0.2%	29.1	118.4	67.3%	45
377756	2.9	C->B	0.4%	0.1%	29.1	118.3	67.3%	45
380016	0.1	A->C	0.4%	0.1%	29.1	118.3	67.3%	45
379043	0.0	A->C	0.3%	0.1%	29.1	118.3	67.0%	45
379680	0.0	A->B	0.3%	0.1%	29.1	118.3	65.9%	45

ANEXO N: Flujo de Potencia, Ubicación de Bancos de Capacitores.

Demanda Máxima

Amp Details											
Source - Id Feeders for 04	Amps - A	Amps - B	Amps - C	Amps - Avg	Amps - N	Loading - % Rat	Loading - % Imb	% pf - A	% pf - B	% pf - C	% pf - Avg
411	240	211	226	226	25	66.48	6.46	96	96	96	96
412	63	89	90	80	30	23.65	21.73	98	98	99	98
413	98	83	87	89	18	26.28	9.26	91	93	90	91
414	153	149	145	149	8	43.77	2.71	97	98	98	98
415	87	87	97	90	11	26.62	7.25	92	91	92	92

Loss Summary										
Source - Id	Demand - kW	Demand - % pf	Demand - Amps	Load - kW	Load - kvar	kW Loss - Total	kW Loss - %	kW Loss - Line	kW Loss - Tran	kW Loss - Reg
411	5190	96	226	5050	1956	140	2.70	101	39	0
412	1893	98	80	1850	1499	43	2.26	26	17	0
413	1953	91	89	1935	852	18	0.92	13	5	0
414	3474	98	149	3388	1299	86	2.48	58	28	0
415	1987	92	90	1958	839	29	1.47	16	13	0
04 Totals	15127	96	N/A	14180	6444	316	2.18	214	102	0

Demanda Media

Source - Id	Amps - A	Amps - B	Amps - C	Amps - Avg	Amps - N	Loading - % Rat	Loading - % Imb	% pf - A	% pf - B	% pf - C	% pf - Avg
Feeders for 04											
411	203.238	185.079	191.375	193.218	16.154	56.83	5.18	94	95	95	95
412	44.783	65.549	58.319	56.204	20.283	16.53	20.34	96	97	98	97
413	112.976	95.478	118.878	109.090	24.334	32.09	12.49	90	91	89	90
414	133.410	141.308	133.541	136.034	15.534	40.01	3.84	96	97	98	97

Source - Id	Demand - kW	Demand - % pf	Demand - Amps	Load - kW	Load - kvar	kW Loss - Total	kW Loss - %	kW Loss - Line	kW Loss - Tran	kW Loss - Reg
Feeders for 04										
411	4366	94.546	193.218	4252.952	1995.931	113.508	2.600	74.010	39.498	0.000
412	1305	97.140	56.204	1272.763	1500.702	32.217	2.469	15.598	16.619	0.000
413	2341	89.786	109.090	2316.220	1125.046	24.947	1.066	19.876	5.071	0.000
414	3156	97.055	136.034	3078.286	1329.007	77.484	2.455	49.457	28.027	0.000
04 Totals	11783	94.787	N/A	10920.222	5950.685	248.156	2.222	158.941	89.215	0.000

Demanda Base

Source - Id	Amps - A	Amps - B	Amps - C	Amps - Avg	Amps - N	Loading - % Rat	Loading - % Imb	% pf - A	% pf - B	% pf - C	% pf - Avg
Feeders for 04											
411	138.881	120.159	128.440	129.153	13.802	37.99	7.53	94	95	95	95
412	35.430	48.552	45.302	43.071	10.833	12.67	17.79	96	98	97	97
413	67.432	52.674	56.381	58.731	20.321	17.27	14.62	93	94	89	92
414	82.777	84.965	80.271	82.648	7.963	24.31	2.90	95	96	97	96
415	54.944	53.836	59.888	56.216	5.010	16.53	6.52	83	84	82	83

Source - Id	Demand - kW	Demand - % pf	Demand - Amps	Load - kW	Load - kvar	kW Loss - Total	kW Loss - %	kW Loss - Line	kW Loss - Tran	kW Loss - Reg
Feeders for 04										
411	2927	94.821	129.153	2853.918	1533.446	73.257	2.503	33.156	40.101	0.000
412	1000	97.171	43.071	972.966	1433.300	27.415	2.740	10.724	16.691	0.000
413	1294	92.172	58.731	1283.113	539.743	10.815	0.836	5.695	5.120	0.000
414	1900	96.188	82.648	1851.404	1123.630	48.758	2.566	20.355	28.403	0.000
415	1113	82.867	56.216	1093.899	748.485	19.581	1.759	6.087	13.494	0.000
04 Totals	8785	93.736	N/A	8055.300	5378.603	179.825	2.184	76.017	103.808	0.000

ANEXO Ñ: Ubicación de Banco de Capacitores

Demanda Máxima

Feeder Placement Summary										
Place Order	Section Name	Placed kvar	Section Volts (120V)	Low Volts (120V)	High Volts (120V)	High pf	kW Loss	kVA Demand	Source pf	Exception Count
Feeder 411										
Base Run				115.8	120.0	93.5% (Line on)	115.9	4923	92.9%	0
1	373275	600	117.3	116.3	120.0	99.9% (Line on)	109.5	4733	96.5%	0
2	349275	300	117.7	116.5	120.0	99.9% (Line on)	107.6	4663	97.9%	0
Feeder 412										
Base Run				115.5	120.0	93.5% (Line on)	49.8	2768	90.5%	0
1	365924	600	118.1	116.1	120.0	100.0% (Line on)	45.0	2568	97.3%	0
Feeder 413										
Base Run				118.3	120.0	93.2% (Line on)	17.9	2136	91.4%	0
1	361761	300	119.0	118.5	120.0	100.0% (Line on)	16.7	2033	96.0%	0
Feeder 414										
Base Run				115.9	120.0	94.0% (Line on)	85.7	3729	93.1%	0
1	454576	600	117.8	116.3	120.0	99.9% (Line on)	80.7	3553	97.6%	0

Demanda Media

Feeder Placement Summary										
Place Order	Section Name	Placed kvar	Section Volts (120V)	Low Volts (120V)	High Volts (120V)	High pf	kW Loss	kVA Demand	Source pf	Exception Count
Feeder 411										
Base Run				116.4	120.0	91.1% (Line on)	95.5	4264	90.4%	0
1	373275	600	117.6	116.9	120.0	100.0% (Line on)	88.9	4042	95.2%	0
2	349275	300	118.9	117.1	120.0	100.0% (Line on)	86.9	3899	98.6%	0
Feeder 412										
Base Run				116.4	120.0	86.6% (Line on)	34.8	2145	84.9%	0
1	365924	600	118.7	116.8	120.0	98.4% (Line on)	30.7	1896	96.9%	0
Feeder 413										
Base Run				117.9	120.0	97.7% (Line on)	24.9	2608	97.5%	0
Feeder 414										
Base Run				116.2	120.0	92.8% (Line on)	77.2	3444	91.6%	0
1	454576	600	118.0	116.6	120.0	99.9% (Line on)	72.1	3248	98.4%	0

ANEXO O

Ubicación de Banco de Capacitores del Alimentador "Madero Vargas"

ANEXO P

Ubicación de Banco de Capacitores del Alimentador "Unioro"

ANEXO Q

Ubicación de Banco de Capacitores del Alimentador "Emproro"

ANEXO R: Tasas de interés activas efectivas del Banco Central del Ecuador

Tasas de Interés

LOGOCOMPARACION-TASAS.jpg

MAYO 2010			
1. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS VIGENTES			
Tasas Referenciales		Tasas Máximas	
Tasa Activa Efectiva Referencial para el segmento:	% anual	Tasa Activa Efectiva Máxima para el segmento:	% anual
Productivo Corporativo	9.11	Productivo Corporativo	9.33
Productivo Empresarial	9.88	Productivo Empresarial	10.21
Productivo PYMES	11.35	Productivo PYMES	11.83
Consumo	15.95	Consumo *	16.30
Vivienda	10.77	Vivienda	11.33
Microcrédito Acumulación Ampliada	22.78	Microcrédito Acumulación Ampliada	25.50
Microcrédito Acumulación Simple	27.79	Microcrédito Acumulación Simple	27.50
Microcrédito Minorista	30.76	Microcrédito Minorista	30.50

ANEXO S: Detalle de Costo de Materiales y Mano de Obra Reconfiguración de Alimentadores

Alimentador	Descripción de la Modificación	Cantidad	Materiales		Mano de Obra	
			USD/unidad	Total (USD)	USD/unidad	Total (USD)
411	M e Inst. Seccionador # 354393	1	69.2	69.2	21.5	21.5
411	M e Inst. Seccionador # 353128	1	69.2	69.2	21.5	21.5
411	M e Inst. Seccionador # 348966	1	69.2	69.2	21.5	21.5
411	M e Inst. Seccionador # 347682	1	69.2	69.2	21.5	21.5
411	M e Inst. Seccionador # 347038	1	69.2	69.2	21.5	21.5
411	M e Inst. Seccionador # 351201	1	69.2	69.2	21.5	21.5
411	M e Inst. Seccionador # 351193	1	69.2	69.2	21.5	21.5
411	M e Inst. Seccionador # 347078	1	69.2	69.2	21.5	21.5
411	Abrir seccionador # 351201	1			5.9	5.9
411	Abrir seccionador # 354393	1			5.9	5.9
411	Cerrar seccionador # 347078	1			5.9	5.9
411	Cerrar seccionador # 353454	1			5.9	5.9
411	Mover seccionador #354393	1			8.5	8.5
412	M e Inst. Seccionador # 365960	1	69.2	69.2	21.5	21.5
412	M e Inst. Seccionador # 364632	1	69.2	69.2	21.5	21.5
413	M e Inst. Seccionador # 445914	1	69.2	69.2	21.5	21.5
414	M e Inst. Seccionador # 444951	1	69.2	69.2	21.5	21.5
414	M e Inst. Seccionador # 446233	1	69.2	69.2	21.5	21.5
414	M e Inst. Seccionador # 455520	1	69.2	69.2	21.5	21.5
414	M e Inst. Seccionador # 458080	1	69.2	69.2	21.5	21.5
414	Abrir seccionador # 458080	1			5.9	5.9
414	Cerrar seccionador # 446246	1			5.9	5.9
414	Mover seccionador # 446552	1			7.8	7.8
415	M e Inst. Seccionador # 374875	1	69.2	69.2	21.5	21.5
415	M e Inst. Seccionador # 376791	1	69.2	69.2	21.5	21.5
415	M e Inst. Seccionador # 378717	1	69.2	69.2	21.5	21.5
***E01**	Aislador de Suspension ANSI 54-2	144	12.6	1814.4		
E02	Abrazadera de platina de 38x4 mm, 4 pernos	12	4.1	49.2		
E03	Arandela cuadrada ,5/8"	96	0.38	36.48		
E04	Cruceta centrada y en volado de perfil "L" de Hierro Galvanizado de 2.4 m	24	44.8	1075.2		
E05	Guardacabo con horquilla pasador	72	0.98	70.56		
E06	Perno ojo espárrago de 5/8" x 10"	36	6.4	230.4		
E07	Perno espárrago con 4 tuercas, 5/8" x 12"	12	3.8	45.6		
E08	Pie amigo de perfil "L" 38x38x6x2400mm	24	13.94	334.56		
E09	Tuerca ojo para 5/8"	96	2.2	211.2		
E10	Armada de Estructura "VR2"	12			19.4	232.8
	Subtotal (USD)			5113.2		671.5
	IVA(12%)			613.58		80.58
	Total (USD)			5726.78		694.16

ANEXO T: Detalle de Costo de Materiales y Mano de Obra Ubicación de Bancos de Capacitores

Alimentador	Descripción de la Modificación	Cantidad	Materiales		Mano de Obra	
			USD/unidad	Total (USD)	USD/unidad	Total (USD)
411	Mover Banco de Capacitores de 600 KVar	1			33.25	33.25
411	Instalar Banco de Capacitores de 300 KVar	1		1914.17	33.25	33.25
412	Mover Banco de Capacitores de 600 KVar				33.25	33.25
414	Mover Banco de Capacitores de 600 KVar	1			33.25	33.25

Subtotal	1914.17	133
IVA(12%)	229.7	15.96
Total (USD)	2143.87	148.96