

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**ORDENAMIENTO ÓPTIMO DEL PARQUE DE
TRANSFORMADORES PARA REDUCIR LOS COSTOS
DE ALIVIO DE SOBRECARGA**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

MESMER MIGUEL CASTRO ESCOBAR

PROMOCIÓN 2009-II

LIMA-PERÚ

2014

Dedicatoria

A mis Padres, Mesmer y Nellyta

A mi hermosa novia, Sandrita

Y a mis hermano, José y Christian.

AGRADECIMIENTOS

GRACIAS

A DIOS

Por haberme dado la gracia de vivir y la fuerza para seguir adelante día tras día con los retos que presenta la vida.

A LA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

Por haberme dado todas las herramientas y enseñanzas para lograr ser el profesional que hoy en día soy, para servir al desarrollo de mi país.

A LA GERENCIA DE PLANEAMIENTO DE REDES DE MEDIA TENSIÓN DE LA EMPRESA LUZ DEL SUR

A cada uno de los miembros de esta gerencia por darme una bonita amistad y la oportunidad de desarrollar este trabajo cuando formé parte de este gran equipo.

A MIS PADRES MESMER Y NELLY

Que sin ellos mi existencia no tendría sentido, por haber sido mis primeros y permanentes guías, mis mejores amigos y a quienes debo todo lo que soy.

A MI HERMOSA NOVIA SANDRITA

*Mi compañera incansable e imprescindible en todos estos años.
Por ser una mujer maravillosa y por tu entrega y fortaleza personal.*

A MIS ABUELAS Y ABUELOS

Por haberme tomado en sus brazos de niño y brindarme un amor tan bonito lleno de humildad y sencillez.

A MI ASESOR

ING. JAVIER FRANCO GONZALES

*Por el apoyo, la amistad y la ayuda brindada en la elaboración
de esta Tesis.*

INDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	4
INTRODUCCIÓN	4
CAPÍTULO II	10
IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS	10
2.1 Identificación del Problema	10
2.2 Planteamiento de la Hipótesis	11
2.2.1 Evaluación de la variable Costo Operativo Acumulado	12
CAPÍTULO III	15
MARCO TEÓRICO	15
3.1 Los Sistemas Eléctricos de Potencia	15
3.2 Sistema de Distribución	16
3.2.1 Subestaciones de Transformación - Distribución	17
3.2.2 Alimentadores o redes de Media Tensión (MT) o Red Primaria	18
3.2.3 Transformadores de Distribución	21
3.2.3.1 Transformador Trifásico	22
3.2.3.2 Transformador Monofásico	23
3.2.3.2 Transformador Tipo Pedestal	24
3.2.4 Red secundaria	25
3.2.5 Acometida	25
3.3 Procesos sustantivos de un sistema eléctrico	26
3.4 Planeación de sistemas eléctricos de distribución	27
3.4.1 Consideraciones para la planeación de Subestaciones de Distribución	29
- Tamaño.	29
- Capacidad operativa del transformado en condiciones normales.	29
- Capacidad de sobrecarga del transformador ante Contingencias.	30

- Expandibilidad vs. Tamaño.	30
- Localización nueva.	30
- Limitación en las clasificaciones de equipos.	31
- Desarrollo geográfico de la zona y restricciones eléctricas.	31
- Derechos de vía.	32
- Respaldo local vs. Enlaces de alimentadores.	32
3.5 Problemas en la planeación de un sistema de distribución	33
3.5.1 Ubicación, tamaño y cobertura de subestaciones de distribución	34
3.6 Introducción al pronóstico de energía	35
3.6.1 Horizonte de tiempo	36
3.6.1.1 El pronóstico a corto plazo	37
3.6.1.2 El pronóstico a mediano plazo	37
3.6.1.3 El pronóstico a largo plazo	39
3.6.2 Factores que afectan la demanda eléctrica	40
3.6.2.1 Factores comunes	41
3.6.2.2 Factores ocasionales	41
3.6.2.3 Factores estacionales	41
3.6.3 Datos históricos	42
3.6.4 La naturaleza de la demanda de energía eléctrica	43
3.6.5 Clasificación de los métodos del pronóstico	44
3.6.5.1 Clasificación general	45
3.7 Método de Pronóstico de Demanda utilizado	46
3.7.1 Sistema de Proyección de Carga	46
3.7.2 Iniciando el Sistema	47
3.7.3 Agrupación de Módulos	48
3.7.4 Importar Data	49
3.7.5 Reportes de Energía Facturada	49
3.7.5.1 Estructura del Reporte	50
3.7.6 Reportes de Proyección de Demanda	52
3.7.6.1 Proyección en Amperios	52
3.8. Programa Computacional para el Reordenamiento “rx4”	56

3.8.1	Código de programación del Programa “rx4”	57
CAPÍTULO IV		62
ORDENAMIENTO COMPUTACIONAL DEL PARQUE DE TRANSFORMADORES		62
4.1	Descripción del Caso de estudio	63
4.2	Proyección de la demanda	68
4.3	Determinación de la tasa de crecimiento de la demanda “%C” de cada alimentador	71
4.4	Determinación de la demanda de las SED bipostes de cada alimentador	71
4.5	Ordenamiento del Parque de transformadores del caso de estudio	75
4.5.1	Ordenamiento de la SED 02844A	79
4.5.2	Ordenamiento de la SED 04788A	81
4.5.3	Ordenamiento de la SED 04979A	83
4.5.4	Ordenamiento de la SED 09449A	85
4.5.5	Ordenamiento de la SED 10089A	87
4.5.6	Ordenamiento de la SED 10890A	89
4.5.7	Ordenamiento de la SED 10894A	91
CAPÍTULO V		93
VALIDACION DE LA HIPOTESIS		93
5.1	Análisis de los resultados obtenidos por el software computacional	93
5.2	Evaluación de la variable Costo Operativo Acumulado	94
5.3	Cálculo del ahorro obtenido	95
5.3.1	Estándar de Calidad (e)	95
5.4	Validación de la Hipótesis	96
CONCLUSIONES		98
RECOMENDACIONES		99
BIBLIOGRAFÍA		101
ANEXOS		
PLANOS		

PRÓLOGO

En esta tesis se realizará un estudio con el fin de plantear una metodología para una rotación óptima de transformadores de Subestaciones Eléctricas Bipostes, de tal manera que cada subestación cuente con la capacidad adecuada, es decir, se busca que los elementos “subcargados” reemplacen a los “sobrecargados” para mejor explotación de los activos y evitar compras innecesarias, generando mínimos costos operativos.

El presente trabajo se desarrolla de la siguiente manera:

El Capítulo 1, indica el objetivo principal del informe, los antecedentes que ocasionan que este proyecto se haga realidad, la justificación del proyecto.

El Capítulo 2, identifica el problema en función a los antecedentes presentados, se realiza el planteamiento de la Hipótesis definiendo la variable “Costo Operativo Acumulado” $Cax(t)$, con la cual verificaremos la veracidad de la Hipótesis planteada.

El Capítulo 3, presenta las definiciones de Sistemas Eléctricos de Potencia y Sistema de Distribución con sus componentes. Asimismo presenta información sobre los Procesos sustantivos de un sistema eléctrico, Planeación de sistemas eléctricos de

distribución, Problemas en la planeación de un sistema de distribución, Introducción al pronóstico de energía, explicación del Método de Pronóstico de Demanda utilizado y presentación y desarrollo del Programa Computacional para el Reordenamiento “rx4” utilizado en este proyecto.

El Capítulo 4, presenta el desarrollo del trabajo describiendo inicialmente el caso de estudio: Sobrecarga de Subestaciones Eléctricas de Distribución Bipostes del Alimentador #01 de la SET Balnearios de Media Tensión. En función a este escenario se realiza una proyección de la Demanda de dicho alimentador y se calcula la tasa de Crecimiento de la Demanda “%C”, luego se identifica los transformadores en estado de “SOBRECARGA” y finalmente se realiza el Ordenamiento Computacional, obteniendo el número de intercambios de transformadores entre subestaciones, los nuevos valores de “Factor de Carga” de los transformadores y la ubicación de los mismos en coordenadas. Es decir, aquí es donde se obtiene un parque de transformadores con una proyección de no entrar en estados de “SOBRECARGA” en un periodo de 2 años.

El capítulo 5, corresponde a la “Validación de la Hipótesis” en función a los resultados obtenidos por el software computacional, al cálculo del ahorro obtenido y evaluándolos con la variable definida en el capítulo 2: Costo Operativo Acumulado “Cax” y usando un Estándar de Calidad “e” se demuestra la veracidad de la Hipótesis.

Finalmente el objetivo principal de esta tesis es demostrar que mediante un Ordenamiento óptimo de transformadores se logrará, para un horizonte de 2 años, un ahorro del 40% en los costos de operación comparados con los costos de un escenario “REACTIVO” sin un ordenamiento planificado.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

En la actualidad, las empresas de distribución de energía eléctrica del país tienen muchas oportunidades de mejora disponibles para mejorar sus sistema de gestión y planificación de los sistemas eléctricos de distribución, lo cual es de crucial importancia en el constante desarrollo de los mercados de energía eléctrica donde se generan escenarios cada vez más competitivos. Lo eficiente es disponer de sistemas que suministren energía eléctrica con el menor número de interrupciones y al menor costo posible, mejorando así la calidad del servicio, ya que esto último se traduce en incremento de ganancias para la empresa de distribución.

Esta calidad depende en gran medida de la capacidad que tengan las empresas de explotar o aprovechar todos sus recursos de la mejor manera posible, es decir aprovechar el máximo “potencial” de cada recurso o elemento del sistema de distribución. Uno de los elementos más importantes que conforman todo un sistema eléctrico de distribución es el transformador de distribución, debido a que a lo largo de todo el sistema este elemento se encuentra presente en las subestaciones de distribución y por tal motivo el eficiente aprovechamiento de su capacidad reflejará

menor número de interrupciones, mejor calidad del sistema de distribución y por consecuencia excelentes beneficios económicos para la empresa de distribución.

1.2 JUSTIFICACIÓN

En la actualidad la compañía LUZ DEL SUR, una de las dos empresas de distribución de electricidad más importantes de Lima, requiere de un planeamiento eficiente para la ubicación óptima de sus transformadores ya que este proceso es ejecutado hoy en día de manera reactiva.

La situación actual en el parque de transformadores de Luz Del Sur, es tal que se desarrollan muchos cambios físicos en las redes de distribución (traslados de troncales y cargas entre alimentadores, intercambios de transformadores, etc) para mantener las redes y los transformadores sin llegar a un estado de “SOBRECARGA”; sin embargo estos cambios reactivos en muchos casos son ejecutados luego de un periodo de tiempo en que los transformadores ya han permanecido en “SOBRECARGA” por un tiempo veces largo lo que reduce también la vida útil de estos activos.

Surge la necesidad de realizar una ubicación óptima del parque de transformadores considerando escenarios a mediano y largo plazo, para que los aumentos de Carga que se den a futuro no generen estados de “SOBRECARGA” imprevistos en los componentes de las redes de distribución.

Es por eso que este trabajo plantea elaborar un método computacional del Ordenamiento Óptimo del Parque de Transformadores.

Para obtener este método se va a realizar un análisis de la demanda eléctrica con el fin de obtener una proyección de la demanda para un horizonte de tiempo de 2 años, y luego en función de esta proyección, de los datos operativos de las subestaciones (Factor de sobrecarga, demanda proyectada, potencia instalada, ubicación) y de la lógica de un programa computacional se procederá a realizar el Ordenamiento óptimo del parque de transformadores que nos genere un ahorro del 40% en los costos operativos en comparación a un escenario “REACTIVO” sin un ordenamiento planificado de estos activos.

En la elaboración de este trabajo se usarán datos recopilados de la empresa de distribución de energía eléctrica LUZ DEL SUR, con lo cual el estudio y la demostración de la hipótesis que se plantea, aseguran resultados capaces de implementarse en el plan de manejo del sistema de distribución de las empresas concesionarias.

1.3 OBJETIVO

En este trabajo se pretende demostrar el beneficio económico de llevar a cabo un Ordenamiento Óptimo Computacional del Parque de Transformadores de la Empresa de Distribución LUZ DEL SUR.

Este Ordenamiento se realizará tomando como información base la situación actual del parque de transformadores (Factor de sobrecarga, potencia instalada, ubicación) y una proyección de carga de los alimentadores de las redes de distribución para un horizonte de dos años, con el fin de obtener un escenario en donde el Parque de transformadores opere durante este periodo de tiempo con el mínimo de estados de “SOBRECARGA” por cada uno de estos elementos.

1.3.1 Objetivo General

El beneficio económico que se quiere lograr es tal que “Los costos operativos de un Ordenamiento computacional de transformadores será 40% menor al costo operativo de alivio de sobrecargas que se tiene actualmente en el parque de transformadores en un periodo de 2 años”

1.3.2 Objetivo Específicos

Los objetivos específicos del presente informe, los cuales se encuentran enmarcados en el objetivo general son los siguientes:

- Obtener la ubicación óptima (en coordenadas) de los transformadores de subestaciones áreas bipostes (SAB) de un alimentador de Media Tensión 22,9kV de la red primaria de distribución de Luz Del Sur.
- Obtener el kilometraje Total de desplazamiento para efectuar el Ordenamiento del conjunto de transformadores de estudio.

- Generar un programa Computacional en el lenguaje de MATLAB, para efectuar el Ordenamiento del conjunto de transformadores de estudio.
- Definir la Variable Costo Operativo Acumulado y el Estándar de Calidad (e), y calcular el porcentaje de ahorro obtenido.

1.4 ALCANCES

En las Redes Primarias de Media Tensión (MT) de una empresa de distribución de Electricidad se encuentran diferentes tipos de transformadores de MT los cuales serán descritos en el Capítulo III que corresponde al Marco Teórico.

En este trabajo se ha seleccionado un grupo de estudio de transformadores que cuentan con características dadas sobre especificaciones, operación y ubicación.

Asimismo, este estudio puede adecuarse al universo de los transformadores de las Redes Primarias de Luz del Sur siempre y cuando se desarrolle considerando las características mencionadas anteriormente del grupo de transformadores que se tomaría como caso de estudio.

De acuerdo a lo anterior, se definen los siguientes alcances para el trabajo de tesis:

- Este trabajo se realizará únicamente sobre un grupo de transformadores de distribución del tipo trifásicos Biposte de 5 kVA a 1000kVA

- Dentro del cálculo de ahorro de los costos operativos acumulados por el Ordenamiento Óptimo de transformadores no se ha contemplado realizar el análisis y cálculo del ahorro que se generaría al mantener los activos sin llegar a estados de “SOBRECARGA” y así asegurar que estos operen en el tiempo de su Vida Útil especificado con lo que se evitaría gastos de reparación y de adquisición de nuevos activos.
- La información de la Ubicación de los transformadores en la empresa Luz del Sur es manejada mediante coordenadas, en este trabajo se han desplazado dichas coordenadas teniendo un nuevo “origen de coordenadas” con lo cual se ha mantenido las distancias reales entre subestaciones y así poder calcular los costos de ordenamientos en función al kilometraje de los desplazamientos generados por los intercambios de transformadores de las subestaciones.
- No se han considerado los costos de desmontaje y montaje de los transformadores; no son precios despreciables en el proceso Real de Ordenamiento, sin embargo al realizar el Ordenamiento Óptimo la cantidad de trabajos de desmontaje y montaje de transformadores disminuirá en comparación a los gastos por dichas operaciones en un escenario “REACTIVO” sin un ordenamiento planificado; por lo cual si se considerarían los gastos de desmontaje y montaje de transformadores se generaría un ahorro adicional sobre el cálculo que se presentará en este trabajo.

CAPÍTULO II

IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS

2.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

LUZ DEL SUR es una de las empresas de distribución con mayor tecnología en el Perú y cuenta con un organizado plan de gestión para el planeamiento de su sistema de distribución de energía eléctrica, así como también para sus actividades operativas.

Sin embargo a pesar de que cuenta con un avanzado sistema de proyección de la demanda eléctrica que es usado para planificar la atención de clientes, adquisición de equipos del sistema de distribución y planeamiento de las redes de MT y BT; no cuenta con un procedimiento operacional y económicamente eficiente capaz de realizar el ordenamiento del parque de transformadores de distribución.

El parque de transformadores de la empresa Luz Del Sur normalmente cuenta con transformadores sobrecargados y otros subcargados. Los transformadores sobrecargados requieren ser reemplazados por uno de mayor capacidad, mientras que los subcargados no se encuentran debidamente explotados

Es necesario entonces, realizar un estudio y análisis de este sistema de ordenamiento, considerar nuevas variables como la proyección de demanda para poder mejorar dicho proceso llegando a un resultado óptimo que garantice la confiabilidad del sistema por un periodo establecido.

Para el desarrollo de la metodología, se tomará en cuenta el parque de subestaciones aéreas, las mismas que pueden recepcionar las diferentes capacidades que se encuentran normadas en la empresa de análisis.

Los costos operativos están compuestos por fijos y variables, dependiendo los segundos directamente de las distancias de traslado de los transformadores, que es lo que se buscará minimizar para generar el ahorro del 40% en los costos de operación en un periodo de 2 años.

2.2 PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS

Como se mencionó el problema es que no se cuenta con un proceso para hacer el Ordenamiento óptimo del parque de transformadores de la empresa de distribución LUZ DEL SUR.

El proceso que se plantea es realizar una proyección de la demanda eléctrica, con lo que se va poder tener una demanda muy confiable de cada subestación de distribución, de tal manera que mediante un programa computacional debidamente elaborado, se pueda realizar el Ordenamiento deseado.

El programa usará una lógica tal que además de ingresar la demanda proyectada de cada subestación también deberá usar otras variables operativas como el factor de utilización de los transformadores (FU) y la distancia entre subestaciones.

Es evidente que contar con un procedimiento óptimo para el reordenamiento de transformadores de distribución, traerá como consecuencia beneficios económicos en materia de ahorros en los costos de operación, ya que se evitarían cambios innecesarios de transformadores por un periodo establecido, que en este estudio es de 2 años.

2.2.1 Evaluación de la variable Costo Operativo Acumulado

El objetivo económico de este trabajo es lograr reducir los diferentes costos operativos en operación estándar de las diferentes rotaciones de transformadores con el fin de aliviar las sobrecargas en las subestaciones. Es por ello que definiremos la variable “Costos operativos” $Ca(t)$:

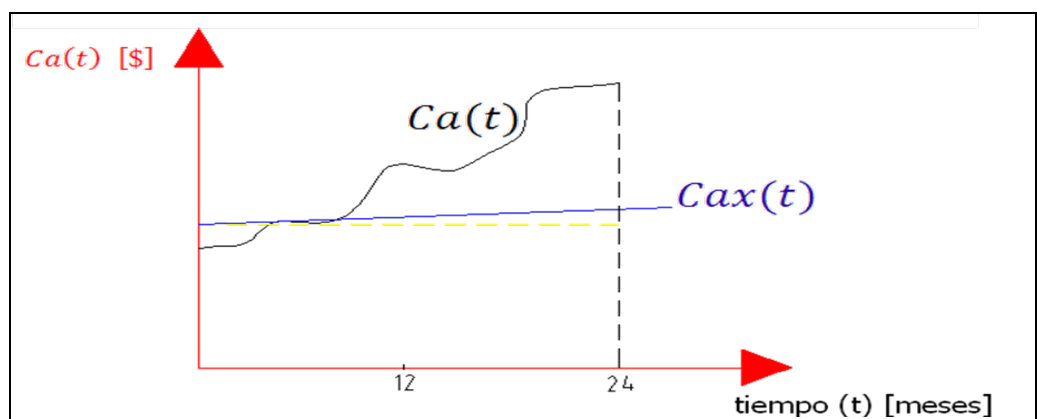


Figura 2.1: Costos Operativos Vs Tiempo

Dónde:

Ca(t) : Costos Operativos estándar (No se basa en Proyección de Demanda ni ordenamiento computacional).

Cax(t): Costos Operativos con un Ordenamiento Computacional.

Como se observa en la “**Figura 2.1**”, el hecho de realizar un Ordenamiento basado en una proyección de la demanda (Ordenamiento óptimo), nos permite asegurar que no se realizarán demasiados cambios correctivos de transformadores por un lapso mínimo de 2 años. Esto a su vez quiere decir, que los costos que se generen durante la ejecución y la operación de un ordenamiento Óptimo serán los que obedecen a los movimientos de transformadores del Ordenamiento inicial, más los costos de los pocos ordenamientos correctivos que se realicen por incrementos inesperados de la demanda que no hayan sido pronosticados por el modelo de proyección de demanda, es decir dependerá de la confiabilidad de esta proyección.

En cambio el costo acumulado de una operación clásica es creciente con el tiempo debido a que estos reordenamiento se llevan a cabo cuando se observa una sobrecarga en un transformador y no se hace una disposición de transformadores planificada de acuerdo a la demanda.

Finalmente en función a los costos de operación de los años 2007 y 2008 para el ordenamiento de transformadores de distribución, y estimando los costos

de operación de un reordenamiento óptimo de transformadores, se plantea la siguiente hipótesis:

“Los costos operativos de un Ordenamiento de transformadores se reducirán en un 40% *por un lapso de 2 años*, a través de un Ordenamiento computacional”

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1. LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La energía se manifiesta en varias formas, entre ellas la energía mecánica, térmica, química, eléctrica, radiante o atómica. Todas las formas de energía pueden convertirse en otras formas mediante los procesos adecuados. En el proceso de transformación puede perderse o ganarse una forma de energía, pero la suma total permanece constante, que es lo que dicta el principio de conservación de la energía.

Hoy en día, la electricidad es, sin lugar a dudas, el principal motor que impulsa las actividades en cualquier país y permite su desarrollo.

Un sistema eléctrico de potencia (SEP), es el conjunto de centrales generadoras, de líneas de transmisión interconectadas mediante centros de transformación (subestaciones) y redes de distribución esenciales para el suministro de energía eléctrica. La **“Figura 3.1”** representa el modelo formal de un sistema eléctrico de potencia.

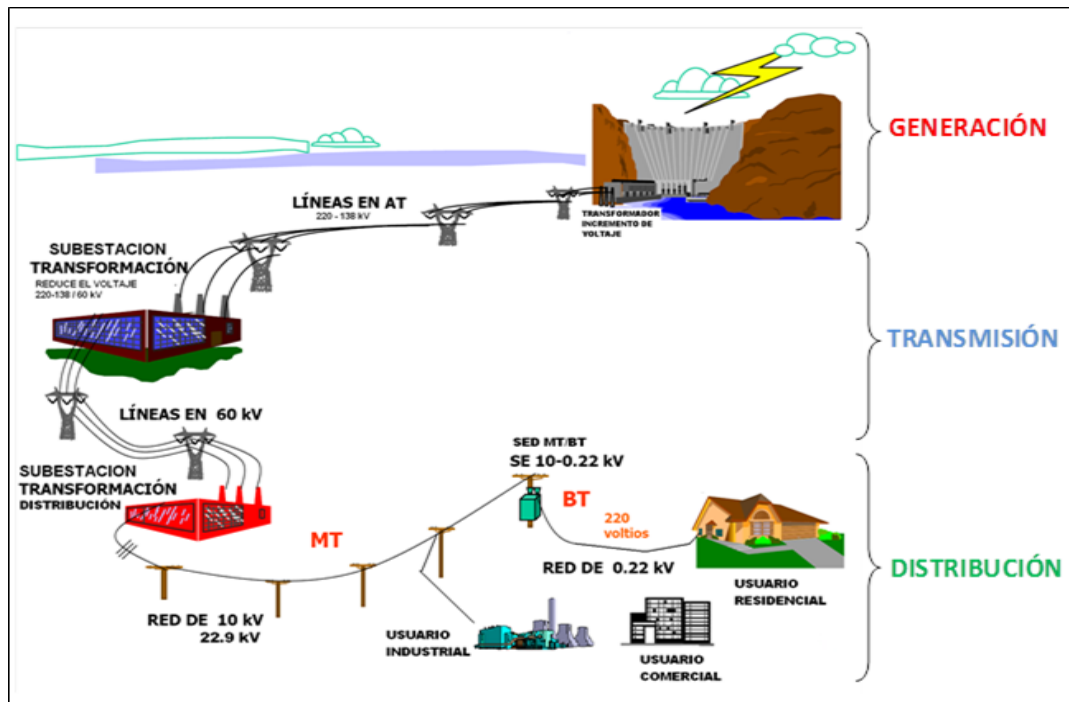


Figura 3.1: Modelo formal de un sistema eléctrico de potencia.

La Generación, es donde se produce la energía eléctrica, por medio de centros de producción (o conversión de la energía). Las líneas de Transmisión, son los elementos encargados de transmitir o transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta las Subestaciones de Transformación (Reducción del voltaje) y de Distribución, a través de distintas etapas de transformación de la tensión.

3.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El Sistema de Distribución, se compone de los siguientes elementos o subsistemas:

- 1) Subestación de Transformación - Distribución
- 2) Alimentadores o redes de Media Tensión (MT) o Red Primaria

- 3) Transformador de Distribución (Subestación de distribución SED)
- 4) Red secundaria o de BT (0 – 220V)
- 5) Acometidas

3.2.1 Subestaciones de Transformación - Distribución

Se le llama subestación de Transformación a una subestación cuya finalidad es reducir el voltaje de Transmisión a niveles de distribución.

Las estaciones de Transformación - Distribución contienen muchos componentes, dentro de los que se incluyen transformadores de potencia, interruptores y reguladores de tensión. Los transformadores de potencia son el corazón de la subestación de transmisión, las cuales ejecutan la tarea principal de reducir las tensiones a los diferentes niveles de distribución (normalmente van desde 10 kV hasta 22.9 kV).

Los interruptores se colocan entre los circuitos de distribución y la barra de baja tensión para la protección de la subestación durante las condiciones de falla o de picos de tensión. Los reguladores de tensión se instalan en serie en cada circuito de distribución si los transformadores de potencia no están equipados con la capacidad de cambiar los taps que permiten la regulación de la tensión de barra.

La “**Figura 3.2**” muestra una típica subestación de transformación.



Figura 3.2: Subestación de Transformación para el sistema de distribución de la Minera Shougang. Relación de transformación 60/34,5kV

3.2.2 Alimentadores o redes de Media Tensión (MT) o Red Primaria

Es la red y todos sus elementos eléctricos de potencia dimensionados para operar en Media Tensión (MT). En el Caso de Luz Del Sur, la Red Primaria es la correspondiente a las de 10 kV y 22,9 kV.

Los alimentadores (Redes de MT), son el conjunto de instalaciones menores a 30kV encargadas de entregar la energía eléctrica a los clientes en niveles de tensión normalizados y en las condiciones de seguridad y calidad establecidas por los reglamentos y normas

Son las redes o circuitos que se derivan de las Subestaciones eléctricas de t Transformación - Distribución, a lo largo de un alimentador podemos encontrar las subestaciones de distribución que atienden tanto a los clientes en MT y BT.

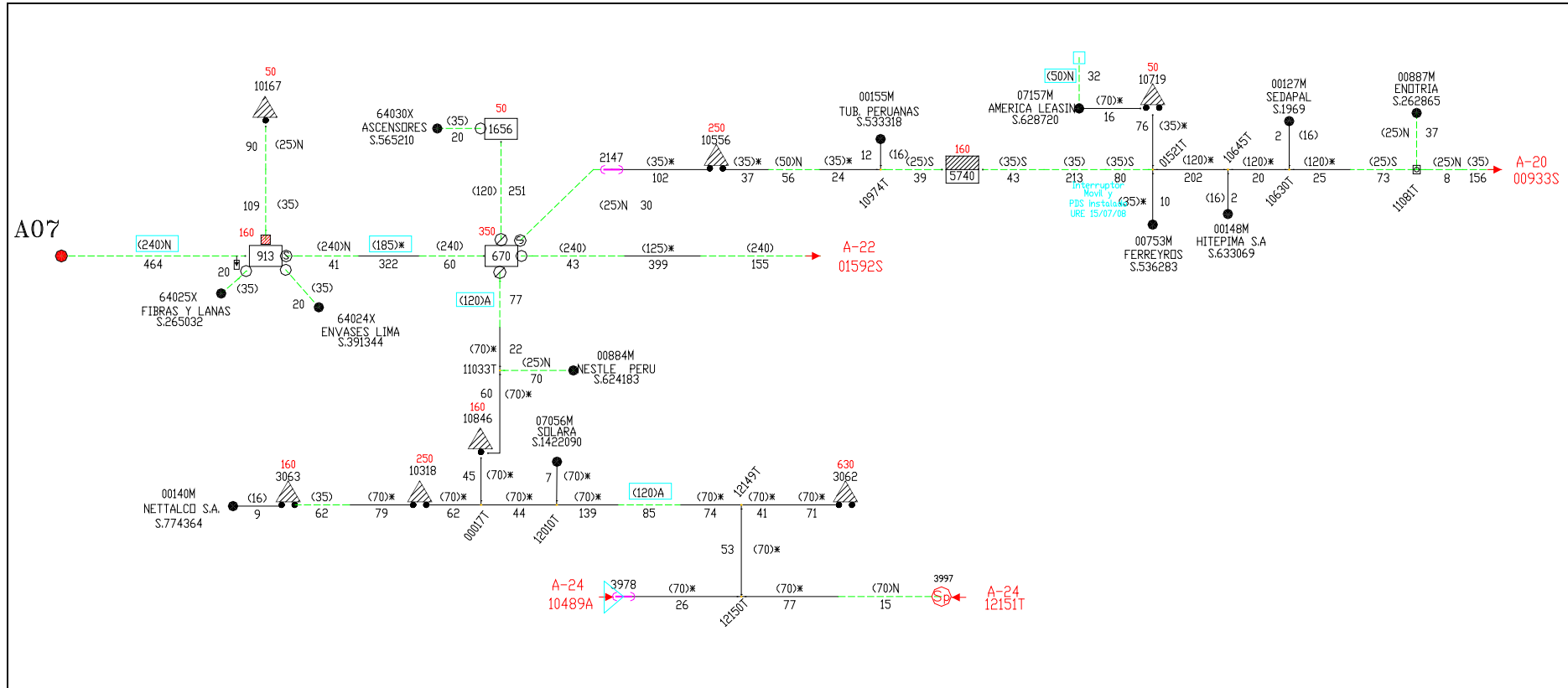


Figura 3.3: Alimentador N°07 de la red de 10 kV de la Subestación de Transformación PUENTE de Luz Del Sur.

3.2.3 Transformadores de Distribución

Son equipos utilizados para pasar de Media tensión a Baja tensión en redes de distribución, principalmente en áreas metropolitanas y para aplicaciones industriales.

Los transformadores en versiones estándar son trifásicos y monofásicos, pueden ser instalados tanto al aire libre como en el interior. Los transformadores de distribución están herméticamente sellados (la cuba está completamente llena de aceite) o equipados con un tanque de expansión ondulado que permiten la refrigeración suficiente del transformador y compensan los cambios del volumen del aceite durante la operación.

Una ventaja de los transformadores herméticamente sellados es que el aceite no está nunca en contacto con la atmósfera evitando así la necesidad de hacer análisis periódicos de aceite.

La elección correcta de un banco de transformadores de distribución no es tarea que se pueda tomar a la ligera, por lo que el conocimiento a fondo de esta máquina es indispensable para todo proyectista eléctrico, por otra parte, poner fuera de servicio un transformador de distribución representa un serio problema para las empresas que se ocupan de prestar servicio de electricidad a las comunidades, ya que ello siempre trae consigo un apagón más o menos prolongado de un sector poblacional. No obstante, el caso se vuelve más dramático cuando la interrupción de las operaciones del transformador es causada intempestivamente por un accidente del equipo, pues a los

inconvenientes arriba mencionados tendríamos que añadir el costo de reparación o reposición del transformador.

Los tipos de Transformadores de Distribución en el mercado son los siguientes:

3.2.3.1 Transformador Trifásico

Los Transformadores de Distribución Trifásicos son utilizados para reducir el voltaje de la red de media tensión a los niveles de las redes de distribución de baja tensión, aplicables en zonas urbanas, industrias, minería, explotaciones petroleras, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica. Su rango de fabricación va desde 5 kVA a 5,000 kVA, con nivel de tensión hasta 36 kV.



Figura 3.4: Transformador trifásico Biposte de 160kVA del alimentador A07 de la SET PUENTE en 10kV.

3.2.3.2 Transformador Monofásico

Los Transformadores de Distribución Monofásicos, son fabricados para ser instalados en postes. Su aplicación principal es la distribución de energía eléctrica, reduciendo el voltaje de las líneas de distribución de media tensión a los niveles de baja tensión residencial o industrial. Estos Transformadores se utilizan en zonas urbanas o rurales, en la distribución de energía eléctrica para consumos pequeños preferentemente de uso residencial, alumbrado público o pequeños talleres. Su rango de fabricación va desde 5

kVA a 50 kVA, con nivel de tensión hasta 36 kV.



Figura 3.5: Transformador Monofásico de 50kVA

3.2.3.2 Transformador Tipo Pedestal

Los Transformadores tipo Pedestal, están diseñados para operar a la intemperie y estar montado sobre una base de concreto o similar. Este tipo de Transformador permite su instalación en lugares donde exista circulación de personas y/o donde el reducido espacio impida el montaje de una Subestación Convencional, es aplicable a sistemas de distribución subterránea, generalmente utilizados en zonas residenciales, desarrollos turísticos, centros comerciales, hoteles. Su rango de fabricación va desde 50 kVA a 1,500 kVA y en niveles tensiones hasta 33 kV.



Figura 3.6: Transformador Tipo Pedestal de 500kVA

3.2.4 Red Secundaria

Corresponde a la Red es la correspondiente a baja Tensión con valores inferiores a 1kV. En el Caso de Luz Del Sur, la Red Secundaria es la correspondiente a las de 220V y 380V.

3.2.5 Acometida

La acometida (instalación eléctrica) es una derivación desde la red de distribución de la empresa de servicio eléctrico hacia la edificación. Las acometidas en baja tensión finalizan en la denominada caja general de protección mientras que las acometidas en alta tensión finalizan en un Centro de Transformación. Este es el punto donde comienza las instalaciones internas.

La acometida normal para una vivienda unifamiliar es monofásica, de dos hilos, uno activo (fase) y el otro neutro, a 220 voltios, dependiendo del país. En el caso de un edificio de varias viviendas la acometida normal será trifásica, de cuatro hilos, tres activos o fases y uno neutro, siendo en este caso la tensión entre las fases 380 V y de 220 V entre fase y neutro. Si la acometida es para una industria o una gran zona comercial esta será normalmente en Media Tensión, por ejemplo 10 kV o 22,9 kV según la zona.

3.3 PROCESOS SUSTANTIVOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

En los sistemas eléctricos existen procesos sistemáticos para poder proporcionar el suministro adecuado de calidad del fluido eléctrico. Dentro de estos procesos se encuentran la Planeación, el Diseño, la Construcción, la Operación y el Mantenimiento y Control.

La “**Figura 3.7**”, representa a estos procesos de manera secuencial en su ejecución.

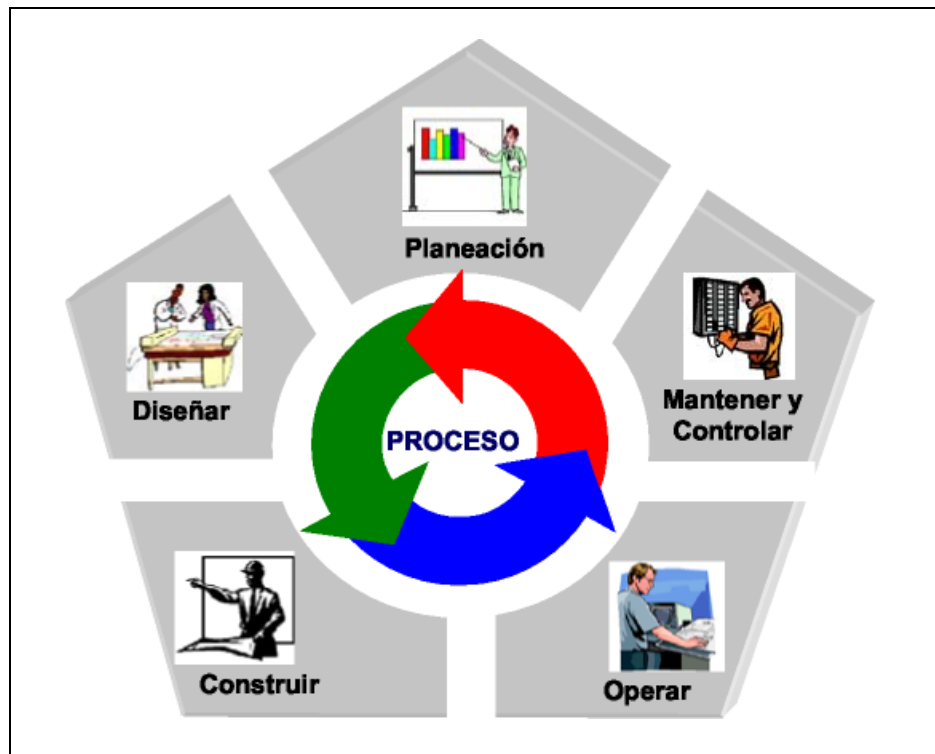


Figura 3.7: Procesos Sustantivos De Un Sistema Eléctrico.

3.4 PLANEACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

La planeación asegura que la empresa no esté solamente apagando fuegos año tras año. Generalmente, se requiere de programas de computadora a fin de realizar estudios amplios para optimizar en forma precisa detalles particulares del sistema sobre bases económicas.

La magnitud y complejidad de las interrelaciones entre las variables que intervienen en la planeación de un sistema de distribución, hacen imposible evaluar exhaustivamente todas las alternativas que se presentan al planificador y diseñador de estos sistemas. El desarrollo de nuevas tecnologías y equipos, el avance de nuevas herramientas y técnicas de análisis matemático, así como la accesibilidad a los

equipos de computación para la captación, almacenamiento y procesamiento de la información, permiten automatizar el procedimiento de planeación y diseño de los sistemas de distribución.

La utilización de los Sistemas de Apoyo a las Decisiones nos puede ayudar a incorporar ideas en el proceso de planeación y toma de decisiones. Esta corriente la definen como una extensión de la Investigación de operaciones. Por otro lado, la dificultad cada vez mayor de obtener capital para financiar futuras inversiones hace imperativo el empleo de las técnicas de la programación matemática en la planeación para encontrar alternativas óptimas o subóptimas.

Retos: A menudo se argumenta que los Sistemas de Distribución sólo pueden ser planeados mes a mes, porque los requerimientos de conexiones de clientes se conocen con poca anticipación. Ante este escenario de cambios es necesario contar con una base de datos detallada y computarizada, que permita su fácil y pronta actualización. El sistema de distribución cambia continuamente, cada día se conectan nuevos usuarios, es necesario construir nuevas líneas e instalar transformadores. Dado esta dinámica, a su extensión y al número de componentes, la planeación del Sistema de distribución es numéricamente más compleja que la de otros subsistemas del sector eléctrico; sin embargo, se emplean en su planeación menos herramientas analíticas que para planear la expansión de la generación o transmisión.

Un sistema eléctrico debe cumplir por lo menos con los siguientes objetivos:

- 1) Suministrar un servicio con calidad, manteniendo las fluctuaciones de la tensión dentro de los límites permisibles especificados, dentro de las restricciones de

medio ambiente, políticas regulatorias y reglamentaciones establecidas.

- 2) Garantizar una alta continuidad y confiabilidad en el suministro para los usuarios, brindando un servicio a precios competitivos.

Un buen plan de expansión del sistema de distribución, asegurará cumplir los objetivos citados. El proceso de planeación requiere planes de corto y de largo plazo para la expansión del sistema, basados en análisis de ingeniería que incorporen los objetivos principales. El plan a largo plazo es una serie de vistas de “qué pasa sí” del sistema. Un registro escrito del plan de largo plazo evitará acciones inoportunas y la construcción de instalaciones que puedan volverse innecesarias prematuramente.

3.4.1 Consideraciones para la planeación de Subestaciones de Distribución

La planeación a largo plazo desarrolla una estrategia robusta para atender las necesidades de entrega de potencia, donde las compañías minimicen gastos logrando un balance óptimo entre inversiones de capital y costos operativos de las pérdidas. Un plan robusto que tiene niveles razonables de flexibilidad puede adaptarse a cambios imprevistos.

- **Tamaño.** El tamaño de las subestaciones de distribución está mayormente determinado por las tensiones del servicio de distribución y clasificaciones normalizadas de la línea del alimentador.

- **Capacidad operativa del transformador en condiciones normales.**

Los transformadores de distribución, tienen etapas múltiples de enfriamiento

con una clasificación de capacidad para cada modo operacional sin exceder un aumento predeterminado en la temperatura del transformador. Operar al transformador fuera del desempeño especificado lo fatigará y acortará su vida.

- **Capacidad de sobrecarga del transformador ante Contingencias.** Los transformadores presentan demandas de potencia cíclica. Los transformadores pueden ser “Sobrecargados” seguramente por determinado tiempo ante una emergencia eléctrica sin acortar indebidamente la vida de servicio de la unidad. Por lo que es necesario diseñar un sistema que facilite transferencia de carga de la subestación sobrecargada hacia subestaciones aledañas dentro de un tiempo asignado, a fin de garantizar la continuidad del servicio al cliente y prevenir interrupciones más prolongadas.

- **Expandibilidad vs. Tamaño.** El diseño de la subestación deberá tomar en consideración: la carga inicial esperada, los prospectos de crecimiento de carga, las capacidades de respaldo de otras subestaciones, etc. Estos y otros factores afectan el tamaño de la subestación diseñada y su costo. Si los prospectos para crecimiento tienden hacia arriba, una propiedad adicional puede ser obtenida más tarde para expandir la subestación

- **Localización nueva.** Idealmente, una subestación de distribución deberá colocarse en el centro de carga del área a ser servida. Eléctrica y financieramente, esta debería ser la mejor decisión ya que las pérdidas son

minimizadas y las líneas de distribución son óptimamente cortas. Ubicar la subestación ha llegado a ser una negociación delicada que busca el balance para operar eficientemente al más bajo costo y ser un “Buen vecino” del cliente. Puede requerirse colocar una subestación en un lugar menos óptimo para preservar el hábitat. Debe contemplarse la accesibilidad para el mantenimiento y para ubicar rutas de distribución de la subestación a los consumidores. La gente prefiere subestaciones pequeñas, cubiertas por vegetación y con muros atractivos. Algunos factores más importantes involucrados en la localización de la subestación son: Uso de suelo, Tamaño físico de la subestación, Accesibilidad, Estética – ambientales, Políticas locales, Estructura en Línea Aérea vs. Cable subterráneo.

- **Limitación en las clasificaciones de equipos.** Algunos componentes (transformador) deberán dimensionarse para operar en contingencias de carga más críticas, tal que pueda llevar temporalmente la carga transferida de otro transformador fallado. Los interruptores, los conductores y otros equipos deberán también dimensionarse para el peor caso de contingencia.

- **Desarrollo geográfico de la zona y restricciones eléctricas.** Las limitaciones de tipo físico y eléctrico restringen el número de alimentadores. Los factores eléctricos son: capacidad disponible del sistema de transmisión local; la capacidad del transformador; el voltaje de servicio de distribución y la capacidad de las redes de distribución. Son limitaciones físicas: La disponibilidad de rutas de alimentadores; obstáculos naturales como lagos,

ríos, barrancas; las leyes ambientales restringen ciertos cruces; así como supercarreteras y parques.

- **Derechos de vía.** El derecho de vía para alimentadores futuros de la subestación deberá considerarse en las etapas formativas del proyecto de la subestación nueva.
- **Respaldo local vs. enlaces de alimentadores.** Los alimentadores deberán diseñarse de forma que brinden respaldo a los consumidores.

La “*Figura 3.8*”, presenta en forma esquemática estas consideraciones necesarias para la planeación de subestaciones de distribución mencionadas anteriormente.

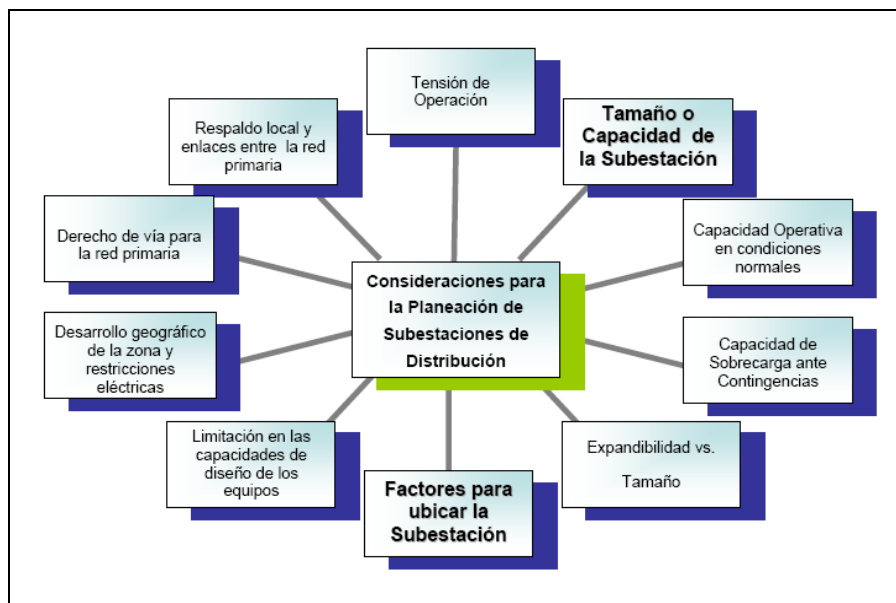


Figura 3.8 Consideraciones En La Planeación de Subestaciones de Distribución.

3.5 PROBLEMAS EN LA PLANEACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Cada problema en la planeación del sistema de distribución tiene una gran importancia. No obstante, es clave como punto de partida haber localizado y dimensionado la subestación de distribución, expandido la red primaria con la respectiva selección económica de su calibre, y haber diseñado el binomio transformador – red secundaria de manera óptima. Una vez logrado esto, se puede garantizar que los problemas restantes impactaran en un grado mínimo.

En la “*Figura 3.9*”, se muestra los problemas en la planeación de un sistema de distribución:

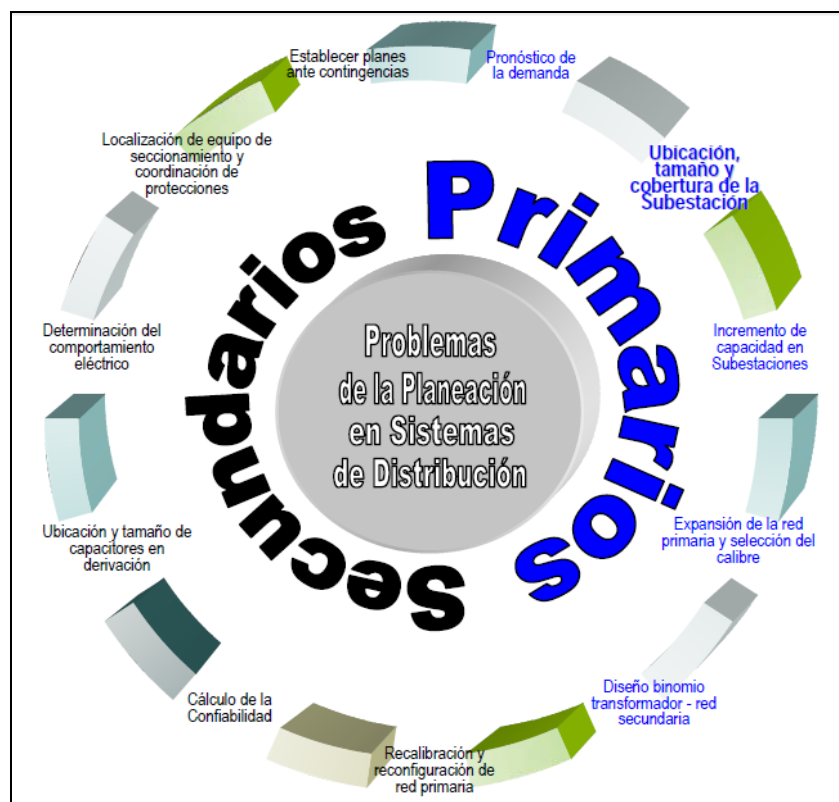


Figura 3.9: Problemas Fundamentales de la Planeación del Sistema de Distribución

3.5.1 Ubicación, tamaño y cobertura de subestaciones de distribución

Este problema consiste en determinar la localización y la capacidad de transformación de las subestaciones de distribución y establecer su área óptima de servicio, es decir, donde se deben situar los límites entre subestaciones adyacentes en la red de alimentación primaria. El costo de hacer conexiones a la red de subtransmisión también deberá considerarse. El problema consiste en minimizar los costos, que incluyen los costos de capital de la subestación y el costo de pérdidas de potencia y energía en la red de transformadores de alimentación primaria.

En el caso de planear la demanda creciente de carga, el problema será dinámico y requerirá de una decisión sobre el tiempo más apropiado para realizar las instalaciones. En términos matemáticos, este es un tipo especial de problema combinatorio que consiste en seleccionar opciones de un gran número de alternativas. A menudo, se le denomina como el “problema de la mochila” y también sucede en situaciones relacionadas con cargamentos y problemas de localización de fábricas o bodegas.

La localización de la subestación se considera una parte fundamental en la planeación de los sistemas de distribución a largo plazo, dado que éstas son el enlace entre los sistemas de distribución y subtransmisión. Así mismo, la localización y el tamaño de las subestaciones primarias por lo general se determinan sin considerar detalladamente la red de alimentación primaria, sin embargo, algunos modelos han hecho intentos de una optimización global de

subestaciones y segmentos primarios de alimentación.

3.6 INTRODUCCIÓN AL PRONÓSTICO DE ENERGÍA

El pronóstico de la demanda de energía eléctrica para un sistema eléctrico de potencia, ha causado interés desde el momento que las redes eléctricas se instalaron como sistema básico de transporte y distribución de energía y por haber proliferado el uso masivo de la energía eléctrica en el entorno industrial, comercial y doméstico. Por lo cual el pronóstico es útil para diferentes usos, como se muestra en la siguiente *“Figura 3.10”*.

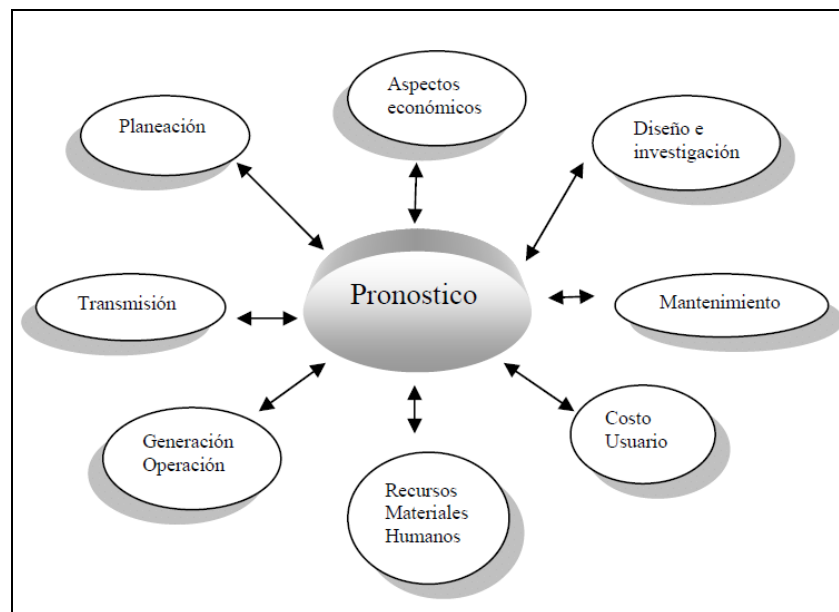


Figura 3.10: Usos del pronóstico de la energía.

El pronóstico para la compañía de electricidad se ha desarrollado a grandes pasos sobre las últimas décadas. Las extrapolaciones de las tendencias históricas del consumo de energía, habían servido bastante bien durante el tiempo en que los precios de producción y las tasas de crecimiento fueron constantes, pero cuando ya

no se presentan estas características en la demanda, la extrapolación resulto inadecuada, cuando aparece el análisis de los costos de producción de la energía a finales de los 60s y principios de los 70s. Estas técnicas no podían hacer frente a variaciones en tarifas de crecimiento entre los diversos sectores consumidores de energía eléctrica.

Si los pronósticos realizados se apegan lo más posible a la realidad, se aportarán en consecuencia, un sin número de parámetros útiles para la planificación, evitando amenazas en el exceso o baja capacidad de producción. En cambio, una sobrestimación en el pronóstico, dan lugar a malas decisiones, provocando con esto, pérdidas económicas.

3.6.1 Horizonte de tiempo

El pronóstico de la demanda de energía, se clasifica principalmente en tres horizontes de tiempo: El pronóstico a corto plazo, este es útil en la determinación de la operación de las unidades y el despacho económico. El pronóstico a mediano plazo, es requerido para la planeación del uso de energéticos y programar el mantenimiento.

El pronóstico a largo plazo, es necesario para la planeación de la expansión del sistema eléctrico, y el análisis financiero, como se mencionó anteriormente, el pronóstico de la demanda se puede obtener según su clasificación “*Figura 3.11*”.

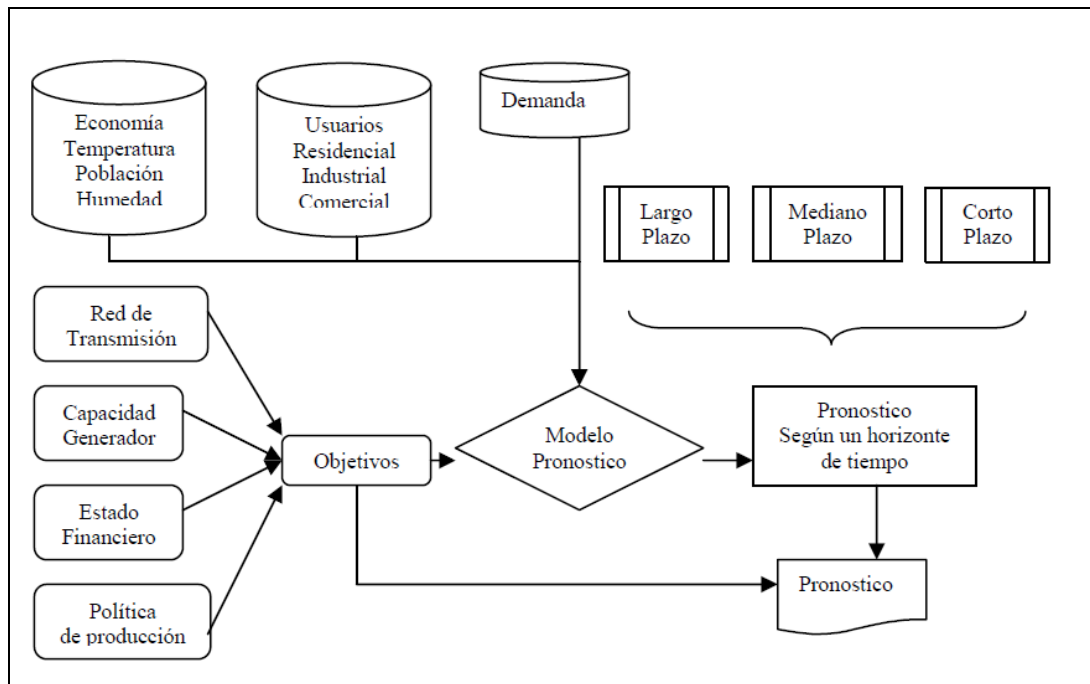


Figura 3.11: Flujo de información del pronóstico.

El pronóstico de la demanda de energía eléctrica es a cierto grado incierto sin importar que los límites de confianza se fijen cuidadosamente, *el pronóstico se basa fundamentalmente en la probabilidad*. El trabajo del pronosticador es entonces proporcionar un pronóstico lo más fiable posible. El encargado de elaborar el pronóstico tiene que identificar el tipo de problema a resolver, tiene que recopilar los datos que requiera, construir un modelo matemático y finalmente generar y validar dicho pronóstico. *Para este caso en particular, se proporciona un método de pronóstico para obtener la demanda de energía eléctrica a corto, mediano o largo plazo.*

3.6.1.1 El pronóstico a corto plazo

El pronóstico a corto plazo es requerido por los encargados de planificar la

operación diaria. Estos pronósticos consisten en proporcionar la demanda de energía eléctrica del sistema sobre un intervalo de horas, días e incluso semanas. Ya que el pronóstico desempeña un papel importante en la operación y despacho económico de unidades.

La demanda de energía eléctrica tiene variaciones las cuales son naturales, ésta se ve afectada por varios factores tales como condiciones sociales, meteorológicas y económicas; para las cuales se tienen diferentes afectaciones. Las variaciones sociales y las condiciones económicas no tienen ninguna influencia para este pronóstico, por otra parte, las condiciones climatológicas tienen un papel preponderante en el pronóstico de la demanda a corto plazo. Por lo que la demanda, durante los días laborales se diferencian de los días de fines de semana e igualmente la demanda durante los días festivos son diferentes de los días normales. Por lo que la carga máxima diaria ocurre normalmente alrededor de la temperatura máxima o mínima dependiendo si la energía se requiere para refrescar o calentar.

3.6.1.2 El pronóstico a mediano plazo

Con el pronóstico de la demanda a mediano plazo, se pronostican los energéticos que son necesarios para mantener la demanda futura, además de proporcionar elementos para llevar a cabo programas de mantenimiento, planear el consumo de combustible requerido por las diversas unidades y coordinación adecuada de los recursos hidráulicos de las presas. Este pronóstico consiste en proporcionar la demanda de energía eléctrica en un intervalo que comprende de semanas, meses e incluso hasta 5 años.

El pronóstico a mediano plazo está influenciado por muchos más factores aparte de las condiciones atmosféricas. Las variables socioeconómicas también desempeñan un papel importante en el desarrollo de los pronósticos mensuales de la demanda de la energía eléctrica.

Los datos requeridos para el pronóstico de la demanda a mediano plazo, son variables que deben ser elegidas como resultado de un análisis, además de la consulta con los operadores recomendándose lo siguiente: temperatura máxima absoluta, temperatura media, humedad máxima relativa, velocidad del viento, humedad media, duración brillante del sol, radiación global, precipitación, presión del vapor, días confortables, índice de comodidad, temperatura en la carga máxima, humedad en la carga máxima y número e consumidores conectados.

3.6.1.3 El pronóstico a largo plazo

El pronóstico de la demanda a largo plazo es de gran importancia para la planeación de la creación de nuevas plantas de generación, de redes o líneas de transmisión de energía eléctrica, además del consumo de combustibles que se tendrá a largo plazo y de la valoración de los costos de producción de la energía eléctrica. El horizonte del pronóstico, para este caso es normalmente de 5 a 25 años.

El pronóstico a largo plazo de la demanda de energía eléctrica desempeña un papel importante en la planeación del crecimiento de cualquier sistema eléctrico de potencia. Por ejemplo, para llevar a cabo la interconexión entre

dos o más sistemas eléctricos de potencia, es necesario realizar estudios extensivos, de todas las condiciones que pueden influir en tal proyectos, así como, un estudio de mercado a futuro que respalde por un largo tiempo el capital que se invertirá.

Para este horizonte de tiempo además de las variables usadas para el pronóstico a mediano plazo, las variables que más afectan la demanda son las variables socioeconómicas, ya que consideran el crecimiento de la población el producto interno bruto; por otra parte, las variables climatológicas dejan de influir para este horizonte de tiempo.

3.6.2 Factores que afectan la demanda eléctrica

La demanda de energía eléctrica de un sistema eléctrico de potencia, es influenciada por varios factores tales como: variables climatológicas, socioeconómicas y demográficas. De hecho, el número de las variables requeridas depende de la naturaleza del pronóstico, por lo tanto estas variables deben ser seleccionadas cuidadosamente. En el pasado, se sobre estimaba el pronóstico de la demanda de energía, lo cual llevaba a realizar pronósticos rápidos, dando como resultado inversiones de capital en equipo y crecimiento de la red eléctrica, lo cual no sería aprovechado de forma inmediata.

Por tanto, estas variables deben ser seleccionadas cuidadosamente, el criterio de selección para estas variables, se podrá basar en la intuición humana, lo cual tendría que ser validado tanto por un análisis de correlación como por un

análisis de contribución al pronóstico.

3.6.2.1 Factores comunes

Todos los factores, tales como: variables climatológicas, socioeconómicas y demográficas, actúan directa o indirectamente sobre el patrón de la demanda de energía eléctrica. Algunos de estos factores reflejan cambios importantes en su consumo y en su producción; por lo tanto, la demanda de energía eléctrica de un SEP se ve influenciada por estos factores. Como ejemplo de estas variables, se tiene: la temperatura, la humedad relativa, la velocidad del viento, las nevadas, el nivel de radiación solar, duración del brillo del sol, el índice de la comodidad, número de consumidores conectados, crecimiento de la población y el producto interno bruto.

3.6.2.2 Factores ocasionales

Puesto que además de las variables anteriormente dichas, existen algunas variables que ocasionalmente se presentan, las cuales pueden o no provocar alguna influencia sobre el efecto de la carga, tal como: los festivales, los acontecimientos religiosos, los días de fiesta nacionales, eventos deportivos, huelgas o catástrofes.

3.6.2.3 Factores estacionales

La demanda eléctrica de un SEP, también es analizado por periodos o etapas, como se puede ver en la *“Figura 3.12”*. La demanda durante el día se diferencia de la demanda durante la noche, y la demanda durante días

laborales, se diferencia de los fines de semana. La demanda en un día extremadamente caliente, se contrasta de uno extremadamente frío. El crecimiento de demanda eléctrica durante un tiempo económico de auge, se diferencia considerablemente de la demanda durante un periodo de austeridad o recesión.

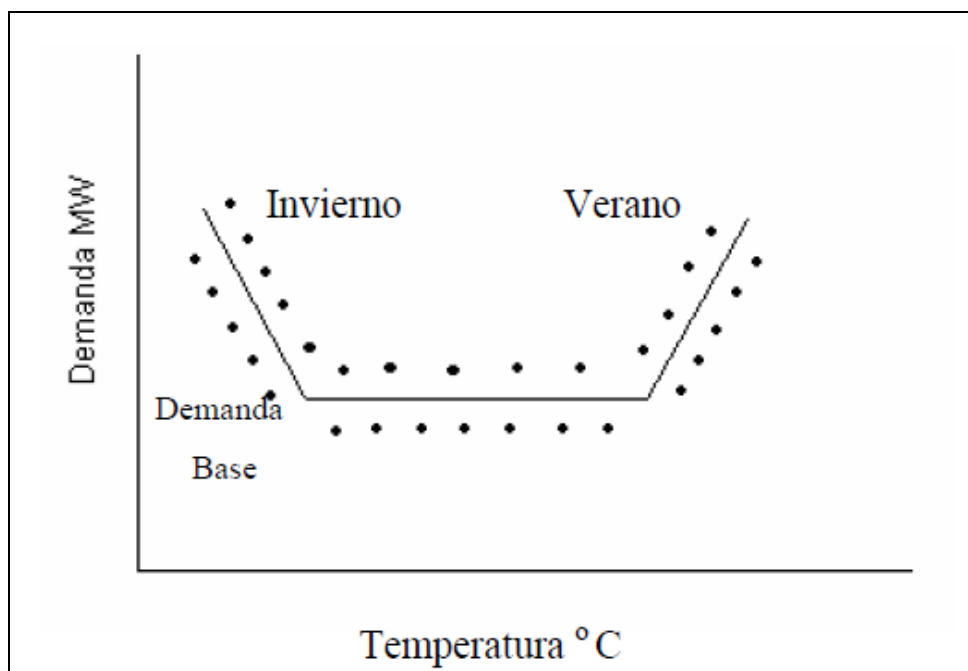


Figura 3.12: Gráfica de la demanda en relación a las estaciones climatológicas.

3.6.3 Datos históricos

Para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica, el papel de la información histórica es vital ya que el éxito o fracaso de un método de pronóstico depende básicamente de la disponibilidad de los datos, tales como los factores comunes y los ocasionales. Algunas otras variables útiles también son obtenidas, sintetizando estas variables. Tal como la desviación de la

temperatura diaria promedio, que activa el aire acondicionado. Lo cual está relacionado con el confort.

Otros datos que pueden ser considerados, especialmente para los pronósticos de mediano y largo plazo son: las variables socioeconómicas como el producto interno bruto (PIB), la población del área, el crecimiento económico, el número de los consumidores conectados y el nivel industrial de la zona, el número de los nuevos proyectos infraestructurales. La relación entre la demanda y las variables mencionadas, son por su naturaleza no lineales. Por lo que cualquier método de pronóstico buscara de cierta manera, una relación de cualquier variable con la demanda de energía eléctrica.

3.6.4 La naturaleza de la demanda de energía eléctrica

La demanda de energía en su mayoría es cíclica por su propia naturaleza, como se puede ver en el gráfico de la Figura 3.13, donde se ve claramente que la curva de la demanda tiene un patrón que se repite sobre los años. La única diferencia es que el pico de la curva esta aumentado constantemente cada año, señalando el crecimiento en la demanda. Así, el pronóstico se reduce a un reconocimiento del patrón, para encontrar el crecimiento o tendencia subyacente de la demanda.

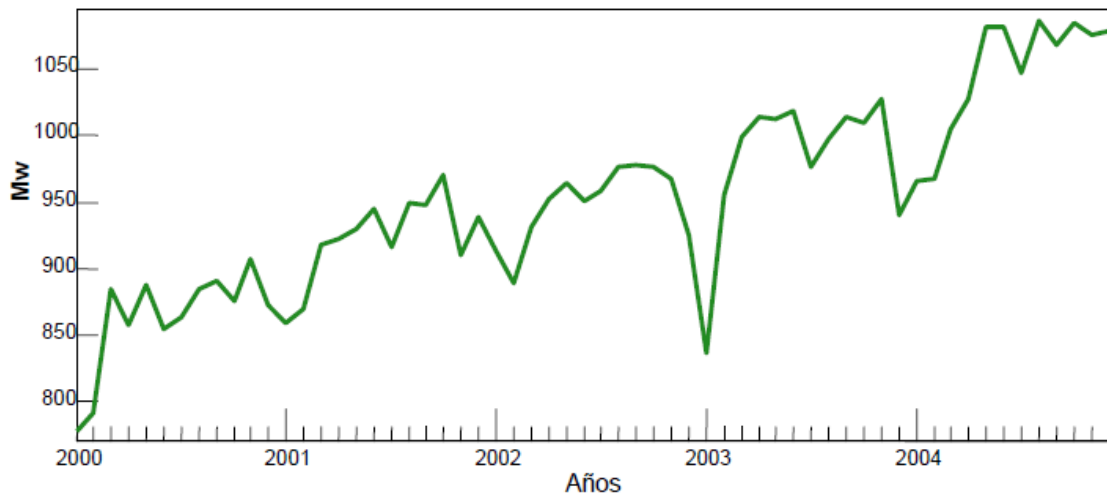


Figura 3.13: Curva Típica de la demanda de energía eléctrica

3.6.5 Clasificación de los métodos del pronóstico

Aunque se podrían utilizar muchos esquemas diferentes de clasificación al considerar los principales enfoques para pronosticar, los que se ha encontrado más útil divide a esos métodos en tres categorías: *discrecionales*, *cuantitativos* y *tecnológicos*. Cada enfoque importante incluye varios tipos de métodos, muchas técnicas individuales y variaciones de cada técnica.

En diciembre de 1993, George J. Read de Brooklyn de Edison Company, describió el comportamiento eléctrico y concluyó que:

“el pronóstico de la demanda de energía eléctrica es una necesidad urgente, desafortunadamente la mayoría de los métodos usados para realizar los pronósticos se acompañan por factores que debilitan la credibilidad de este”.

3.6.5.1 Clasificación general

Todos los tipos y técnicas de pronóstico son por naturaleza extrapolativos, es decir que incluyen interpolación, o bien predicen con datos existentes, lo cual se puede considerar como extrapolación. Una clasificación general de los métodos de pronóstico sería, que cuando se dispone y se emplea la información histórica, los métodos se llaman *cuantitativos*, y de no ser así, generalmente se les conoce como métodos *cualitativos*.

Para nuestro estudio en pronóstico de demanda de energía eléctrica vamos a hacer referencia a los métodos *cuantitativos* es el tipo en el que se han centrado la mayoría de las publicaciones sobre pronósticos. Existen tres subcategorías de estos métodos.

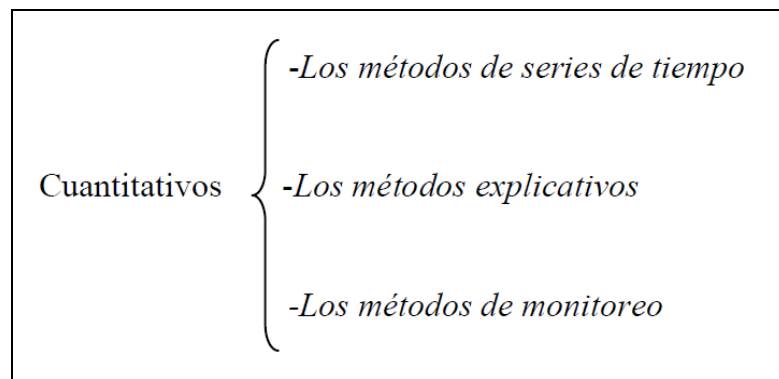


Figura 3.14: Clasificación de los métodos de pronóstico cuantitativos

- **Los métodos de series del tiempo** buscan identificar patrones históricos (empleando el tiempo como referencia) para enseguida pronosticar, utilizando una extrapolación basada en el tiempo estos patrones.

- *Los métodos explicativos* tratan de identificar las relaciones que conducen a resultados observados (causados) en el pasado y luego pronosticar mediante la aplicación de tales relaciones al futuro.
- *Los métodos de monitoreo* todavía no alcanzan un uso muy extendido, buscan identificar un cambio e los patrones y relaciones.

3.7 MÉTODO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA UTILIZADO

El método utilizado en este trabajo para el cálculo de la proyección de la demanda corresponde al tipo explicativo, está basado en calcular una tasa de crecimiento de la corriente por cada alimentador y por un periodo de tiempo establecido ya sea trimestral, semestral o anual. Este cálculo o proyección de Demanda se realiza mediante el SISTEMA DE PROYECCIÓN DE CARGA que se usa en la empresa de distribución de energía eléctrica LUZ DEL SUR.

3.7.1 Sistema de Proyección de Carga

Sistema de información que permite generar reportes históricos de la energía facturada por subestaciones, alimentadores y centros de transformación; además, es posible generar reportes de energía proyectada en base a los datos reales procesados por la aplicación.

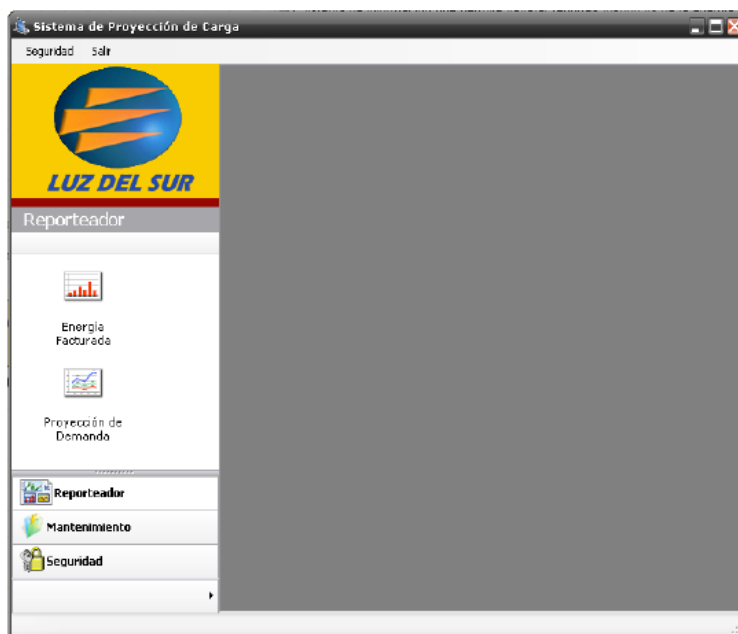


Figura 3.15: Vista de la pantalla principal de la aplicación

3.7.2 Iniciando el Sistema

Al iniciar la Aplicación, emergerá una ventana en la cual el usuario debe ingresar su nombre de usuario y password; luego presionando con el mouse el botón "Ingresar" el usuario podrá acceder a la aplicación (siempre y cuando los datos sean correctos).



Figura 3.16: Pantalla para ingresar datos de acceso al sistema.

Adicionalmente, se podrá configurar los parámetros de conexión con la base de datos presionando el botón "config. Parámetros". Esto con la finalidad de apuntar a distintas bases de datos con facilidad.



Figura 3.17: Pantalla DEL Sistema histórico del SCADA

Antes de guardar los parámetros de conexión, se debe hacer clic en el botón "Test" para comprobar si los datos ingresados son válidos. Tener en cuenta que el usuario y password solicitados en esta ventana son los del servidor y base de datos con la que se está realizando la conexión.

3.7.3 Agrupación de Módulos

Para un mayor orden en cuanto al manejo de los módulos, estos se encuentran agrupados por tipo; así tenemos tres grupos principales: Grupo Reporteador Grupo de Mantenimiento Grupo de Seguridad



Figura 3.18: Pantalla de módulos del Sistema

3.7.4 Importar Data

Este módulo permite importar data a la tabla de Consumo de suministro a partir de un archivo de texto. El formato del archivo de texto a importar es el siguiente:

A screenshot of a text editor window titled 'txtPruebaConsumo.txt - Bloc de n...'. The window displays a table of data with four columns. Red arrows point from labels to specific columns: 'Año Mes' points to the first column, 'Número de Días' points to the third column, 'Número de Suministro' points to the second column, and 'Consumo' points to the fourth column.

Año Mes	Número de Suministro	Número de Días	Consumo
201005	2365	31	132.23
201005	4560	31	132.23
201005	4559	31	132.23
201007	1000	30	132.23
201007	2000	30	132.23
201007	2300	30	132.23
201007	4500	30	132.23
201007	4560	31	132.23
201007	4520	31	132.23
201011	1000	30	132.23
201011	2569	30	132.23
201011	2365	30	132.23
201011	4560	30	132.23

Figura 3.19: Formato de Dato importados del sistema

3.7.5 Reportes de Energía Facturada

Este módulo permite generar 3 tipos de reportes de energía facturada

(data histórica de consumo) por Sed, por Alimentador y por Set. Dichos reportes muestran la evolución de carga mensual, evolución anual, tasas de crecimiento anual y tasas efectivas.

Figura 3.20: Configuración para generar el Reporte de Energía

En el combo "Tipo de Reporte" se puede seleccionar el tipo de reporte con el que se desea trabajar (Sed, Alimentador o Set). En el combo "Proyecto" se puede seleccionar el proyecto con el que se desea trabajar.

3.7.5.1 Estructura del Reporte

El reporte consta de dos partes, data Anual y data Mensual: La parte superior del reporte muestra la data anual de facturación:

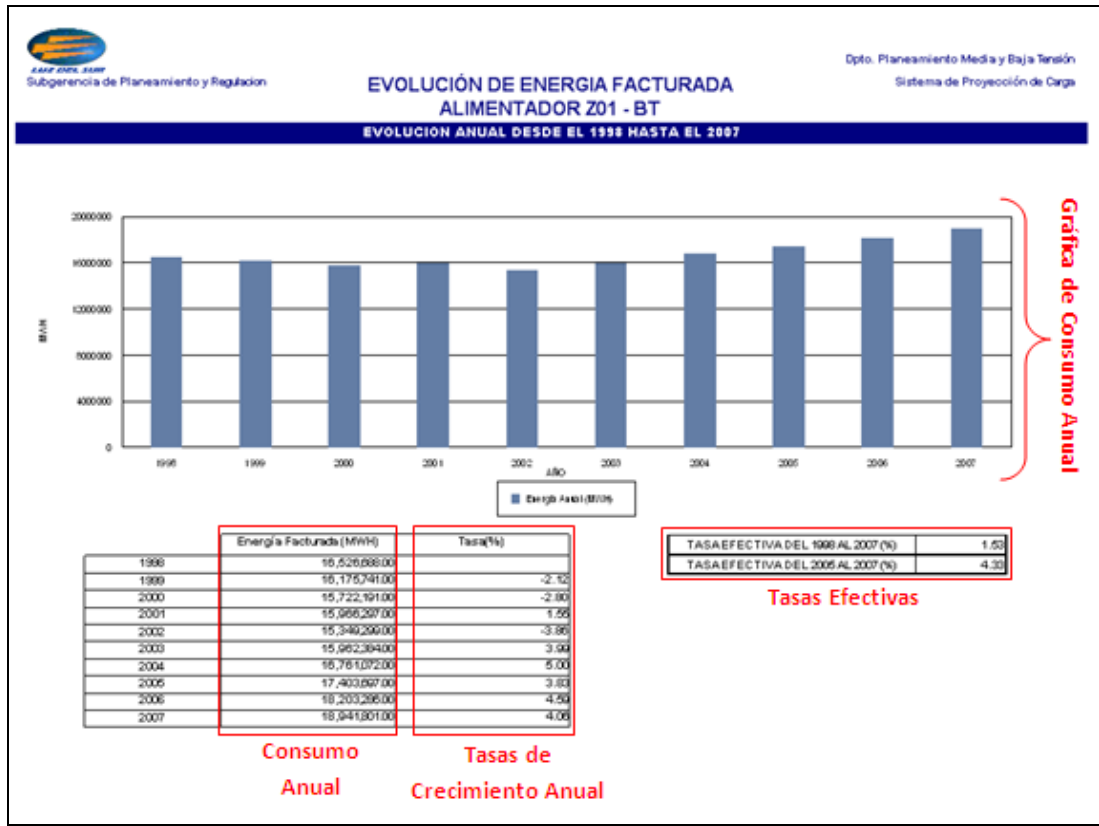


Figura 3.21: Reporte de Energía del Alimentador Z01 de la SET de BALNEARIOS

La parte inferior del reporte muestra la data mensual de facturación:

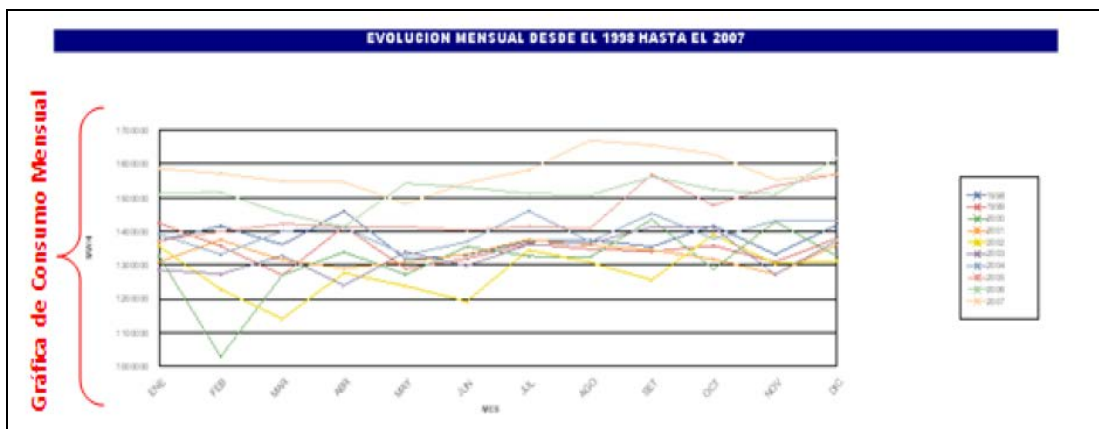


Figura 3.22: Gráfico de consumo Mensual

3.7.6 Reportes de Proyección de Demanda

Este módulo permite generar 3 tipos de reportes de proyección de datos por el método de descomposición de series (por Sed, por alimentador y por set).

Proyección de Demanda por Sed
Proyección de Demanda por Alimentador
Proyección de Demanda por Set

Tipo de Reporte: **Proyección de Demanda por Sed** Proyecto: **Proyecto 01**

Filtro

Centro de Transformación: BALNEARIOS Año Inicio: 1998
 Nro. de Alimentador: 01 Año Final Facturado: 2008
 Sed: 02952A Año Final a Proyectar: 2013
 Factor de Ciclo: 1
 Modificar Ciclo

Proyección en Amperios
 Año a Evaluar:
 Mes a Evaluar:
 Valor en Amperios:
 Proyección en Amperios

Mostrar

Proyecto 01
 Proyecto 02
 Proyecto 03
 PROYECCION 215

ESTRUCTURA DEL FILTRO

Filtro


Centro de Transformación: BALNEARIOS Año Inicio: 1998
 Nro. de Alimentador: 01 Año Final Facturado: 2008
 Factor de Ciclo: 1 Año Final a Proyectar: 2013
 Modificar Ciclo

Mostrar

Figura 3.23: Configuraciones para generar el Reporte de Proyección de Demanda

En el combo "Tipo de Reporte" se puede seleccionar el tipo de reporte con el que se desea trabajar .En el combo "Proyecto" se puede seleccionar el proyecto con el que se desea trabajar.

Además, se generan las siguientes tablas:

 PROYECCION DE DEMANDA - ALIMENTADOR Z01 Desde: 2002 Hasta: 2010												
ENERGIA PROYECTADA (MWH)												
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
2002	1,750.83	1,779.83	1,744.52	1,738.69	1,685.49	1,677.31	1,723.22	1,702.89	1,750.72	1,733.04	1,737.53	1,805.94
2003	1,821.33	1,851.26	1,814.30	1,808.01	1,752.46	1,743.74	1,791.24	1,769.89	1,819.37	1,800.79	1,805.23	1,876.07
2004	1,891.83	1,922.69	1,884.08	1,877.32	1,819.44	1,810.17	1,859.26	1,836.89	1,888.03	1,868.53	1,872.92	1,946.20
2005	1,962.33	1,994.12	1,953.88	1,946.64	1,886.41	1,876.60	1,927.28	1,903.89	1,956.69	1,936.27	1,940.62	2,016.34
2006	2,032.84	2,065.56	2,023.64	2,015.96	1,953.38	1,943.03	1,995.30	1,970.89	2,025.34	2,004.01	2,008.32	2,086.47
2007	2,103.34	2,136.99	2,093.42	2,085.27	2,020.35	2,009.46	2,063.33	2,037.88	2,094.00	2,071.75	2,076.01	2,158.60
2008	2,173.84	2,208.42	2,163.20	2,154.59	2,087.33	2,075.88	2,131.35	2,104.88	2,162.65	2,139.49	2,143.71	2,226.74
2009	2,244.35	2,279.85	2,232.98	2,223.91	2,154.30	2,142.31	2,199.37	2,171.88	2,231.31	2,207.23	2,211.40	2,296.87
2010	2,314.85	2,351.28	2,302.76	2,293.22	2,221.27	2,208.74	2,267.39	2,238.88	2,299.96	2,274.97	2,279.10	2,367.00

ENERGIA FACTURADA (MWH)												
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
2002	1,586.07	1,467.02	1,737.65	1,878.36	1,765.45	1,667.12	1,788.16	1,752.56	1,708.86	1,848.06	1,796.60	1,820.24
2003	1,820.82	1,874.71	1,864.59	1,778.77	1,803.26	1,741.36	1,794.33	1,803.00	1,852.89	1,838.95	1,718.40	1,836.24
2004	1,898.56	1,871.77	1,903.99	1,929.78	1,763.06	1,804.75	1,886.57	1,805.24	1,895.04	1,813.17	1,855.48	1,919.42
2005	1,920.77	1,968.51	1,932.83	1,960.97	1,877.67	1,854.17	1,845.27	1,857.89	2,010.58	1,909.60	1,955.27	2,055.59
2006	2,049.23	2,103.39	1,974.05	1,955.19	2,010.89	1,988.15	1,966.62	1,973.91	2,020.81	1,969.70	1,998.67	2,134.01
2007	2,155.46	2,176.88	2,110.87	2,136.54	1,971.98	2,007.43	2,029.48	2,128.98	2,115.48	2,090.95	2,052.50	2,088.07
2008												
2009												
2010												

Figura 3.24: Reporte de Proyección de Demanda de Energía (MWH) del Alimentador Z01 para el año 2007

3.7.6.1 Proyección en Amperios

Una vez generada la gráfica de proyección de demanda en energía, se habilita el filtro para la proyección de demanda en Amperios.



Proyección en Amperios

Año a Evaluar: 2002

Mes a Evaluar: Enero

Valor en Amperios:

Proyección en Amperios

Figura 3.25: Configuraciones para generar el Reporte de Proyección de Demanda en Amperios

El usuario puede seleccionar el año, mes e ingresar el valor en amperios que se tomará como referencia para realizar los cálculos y generar el reporte correspondiente. A continuación, se debe presionar el botón "Proyección en Amperios" para mostrar el reporte correspondiente.

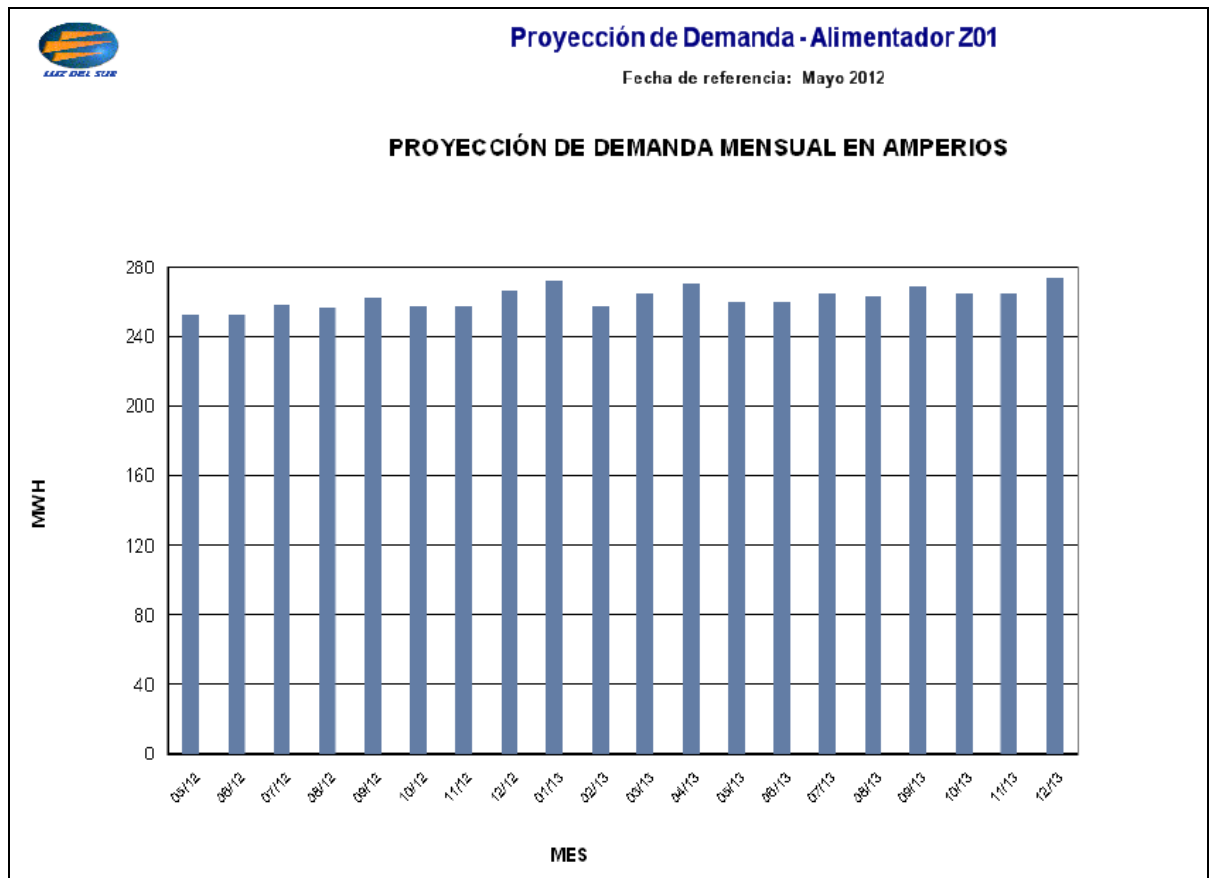


Figura 3.26: Reporte de Proyección de Demanda en Amperios del alimentador Z01 para el año 2013

Se generarán también las siguientes tablas:

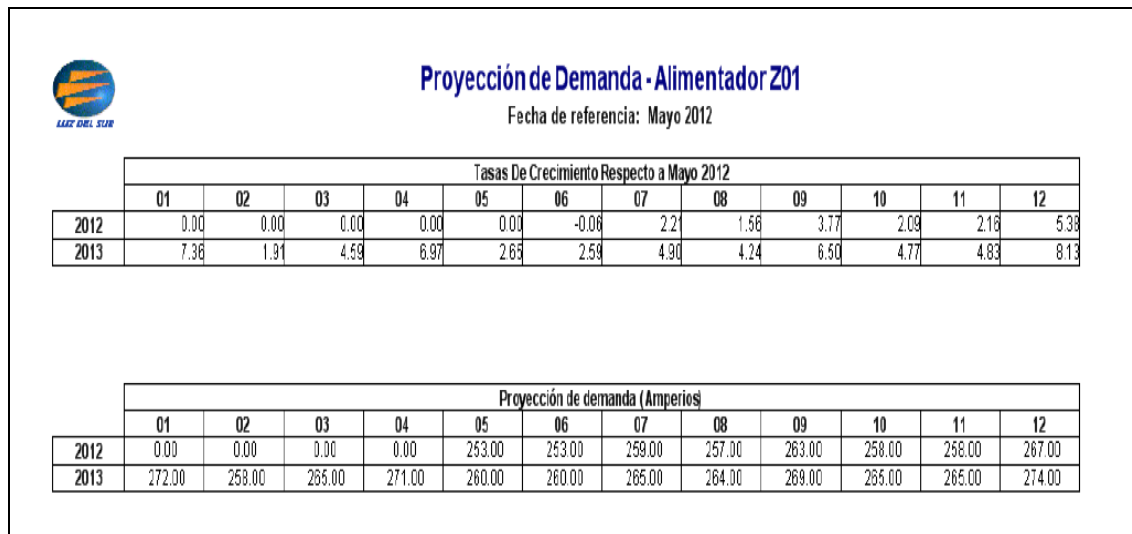


Figura 3.27: Reporte de Proyección de Demanda en Amperios del alimentador Z01 para el año 2013(Tablas)

3.8 PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA EL REORDENAMIENTO “RX4”

El programa que se presenta a continuación es un programa realizado para este trabajo y también para aplicación en la Empresa Luz del Sur, con el objetivo de realizar los reordenamientos de los transformadores de manera supervisada.

El programa tiene como entrada el código de la SED sobrecargada, de inmediato se presentan las SED's candidatas para que se realice el cambio de transformadores, este es un paso muy importante porque el programa indica el posible Factor de utilización de las subestaciones, la distancia entre subestaciones y el kilometraje que se recorrerá para realizar el cambio.

3.8.1 Código de programación del Programa “rx4”:

```

s=81; %numero de subestaciones en la data
%-----
%OJO: cambiar cada vez que se ha actualizado la base de datos
%NOTA: para actualizar la base de datos tipear en la ventana de comandos:
% wk1 write('datan.xls',v,0,0)
% con lo cual se creara una hoja excel "datan.xls"
% usar este archivo en la siguiente linea
%-----
v=importdata(['C:\Archivos de programa\MATLAB\R2006b\work\','datan.xls']);
%-----
cod=input('Ingrese código de Subestación Aérea= ');

wh=2;
while wh==2
    %1-----
    %buscador de data de subestacion ingresada
    u=0;
    for i=1:s
        temp=v(:,i);
        if temp(1)==cod
            u=i;%u es la colum de la matriz v con la data de la subest ingresada
            data=v(:,u);
        end
    end
    while u==0
        disp(' ')
        disp('La Subestación no existe:')
        disp(' ')
        disp('-----')
        disp('Opciones:')
        disp(1) Ingresar código de subestación)
        disp(2) Salir del programa)
        disp('-----')
        disp(' ')
        codm=input('Ingrese Opcion= ');
        switch codm
            case 1
                cod=input('Ingrese código de Subestación Aérea= ');
                u=0;
                for i=1:s
                    temp=v(:,i);
                    if temp(1)==cod
                        u=i;%u es la colum de la matriz v con la data de la subest ingresada
                        data=v(:,u);
                    end
                end
            case 2
                return
        end
    end
end
%2-----
%contador de subestaciones disponibles

```

```

%criterio P0>D y FU<0.8
m=0;
for i=1:s
    temp=v(:,i);
    if temp(5)>data(6) && (temp(7)<0.8 || temp(7)>1)
        m=m+1;
    end
end
A=zeros(7,m); % formando matriz con la data de las opciones disponibles
a=zeros(1,m); % ubicacion de las opciones de cambio(subestaciones) en la matriz data v
%3-----
% matriz A %mejorar
z=0;
for i=1:s
    temp=v(:,i);
    if temp(5)>data(6) && (temp(7)<0.8 || temp(7)>1)
        z=z+1;
        A(:,z)=v(:,i);
        a(z)=i;
    end
end
%4-----
%matriz distancia
d=zeros(1,m); %matriz temporal
for j=1:m
    temp=v(:,a(j));
    tempp=v(:,u);
    d(j)=((temp(2)-tempp(2))^2+(temp(3)-tempp(3))^2)^0.5;
end
%5-----
%nueva matriz de ubicaion(según v) con distancia a la subestacion
%sobrecargada
R=[a;d];
%6-----
%ordenando de menor a mayor en un vector "o"
dd=d;
mm=m;
do=zeros(1,mm);
do(1)=min(dd);
p=mm;%comienza
for i=1:p-1
    h=zeros(1,mm-1); %sale en funcion de "d"
    for g=1:p
        temp=dd(g);
        if temp==min(dd)
            x=g;
        end
    end
    p=p-1;
    for j=1:mm
        if j<x
            h(:,j)=dd(j);
        end
        if j>x
            h(:,j-1)=dd(j);
        end
    end
end

```

```

dd=h;
do(i+1)=min(dd);
mm=mm-1;
end
%7-----
%posiciones de las subestaciones(ordenadas)de menor a mayor distancia
q=zeros(1,m);
for i=1:m
    for j=1:m
        temp=R(:,j);
        if temp(2)==do(i)
            q(i)=temp(1);
        end
    end
end
P=[do;q];
%9-----
%Posibles FU de todas las opciones
datafu=v(:,u);
FUf=zeros(1,m);
for i=1:m
    tempo1=v(:,q(i));
    FUf(:,i)=datafu(6)/tempo1(5);
end
v4=FUf;
%8-----
%matriz de salida
%vent1=[v1',v2',v3',v4]
%-----
%v1 "opcion"
v1=zeros(1,m);
for i=1:m
    v1(:,i)=i;
end
%-----
%v2 "subestacion"
v2t=zeros(1,m);
for i=1:m
    temp=P(:,i);
    temp2=v(:,temp(2));
    v2t(:,i)=temp2(1);
end
v2=v2t';
%-----
%v3 "distancia"
Pt=P';
v3=Pt(:,1);
%-----
vent1=[v1',v2',v3',v4];
%9-----
%comienza las salida de datos

fprintf('El numero de subestaciones disponibles es:% 12.0f\n',m)
disp('*****')
disp('   opcion   Subestacion   distancia   FU(futuro)')
%fprintf('% 12.0f\n',v1')
%disp('   subestacion   ')

```

```

%fprintf('% 12.0f\n',v2)
%disp(' distancia ')
%fprintf('% 12.1f\n',v3)
%disp(' FU(futuro) ')
Z1=[v1',v2,v3,v4];
Z2=Z1';
ZZ=zeros(4*m,1);
kk=1;
ll=4;
for i=1:m
    ZZ(kk:ll,1)=Z2(:,i);
    kk=kk+4;
    ll=ll+4;
end
fprintf('% 12.0f % 12.0f % 12.1f % 12.2f\n',ZZ);
disp('*****')
opc=input('Elija la opcion adecuada=');
%10-----
%Haciendo el cambio de trafos en las subestaciones
for i=1:m
    if v1(:,i)==opc
        ub=i;
    end
end
opsub=v2(ub);
for i=1:s
    temp=v(:,i);
    if temp(1)==opsub
        u2=i;
        data2=v(:,u2); % se ha obtenido data y data2
    end
end
end
%data : datos de la subestacion sobrecargada
%data2: datos de la subestacion subcargada para hacer el cambio
datap=data;
data2p=data2; %datas antes del cambio
%11-----
%actualizando la nueva data global "v"
%haciendo cambio de trafos P
tp1=v(4,u);
tp2=v(5,u);
v(4,u)=v(4,u2);
v(5,u)=v(5,u2);
v(4,u2)=tp1;
v(5,u2)=tp2;
%actualizando los FU de cada subestacion despues del cambio de trafos
v(7,u)=v(6,u)/v(5,u);
v(7,u2)=v(6,u2)/v(5,u2);
dataf=v(:,u);
data2f=v(:,u2); %datas despues del cambio
%-----
%salida de datos
disp('*****')
disp('Se realizó el cambio de trafos entre las subestaciones:')
fprintf('subestacion inicialmente "sobrecargada" % 12.0f\n',v(1,u))
fprintf('subestacion inicialmente "subcargada" % 12.0f\n',v(1,u2))
disp("")

```

```

pause
disp('-----')
fprintf(' nueva Data en la subestación :%12.0f\n',v(1,u))
disp("")
pause
fprintf('codigo de Subestación :%12.0f\n',v(1,u))
fprintf('Corrdenada X :%12.0f\n',v(2,u))
fprintf('Corrdenada Y :%12.0f\n',v(3,u))
fprintf('codigo de trafo Anterior :%12.0f\n',datap(4))
fprintf('Nuevo codigo de trafo :%12.0f\n',v(4,u))
fprintf('Pot Instalada Anterior :%12.0f\n',datap(5))
fprintf('Nueva Pot Instalada :%12.0f\n',v(5,u))
fprintf('Demanda(kW) :%12.1f\n',v(6,u))
fprintf('FU Anterior :%12.3f\n',datap(7))
fprintf('Nuevo FU :%12.3f\n',v(7,u))
fprintf('Kilometraje :%12.3f\n',v3(opc)/1000)
disp('-----')
pause
disp('-----')
fprintf(' nueva Data en la subestación :%12.0f\n',v(1,u2))
disp("")
pause
fprintf('codigo de Subestación :%12.0f\n',v(1,u2))
fprintf('Corrdenada X :%12.0f\n',v(2,u2))
fprintf('Corrdenada Y :%12.0f\n',v(3,u2))
fprintf('codigo de trafo Anterior :%12.0f\n',data2p(4))
fprintf('Nuevo codigo de trafo :%12.0f\n',v(4,u2))
fprintf('Pot Instalada Anterior :%12.0f\n',data2p(5))
fprintf('Nueva Pot Instalada :%12.0f\n',v(5,u2))
fprintf('Demanda(kW) :%12.1f\n',v(6,u2))
fprintf('FU Anterior :%12.3f\n',data2p(7))
fprintf('Nuevo FU :%12.3f\n',v(7,u2))
fprintf('Kilometraje :%12.3f\n',v3(opc)/1000)
disp('-----')

%13-----
%estructura while
if v(7,u2)<1
    %no necesita mas iteraciones ("cambios de trafos")
    wh=1;
    disp('No necesita mas iteraciones ("cambios de trafos")')
else
    %necesita una nueva iteracion ("cambio de trafo")
    wh=2;
    cod=v(1,u2);
    disp('Necesita una nueva iteracion ("cambio de trafo")')
end
end
pause
end

```


CAPÍTULO IV

ORDENAMIENTO COMPUTACIONAL DEL PARQUE DE TRANSFORMADORES

Para la demostración de la hipótesis, se tomará una Subestación Eléctrica de Transmisión (SET) de las 27 que conforman el sistema de distribución secundario de LUZ DEL SUR. Luego se procederá a realizar el cálculo de la proyección de la demanda de los alimentadores de la Subestación eléctrica de Transmisión (SET) con “EL SISTEMA DE PROYECCIÓN DE CARGA” de LUZ DEL SUR; este sistema de proyección de demanda nos da una confiabilidad asegurada de 2 años.

Luego calcularemos la tasa de crecimiento de la demanda “%C” de cada alimentador de la SET en cuestión, que será la misma para las Subestaciones Eléctricas de Distribución (SED) pertenecientes a los alimentadores de la SET, con lo que procederemos a calcular la demanda de potencia en cada una de las SED’s para luego realizar el ordenamiento de los transformadores.

El ordenamiento se realizará mediante el programa “rx4” realizado en MATLAB y cuya descripción se hizo en el CAPITULO III, como mencionamos en dicho capítulo el programa “rx4” realiza el Ordenamiento de una sola subestación, esto es debido a que el Ordenamiento se debe realizar de manera progresiva y considerando el

planeamiento de las redes de distribución, también se puede generar una salida de datos en donde se muestre una matriz con todos los cambios necesarios de transformadores para conseguir el completo Ordenamiento de las SED's de los alimentadores de la Subestación eléctrica de Transmisión (SET), sin embargo esto se dejará para un trabajo futuro.

Finalmente se procederá a calcular el porcentaje de ahorro en los costos de operación de un ordenamiento óptimo (lo planteado en esta tesis) respecto al ordenamiento correctivo clásico que se lleva a cabo en la empresa LUZ DEL SUR. Las salidas del programa "rx4" serán: número de Ordenamientos y distancia total de traslados de transformadores.

4.1 DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

Como se mencionó, el sistema de distribución secundario de LUZ DEL SUR está compuesto por 27 Subestaciones de Transmisión las cuales son:

- SET BALNEARIOS (Z)
- SET BARRANCO (B)
- SET BUJAMA (BJ)
- SET CHORRILLOS (CH)
- SET CHOSICA (SR)
- SET GALVEZ (G)
- SET HUACHIPA (HP)
- SET LA PLANICIE (PL)
- SET LIMATAMBO (C)

- SET LUIS NEYRA (U)
- SET LURIN (L)
- SET MONTERRICO (MO)
- SET ÑAÑA (NA)
- SET PACHACAMAC (PA)
- SET PRADERAS (PR)
- SET PUENTE (A)
- SET SALAMANCA (SL)
- SET SAN BARTOLO (S)
- SET SAN ISIDRO (SI)
- SET SAN JUAN (SJ)
- SET SAN MATEO (SM)
- SET SANTA ANITA (ST)
- SET SANTA CLARA (SC)
- SET SURCO (SU)
- SET VILLA EL SALVADOR (SA)
- SET VILLA MARIA (VM)
- SET LOS INGENIEROS (IG)

Para nuestro estudio elegiremos la **SET BALNEARIOS (Z)** la cual cuenta con 18 alimentadores de distribución que cubren todo el radio teórico de dicha SET.

Cada uno de los 18 alimentadores cuenta con una cierta cantidad de SED's desde

donde se atiende clientes en Media Tensión (MT) y clientes o suministros en Baja Tensión (BT), la suma de las demandas de todos los clientes, de las troncales y laterales que derivan de la SED es la demanda total de la SED.

Por Ejemplo el alimentador Z-19 es un alimentador que pertenece al SET BALNEARIOS (Z), este alimentador cuenta con distintos tipos de SED's, entre ellas encontramos dos Subestaciones Aéreas Bipostes, con las cuales vamos a realizar el ordenamiento, mas no con las subestaciones convencionales, compactas y aéreas monoposte.

A continuación presentamos el esquema eléctrico del alimentador Z-01 del SET BALNEARIOS (Z) con su respectiva leyenda y con las correspondientes subestaciones aéreas bipostes señaladas para su respectiva identificación del lector.

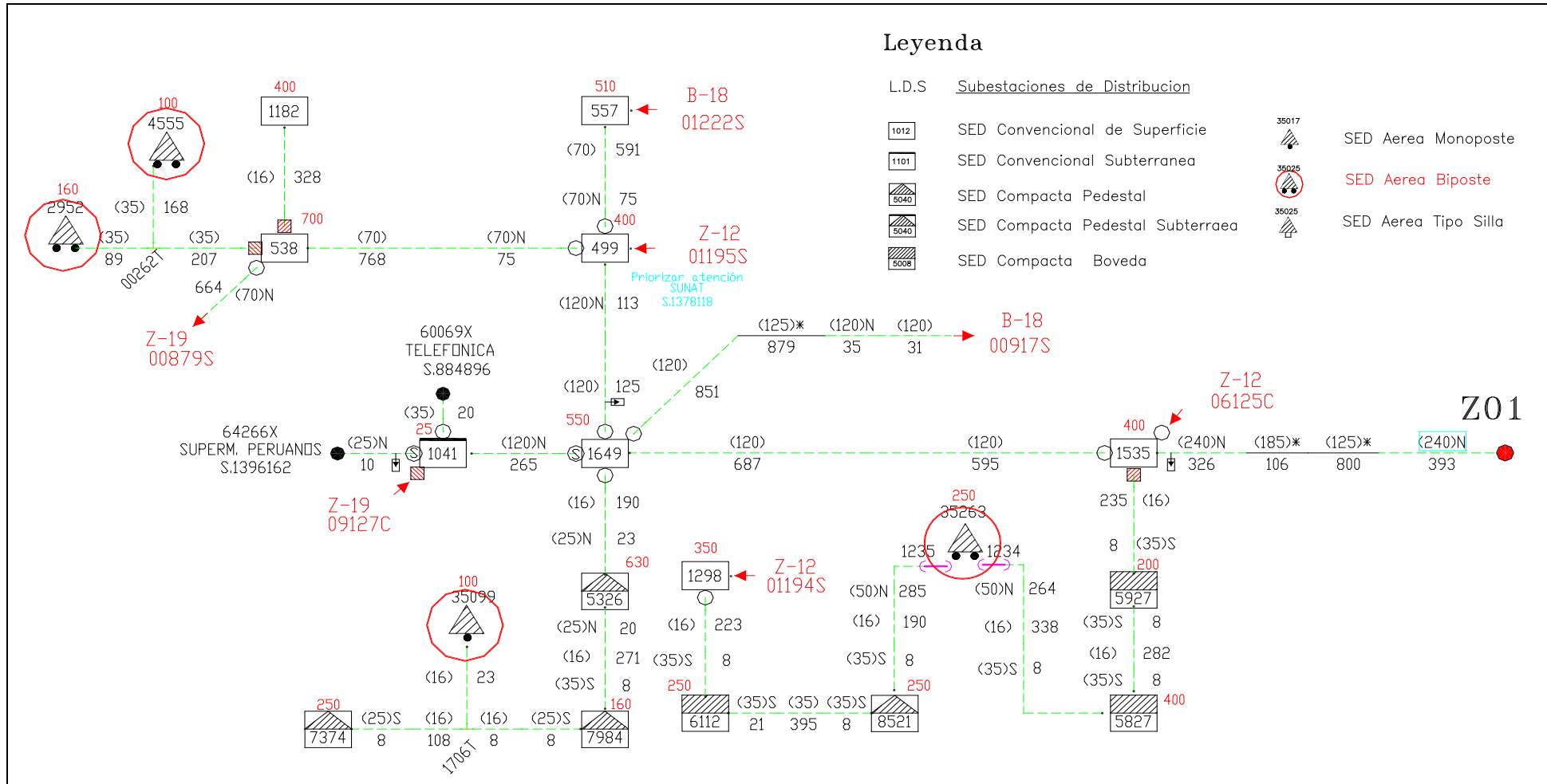


Figura 4.1: Esquema del alimentador Z-01 del SET BALNEARIOS (Z)

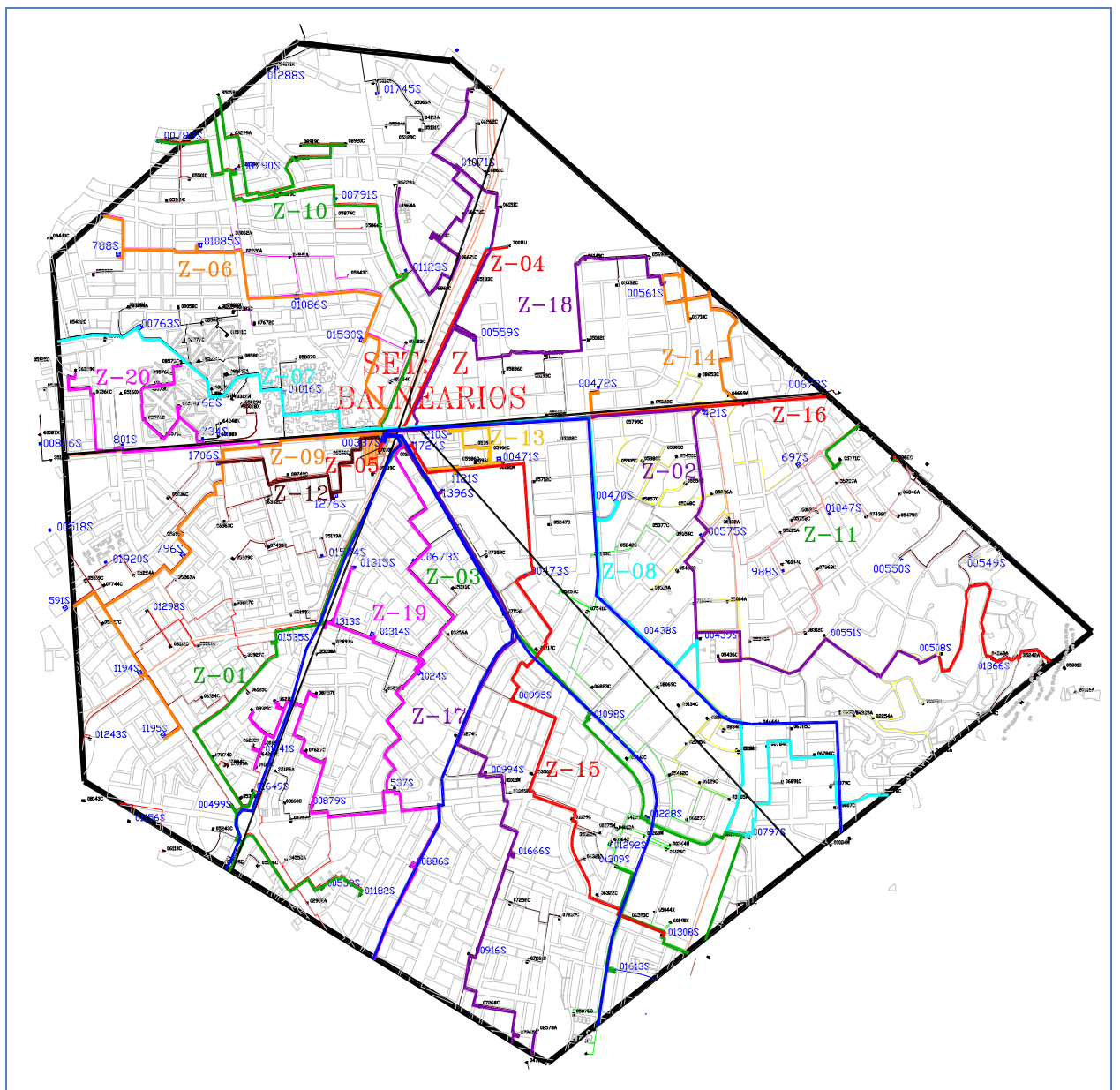


Figura 4.2: Planimetría del SET BALNEARIOS (Z)

En la planimetría anterior se puede observar la SET BALNEARIOS (Z) y todos los alimentadores Z-XX que pertenecen a dicha SET y a lo largo de estos alimentadores las diferentes SED`s con su respectiva denominación.

4.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

La demanda será proyectada para cada alimentador de la SET BALNEARIOS (Z), con “EL SISTEMA DE PROYECCIÓN DE CARGA” de LUZ DEL SUR”. Luego de utilizar el sistema obtenemos los siguientes resultados para el alimentador Z-01:

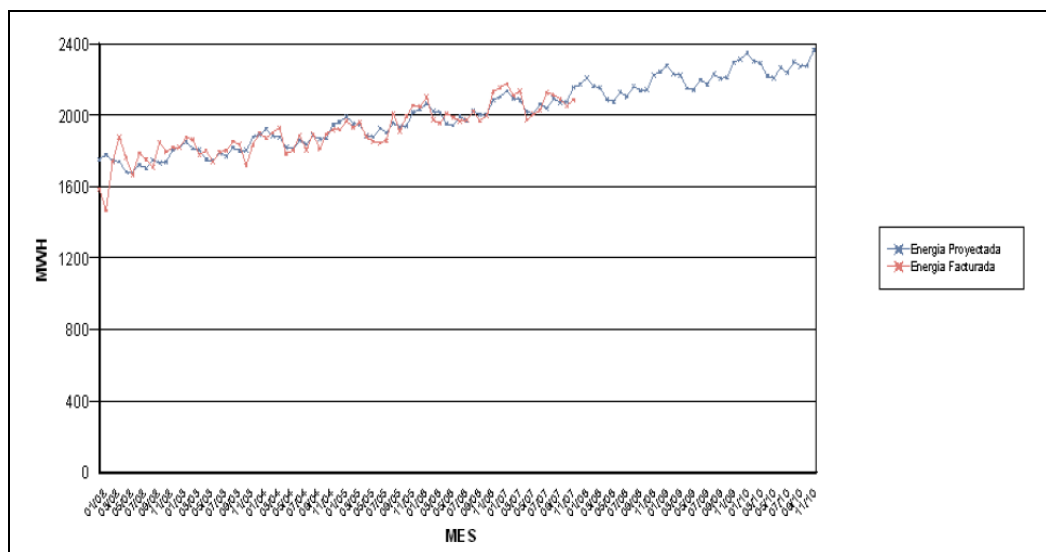


Figura 4.3: Valor Proyectado Vs Valor Facturado

Además se generan las siguientes tablas:

Tabla 4.1: resultados del sistema de proyección de carga para el alimentador Z-01

Con lo cual tenemos, la proyección anual:

Tabla 4.2: Proyección de carga anual en MWH para el alimentador Z-01

PROYECCIÓN DE DEMANDA EN MWH													
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL ANUAL MWH
2008	2173.84	2208.42	2163.20	2154.59	2087.33	2075.88	2131.35	2104.88	2162.65	2139.49	2143.71	2226.74	25772.08
2009	2244.35	2279.85	2232.98	2223.91	2154.30	2142.32	2199.37	2171.88	2231.31	2207.23	2211.40	2296.87	26595.77
2010	2314.85	2351.28	2302.76	2293.22	2221.27	2208.74	2267.39	2238.88	2299.96	2274.97	2279.10	2367.00	27419.42
2011	2396.46	2422.71	2394.56	2312.65	2288.24	2275.16	2335.41	2305.88	2368.61	2342.71	2346.80	2437.13	28226.32
2012	2425.11	2494.14	2423.98	2387.41	2355.21	2341.58	2403.43	2372.88	2437.26	2410.45	2414.50	2507.26	28973.21

Con estos valores de proyección de demanda en MWH se obtiene las demandas en MVA, usando la siguiente fórmula de conversión:

$$MVA = \frac{MWH}{(24 \times 30) \times \cos \Phi}$$

donde : $\cos \Phi = 0,85$

De esta forma obtenemos la siguiente tabla de proyección de demanda para el Z-01 EN MVA anuales:

Tabla 4.3: Proyección de carga anual en MVA para el alimentador Z-01

PROYECCIÓN DE DEMANDA EN MVA													
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL ANUAL MVA
2008	3.55	3.61	3.53	3.52	3.41	3.39	3.48	3.44	3.53	3.50	3.50	3.64	42.11
2009	3.67	3.73	3.65	3.63	3.52	3.50	3.59	3.55	3.65	3.61	3.61	3.75	43.46
2010	3.78	3.84	3.76	3.75	3.63	3.61	3.70	3.66	3.76	3.72	3.72	3.87	44.80
2011	3.92	3.96	3.91	3.78	3.74	3.72	3.82	3.77	3.87	3.83	3.83	3.98	46.12
2012	3.96	4.08	3.96	3.90	3.85	3.83	3.93	3.88	3.98	3.94	3.95	4.10	47.34

De la misma forma procedemos a realizar el cálculo de la demanda anual en MVA para los restantes 17 alimentadores del SET BALNEARIOS (Z), para poder determinar la tasa de crecimiento de cada alimentador.

4.3 DETERMINACIÓN DE LA TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA “%C” DE CADA ALIMENTADOR

Para la determinación de la tasa de crecimiento por alimentador, usaremos la siguiente fórmula:

$$\%C_{z-xx} = \left(\frac{D_n}{D_0} \right)^{\frac{1}{n}} - 1$$

Donde:

- D : Demanda del alimentador
- %C : Crecimiento de la demanda (%)
- n : número de años

Entonces para el Z-01 tenemos:

$$\%C_{z-xx} = \left(\frac{D_{2011}}{D_{2009}} \right)^{\frac{1}{2}} - 1 = \left(\frac{46.12}{43.46} \right)^{\frac{1}{2}} - 1 = 0.0301$$

$$\%C_{z-xx} = 3.01\%$$

Por lo tanto la tasa de crecimiento “%C” de las demandas de las Subestaciones aéreas bipostes del Z-01 también será 3.01% con muy buena aproximación. Este procedimiento se realiza con todos los alimentadores del SET BALNEARIOS(Z) con el fin de obtener las tasas de crecimiento y la demanda proyectada de cada SED biposte para finalmente realizar el ordenamiento con el programa “rx4”.

4.4 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE LAS SED BIPOSTES DE CADA ALIMENTADOR

Con los valores de las tasas de crecimiento “%C” de las SED bipostes de los

alimentadores del SET BALNEARIOS (Z) procedemos a calcular sus respectivas demandas y factor de utilización(FU) en el 2011 con las siguientes fórmulas:

$$D^n = D^0 x(1 + \% C) ^n$$

$$FU^n = \frac{D^n}{P}$$

Donde:

- D : Demanda de la subestación
- %C : Crecimiento de la demanda (%)
- n : número de años
- P : Potencia Nominal
- FU : Factor de utilización

EN donde un valor de FU mayor al 100%,nos indicaría que la SED's se encuentra en situación de sobrecarga y es candidata para hacerle un ordenamiento de transformador.

Entonces para el alimentador Z-01 obtenemos:

Tabla 4.4: Factores de utilización de las SED's Bipostes del alimentador Z-01 al 2011

SED	(x)	(y)	Pot. Inst.(kva)	ACTUAL 2009		PROYECTADO 2011		ESTADO
				Max. Dem. (kva)	FU (%)	Max. Dem. (kva)	FU (%)	
4555A	284247	8665640	100	1.3	2.63	1.40	1.4%	NORMAL
2952A	282429	8665070	160	32.8	13.13	34.83	21.8%	NORMAL
35099A	285005	8661940	100	47.2	13.47	50.04	50.0%	NORMAL
35263A	284086	8665430	250	184.9	29.34	196.16	78.5%	NORMAL

Se observa que en el año 2011 el alimentador Z-01 no tendrá ninguna SED biposte sobrecargada según la demanda estimada; sin embargo al obtener la demanda

proyectada de las demas SED's bipostes de todos los alimentadores del SET BALNEARIOS (Z) encontraremos casos en el 2011 con sobrecarga (FU >100%).

Dicho esto obtenemos el cuadro total de FU al 2011 con las SED's bipostes de todos los alimetadores del SET Z:

Tabla 4.5: Factores de utilización de las SED's Bipostes de la SET (Z) al 2011

SED	(x)	(y)	Pot. Inst. (kva)	ACTUAL 2009		PROYECTADO 2011		ESTADO
				Max. Dem. (kva)	FU (%)	Max. Dem. (kva)	FU (%)	
02002A	283765	8665390	630	509.44	80.86%	553.4	87.83%	NORMAL
02007A	282160	8666700	250	147.60	59.04%	155.4	62.16%	NORMAL
02221A	284573	8662540	100	34.04	34.04%	36.6	36.58%	NORMAL
02242A	283184	8665250	100	86.81	86.81%	94.3	94.29%	NORMAL
02829A	285333	8664280	250	196.40	78.56%	206.8	82.71%	NORMAL
02844A	284064	8665630	250	234.76	93.91%	255.0	102.00%	SOBRECARGADO
02917A	284787	8664730	250	182.47	72.99%	192.1	76.84%	NORMAL
02928A	283038	8666020	250	124.47	49.79%	131.0	52.42%	NORMAL
02980A	282263	8666630	160	131.69	82.30%	138.6	86.65%	NORMAL
02988A	284800	8661980	160	67.05	41.91%	72.1	45.04%	NORMAL
02990A	282037	8666810	160	128.41	80.26%	139.5	87.18%	NORMAL
02991A	282068	8666680	100	65.58	65.58%	69.0	69.04%	NORMAL
02992A	282041	8666590	75	65.93	87.90%	71.6	95.48%	NORMAL
03646A	282240	8665700	100	72.51	72.51%	76.3	76.34%	NORMAL
04088A	282429	8665070	250	30.54	12.21%	32.8	13.13%	NORMAL
04101A	283363	8662260	400	167.51	41.88%	180.0	45.01%	NORMAL
04189A	284193	8665550	250	159.68	63.87%	168.1	67.24%	NORMAL
04417A	283258	8665810	160	130.86	81.79%	142.1	88.84%	NORMAL
04788A	282303	8665980	100	106.58	106.58%	115.8	115.77%	SOBRECARGADO
04814A	283494	8665220	400	261.98	65.49%	275.8	68.95%	NORMAL
04899A	283512	8663410	160	97.96	61.22%	103.1	64.46%	NORMAL
04948A	284838	8661700	160	66.69	41.68%	71.7	44.80%	NORMAL
04979A	283538	8665040	250	276.37	110.55%	300.2	120.08%	SOBRECARGADO
09004A	284584	8665550	400	316.79	79.20%	333.5	83.38%	NORMAL
09284A	282978	8665720	250	115.70	46.28%	121.8	48.72%	NORMAL
09288A	283748	8665780	100	62.99	62.99%	66.3	66.32%	NORMAL

09297A	283642	8666240	250	101.89	40.76%	109.5	43.80%	NORMAL
09408A	281539	8665360	250	114.91	45.96%	121.0	48.39%	NORMAL
09444A	282478	8665820	160	145.72	91.07%	158.3	98.93%	NORMAL
09448A	282311	8665880	160	129.25	80.78%	136.1	85.05%	NORMAL
09449A	282360	8665530	160	189.95	118.72%	206.3	128.95%	SOBRECARGADO
09492A	283973	8665130	250	175.17	70.07%	184.4	73.77%	NORMAL
09499A	281415	8666200	250	195.35	78.14%	205.7	82.27%	NORMAL
09791A	282083	8665750	250	180.00	72.00%	189.5	75.80%	NORMAL
09929A	283379	8665020	250	140.74	56.30%	148.2	59.27%	NORMAL
10007A	282022	8666170	50	41.36	82.71%	44.9	89.84%	NORMAL
10078A	282415	8666300	160	80.24	50.15%	84.5	52.80%	NORMAL
10088A	284247	8665640	50	1.23	2.46%	1.3	2.64%	NORMAL
10089A	284694	8663750	50	51.74	103.48%	56.2	112.40%	SOBRECARGADO
10119A	283293	8665510	630	291.45	46.26%	306.8	48.70%	NORMAL
10121A	283089	8664930	250	171.89	68.76%	181.0	72.39%	NORMAL
10180A	282703	8664250	250	151.41	60.57%	159.4	63.76%	NORMAL
10400A	282971	8665330	50	22.42	44.83%	23.6	47.20%	NORMAL
10414A	282386	8664760	160	89.78	56.11%	94.5	59.08%	NORMAL
10444A	284112	8665340	100	36.45	36.45%	39.2	39.17%	NORMAL
10447A	283360	8665740	50	32.80	65.60%	34.5	69.06%	NORMAL
10449A	284086	8665430	630	172.00	27.30%	184.9	29.34%	NORMAL
10477A	283813	8665580	250	198.39	79.36%	208.9	83.55%	NORMAL
10478A	282916	8666040	400	210.50	52.63%	221.6	55.41%	NORMAL
10479A	282139	8666310	250	218.94	87.57%	237.8	95.12%	NORMAL
10488A	282634	8665220	250	222.45	88.98%	241.6	96.65%	NORMAL
10494A	284246	8665230	400	206.98	51.75%	217.9	54.48%	NORMAL
10616A	283166	8665790	400	201.60	50.40%	212.3	53.06%	NORMAL
10787A	281728	8666530	50	29.75	59.50%	31.3	62.64%	NORMAL
10794A	283355	8665430	630	214.51	34.05%	230.5	36.59%	NORMAL
10798A	282788	8665000	250	167.18	66.87%	176.0	70.40%	NORMAL
10804A	282121	8666610	160	79.67	49.80%	83.9	52.43%	NORMAL
10809A	281749	8666410	100	81.35	81.35%	88.4	88.36%	NORMAL
10810A	281942	8666400	100	80.11	80.11%	84.3	84.34%	NORMAL
10822A	283743	8666160	100	43.15	43.15%	45.4	45.43%	NORMAL
10842A	283973	8665750	250	95.06	38.02%	102.2	40.86%	NORMAL
10890A	285243	8665210	100	98.09	98.09%	106.5	106.54%	SOBRECARGADO
10894A	282517	8666540	50	52.49	104.97%	57.0	114.02%	SOBRECARGADO
10990A	283131	8665970	160	51.75	32.34%	55.6	34.76%	NORMAL
10994A	284541	8665720	160	43.69	27.31%	47.0	29.35%	NORMAL
11047A	284438	8665220	160	76.21	47.63%	80.2	50.14%	NORMAL
11109A	285005	8661940	350	43.88	12.54%	47.2	13.47%	NORMAL
2952A	282429	8665070	160	32.8	20.51%	34.83	21.77%	NORMAL

35099A	285005	8661940	100	47.2	47.16%	50.04	50.04%	NORMAL
35263A	284086	8665430	250	184.9	73.94%	196.16	78.46%	NORMAL
4555A	284247	8665640	100	1.3	1.32%	1.40	1.40%	NORMAL
98001A	285471	8662060	160	134.89	84.31%	146.5	91.58%	NORMAL
98049A	283304	8662340	100	52.25	52.25%	55.0	55.01%	NORMAL
98129A	281635	8665610	250	219.89	87.96%	238.9	95.54%	NORMAL
98187A	285406	8662720	100	38.40	38.40%	41.3	41.27%	NORMAL
98204A	283177.6	8662229	250	134.18	53.67%	141.3	56.50%	NORMAL
98218A	284209	8663150	250	133.93	53.57%	141.0	56.40%	NORMAL
98228A	283293	8663570	100	36.17	36.17%	38.9	38.87%	NORMAL
98244A	284180	8664260	100	80.74	80.74%	85.0	85.00%	NORMAL
98284A	283478	8665100	250	81.01	32.40%	87.1	34.82%	NORMAL
98292A	283968	8662610	100	60.27	60.27%	63.5	63.45%	NORMAL

En estos resultados se observa que el SET BALNEARIOS (Z) contará con siete SED's de distribución sobrecargadas para el 2011, por lo tanto se tendrá que hacer un ordenamiento de este parque de transformadores con el fin de eliminar por completo las sobrecargas en los SED's para el 2011.

4.5 ORDENAMIENTO DEL PARQUE DE TRANSFORMADORES DEL CASO DE ESTUDIO

En esta parte se procederá a realizar el ordenamiento del parque de transformadores con el empleo del programa "rx4"

Para esto debemos de crear una hoja excel con los datos de la tabla 4.5 de la siguiente forma:

SED	(x)	(y)	trafo	P	D	FU
10088	284247	8665640	2187	50	1.32	0.03
4088	282429	8665070	2188	250	32.82	0.13
11109	285005	8661940	2189	350	47.16	0.13
10449	284086	8665430	2190	630	184.86	0.29
10994	284541	8665720	2191	160	46.96	0.29
10990	283131	8665970	3192	160	55.62	0.35

Donde

P: Potencia Instalada actual en KVA

D: Demanda proyectada al 2011 en KVA

FU: Factor de utilización al 2011.

Por lo tanto usando la tabla 4.5 generamos la tabla con la que vamos a correr la aplicación en MATLAB, entonces obtenemos:

Tabla 4.6: Tabla generada para la aplicación en MATLAB

SED	(x)	(y)	trafo	P	D	FU
2002	283765	8665390	2187	630	553.4	0.88
2007	282160	8666700	2188	250	155.4	0.62
2221	284573	8662540	2189	100	36.6	0.37
2242	283184	8665250	2190	100	94.3	0.94
2829	285333	8664280	2191	250	206.8	0.83
2844	284064	8665630	3192	250	255.0	1.02
2917	284787	8664730	3193	250	192.1	0.77
2928	283038	8666020	3194	250	131.0	0.52
2980	282263	8666630	3195	160	138.6	0.87
2988	284800	8661980	3196	160	72.1	0.45
2990	282037	8666810	3197	160	139.5	0.87
2991	282068	8666680	3198	100	69.0	0.69
2992	282041	8666590	3199	75	71.6	0.95
3646	282240	8665700	3200	100	76.3	0.76
4088	282429	8665070	3201	250	32.8	0.13
4101	283363	8662260	3202	400	180.0	0.45
4189	284193	8665550	3203	250	168.1	0.67
4417	283258	8665810	3204	160	142.1	0.89
4788	282303	8665980	3205	100	115.8	1.16
4814	283494	8665220	6206	400	275.8	0.69
4899	283512	8663410	6207	160	103.1	0.64
4948	284838	8661700	6208	160	71.7	0.45
4979	283538	8665040	6209	250	300.2	1.20
9004	284584	8665550	6210	400	333.5	0.83
9284	282978	8665720	6211	250	121.8	0.49
9288	283748	8665780	6212	100	66.3	0.66
9297	283642	8666240	6213	250	109.5	0.44
9408	281539	8665360	6214	250	121.0	0.48

9444	282478	8665820	6215	160	158.3	0.99
9448	282311	8665880	6216	160	136.1	0.85
9449	282360	8665530	6217	160	206.3	1.29
9492	283973	8665130	6218	250	184.4	0.74
9499	281415	8666200	6219	250	205.7	0.82
9791	282083	8665750	6220	250	189.5	0.76
9929	283379	8665020	6221	250	148.2	0.59
10007	282022	8666170	6222	50	44.9	0.90
10078	282415	8666300	1223	160	84.5	0.53
10088	284247	8665640	1224	50	1.3	0.03
10089	284694	8663750	1225	50	56.2	1.12
10119	283293	8665510	1226	630	306.8	0.49
10121	283089	8664930	1227	250	181.0	0.72
10180	282703	8664250	1228	250	159.4	0.64
10400	282971	8665330	1229	50	23.6	0.47
10414	282386	8664760	1230	160	94.5	0.59
10444	284112	8665340	1231	100	39.2	0.39
10447	283360	8665740	1232	50	34.5	0.69
10449	284086	8665430	1233	630	184.9	0.29
10477	283813	8665580	1234	250	208.9	0.84
10478	282916	8666040	1235	400	221.6	0.55
10479	282139	8666310	1236	250	237.8	0.95
10488	282634	8665220	1237	250	241.6	0.97
10494	284246	8665230	1238	400	217.9	0.54
10616	283166	8665790	1239	400	212.3	0.53
10787	281728	8666530	1240	50	31.3	0.63
10794	283355	8665430	1241	630	230.5	0.37
10798	282788	8665000	5242	250	176.0	0.70
10804	282121	8666610	5243	160	83.9	0.52
10809	281749	8666410	5244	100	88.4	0.88
10810	281942	8666400	5245	100	84.3	0.84
10822	283743	8666160	5246	100	45.4	0.45
10842	283973	8665750	5247	250	102.2	0.41
10890	285243	8665210	5248	100	106.5	1.07
10894	282517	8666540	5249	50	57.0	1.14
10990	283131	8665970	5250	160	55.6	0.35
10994	284541	8665720	5251	160	47.0	0.29
11047	284438	8665220	5252	160	80.2	0.50
11109	285005	8661940	5253	350	47.2	0.13
2952	282429	8665070	5254	160	34.8	0.22
35099	285005	8661940	5255	100	50.0	0.50
35263	284086	8665430	5256	250	196.2	0.78

4555	284247	8665640	5257	100	1.4	0.01
98001	285471	8662060	5258	160	146.5	0.92
98049	283304	8662340	5259	100	55.0	0.55
98129	281635	8665610	5260	250	238.9	0.96
98187	285406	8662720	5261	100	41.3	0.41
98204	283177.61	8662228.85	8262	250	141.3	0.57
98218	284209	8663150	8263	250	141.0	0.56
98228	283293	8663570	8264	100	38.9	0.39
98244	284180	8664260	8265	100	85.0	0.85
98284	283478	8665100	8266	250	87.1	0.35
98292	283968	8662610	8267	100	63.5	0.63

Observamos que hay 81 SED's bipostes, con los cuales se procedera a hacer el ordenamiento.

Como se explico en el capítulo 3 se debe importar la hoja de datos anterior a MATLAB paa correr el programa. Se observa además que hay 7 SED's sobrecargadas en el 2011 y son:

Tabla 4.7: Tabla de Subestaciones con transformador SOBRECARGADO

SED	(x)	(y)	Pot. Inst. (kva)	Max. Dem. (kva)	FU (%)	Max. Dem. (kva)	FU (%)	ESTADO
02844A	284064	8665630	250	234.76	93.91%	255.0	102.00%	SOBRECARGADO
04788A	282303	8665980	100	106.58	106.58%	115.8	115.77%	SOBRECARGADO
04979A	283538	8665040	250	276.37	110.55%	300.2	120.08%	SOBRECARGADO
09449A	282360	8665530	160	189.95	118.72%	206.3	128.95%	SOBRECARGADO
10089A	284694	8663750	50	51.74	103.48%	56.2	112.40%	SOBRECARGADO
10890A	285243	8665210	100	98.09	98.09%	106.5	106.54%	SOBRECARGADO
10894A	282517	8666540	50	52.49	104.97%	57.0	114.02%	SOBRECARGADO

Por lo tanto se procedera a realizar el Ordenamiento con la SED 2844 (notar que se eliminó la letra A y el numero cero para generar el codigo de la SED), luego con la 4788 y así sucesivamente hasta conseguir que todo el parque quede sin ningun transformador sobrecargado.

4.5.1 Ordenamiento de la SED 02844A

Corremos el programa de la siguiente forma:

Primero, ingresamos el código 2844 y nos aparecen el número de SED disponibles para el cambio de transformadores, notar además que el programa ordena los candidatos de menor a mayor distancia, ya que el precio del cambio de transformadores depende directamente de ella y del FU(futuro) de la SED 02844A, esto es no puede quedar con un FU demasiado bajo (SUBCARGADA) porque no se estaría explotando toda la potencia del transformador ni tampoco con un FU demasiado alto (SOBRECARGADA), por lo que la mejor opción sería la número 2.

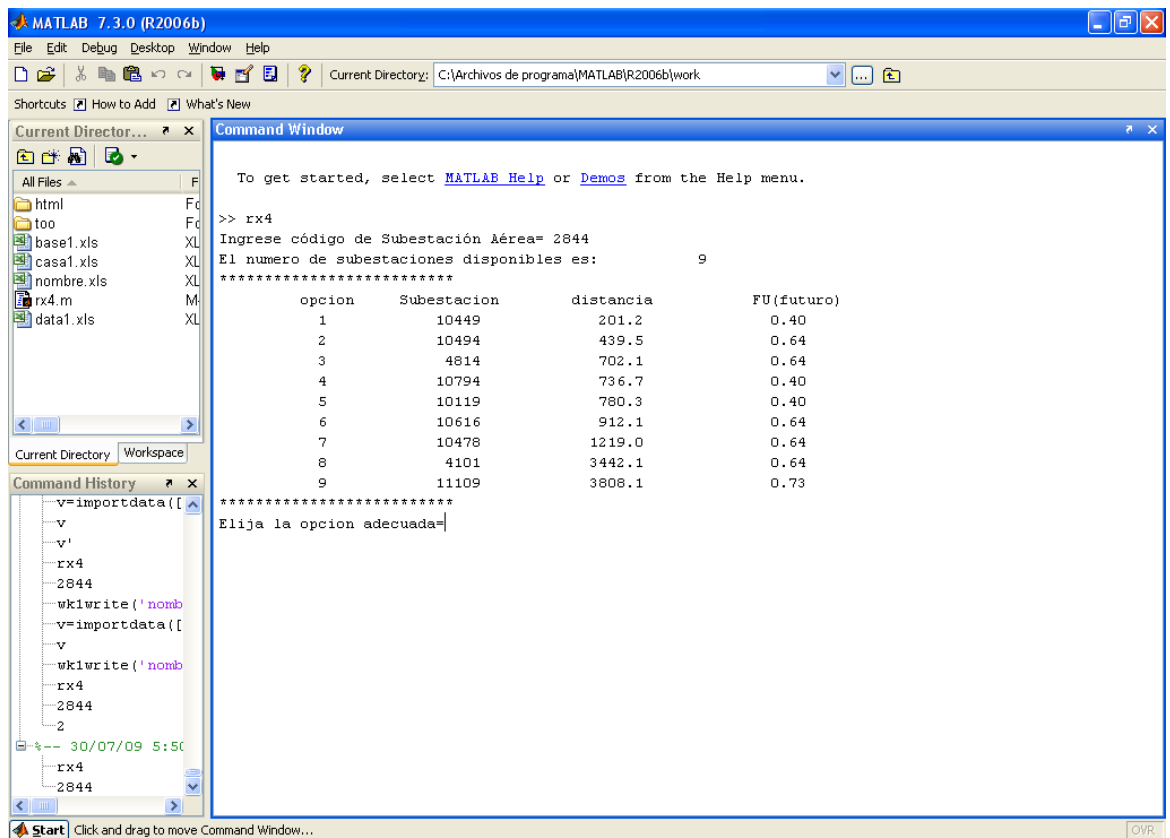


Figura 4.4: Ordenamiento de la SED 02844A (Parte 1)

Elegimos la opción 2, y luego:

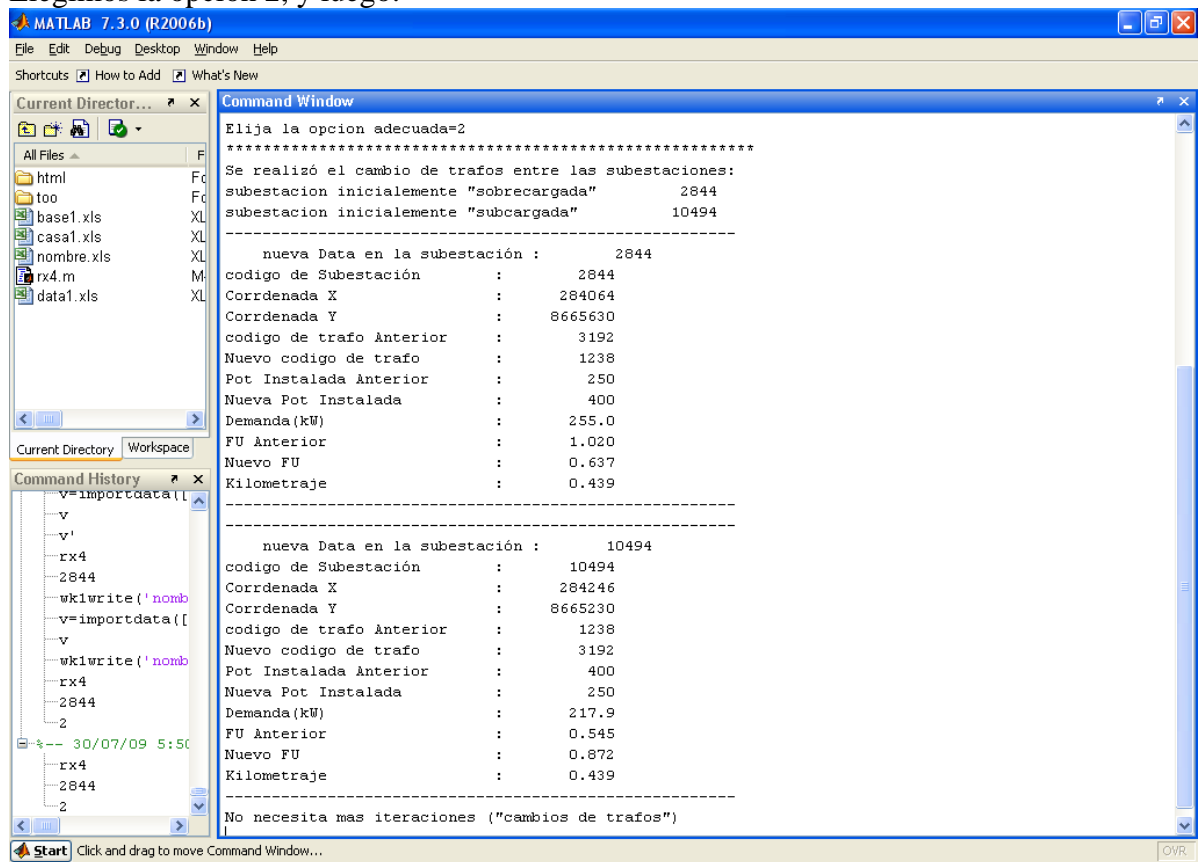


Figura 4.5: Ordenamiento de la SED 02844A (Parte 2)

El programa entrega un reporte con las nuevas datas de la SED's 2844A y 1049A. Podemos apreciar también que el programa nos entrega el kilometraje total que se ha recorrido para hacer el cambio de transformadores, con lo que tenemos la variable que nos permitirá calcular la proporción del costo de operación de este primer ordenamiento.

De la misma manera se realizarán los 6 casos de sobrecargas restantes, para finalmente obtener el kilometraje final total y poder realizar la estimación económica del ordenamiento de las SED's aéreas biposte.

4.5.2 Ordenamiento de la SED 04788A

Actualizamos la data1 a data2 y corremos el programa.

Nos aparecen 39 opciones y elegimos la mejor por el criterio explicado anteriormente, y obtenemos:

```

MATLAB 7.3.0 (R2006b)
File Edit Debug Desktop Window Help
Shortcuts How to Add What's New
Current Director... x
All Files F
html Fc
too Fc
base1.xls XL
casa1.xls XL
nombre.xls XL
rx4.m M
data1.xls XL
data2.xls XL
Command Window
No necesita mas iteraciones ("cambios de trafos")
>> wklwrite('data2.xls',v,0,0)
>> rx4
Ingrese código de Subestación Aérea= 4788
El numero de subestaciones disponibles es: 39
*****
opcion Subestacion distancia FU(futuro)
1 9791 318.3 0.46
2 10078 339.0 0.72
3 9449 453.6 0.72
4 10478 615.9 0.29
5 10804 655.8 0.72
6 9284 723.3 0.46
7 2007 734.1 0.46
8 2928 736.1 0.46
9 10990 828.1 0.72
10 10616 883.7 0.29
11 2952 918.7 0.72
12 2952 918.7 0.72
13 9408 983.9 0.46
14 10798 1093.4 0.46
15 10119 1095.9 0.18
16 10794 1187.1 0.18
17 10414 1222.8 0.72
18 10121 1311.6 0.46
19 9297 1364.0 0.46
20 4814 1412.8 0.29
21 9929 1442.0 0.46
22 4979 1552.0 0.46
23 10842 1685.8 0.46
24 10180 1775.6 0.46
25 2844 1795.4 0.29
26 35263 1865.9 0.46
27 35263 1865.9 0.46
Command History
wklwrite('nomb
v=importdata([
v
wklwrite('nomb
rx4
2844
2
30/07/09 5:50
rx4
2844
2
wklwrite('data
rx4
4788
2

```

Figura 4.6: Ordenamiento de la SED 04788A (Parte 1)

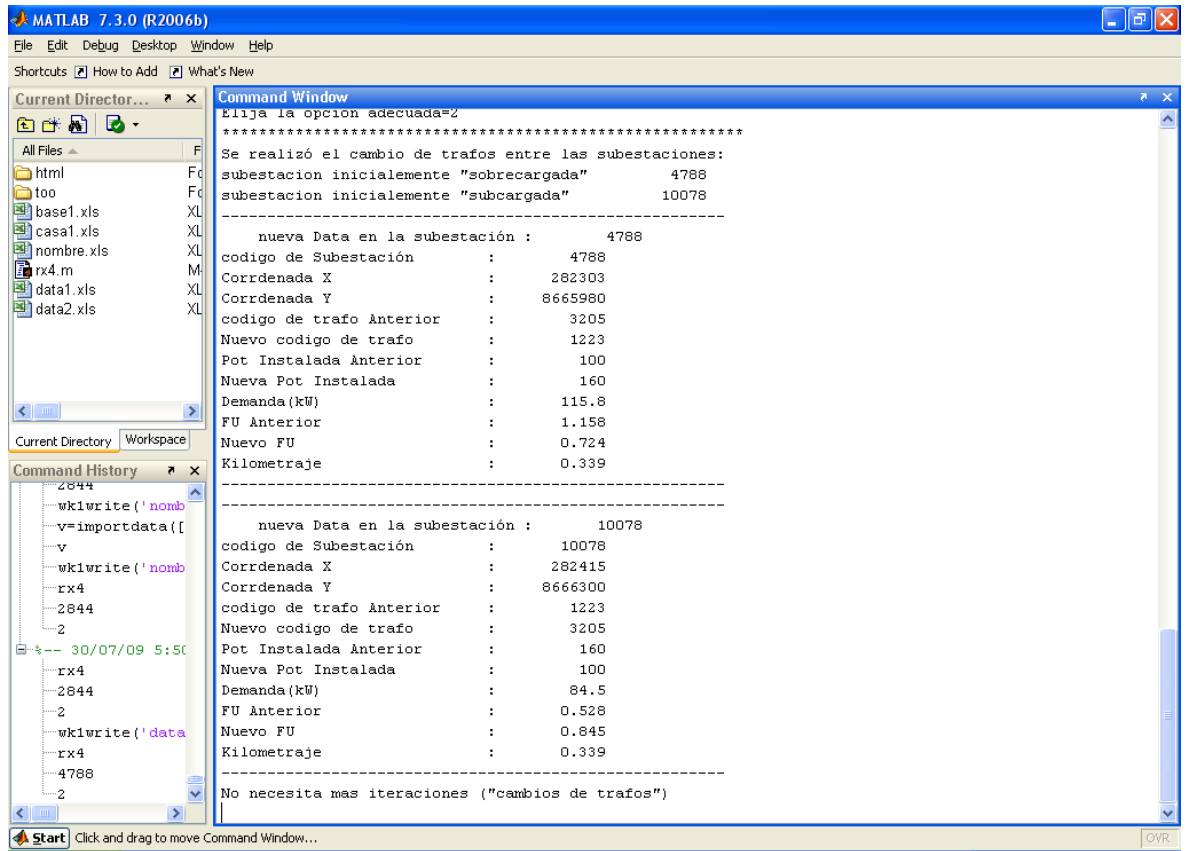


Figura 4.7: Ordenamiento de la SED 04788A (Parte 2)

4.5.3 Ordenamiento de la SED 04979A

Actualizamos data, corremos el programa y obtenemos:

```

MATLAB 7.3.0 (R2006b)
File Edit Debug Desktop Window Help
Shortcuts How to Add What's New

Current Director... x
All Files
html
too
base1.xls
casa1.xls
nombre.xls
rx4.m
data1.xls
data2.xls
data3.xls

Current Directory Workspace
Command History x
rx4
2844
2
30/07/09 5:50
rx4
2844
2
wklwrite('data
rx4
4788
2
wklwrite('data
rx4
4979
1
2

Command Window
*****
Elija la opcion adecuada=1
*****
Se realizo el cambio de trafos entre las subestaciones:
subestacion inicialmente "sobrecargada" 4979
subestacion inicialmente "subcargada" 4814
-----
nueva Data en la subestación : 4979
codigo de Subestación : 4979
Corrdenada X : 283538
Corrdenada Y : 8665040
codigo de trafo Anterior : 6209
Nuevo codigo de trafo : 6206
Pot Instalada Anterior : 250
Nueva Pot Instalada : 400
Demanda (kW) : 300.2
FU Anterior : 1.201
Nuevo FU : 0.750
Kilometraje : 0.185
-----
nueva Data en la subestación : 4814
codigo de Subestación : 4814
Corrdenada X : 283494
Corrdenada Y : 8665220
codigo de trafo Anterior : 6206
Nuevo codigo de trafo : 6209
Pot Instalada Anterior : 400
Nueva Pot Instalada : 250
Demanda (kW) : 275.8
FU Anterior : 0.690
Nuevo FU : 1.103
Kilometraje : 0.185
-----
Necesita una nueva iteracion ("cambio de trafo")
  
```

Figura 4.8: Ordenamiento de la SED 04979A (Parte 1)

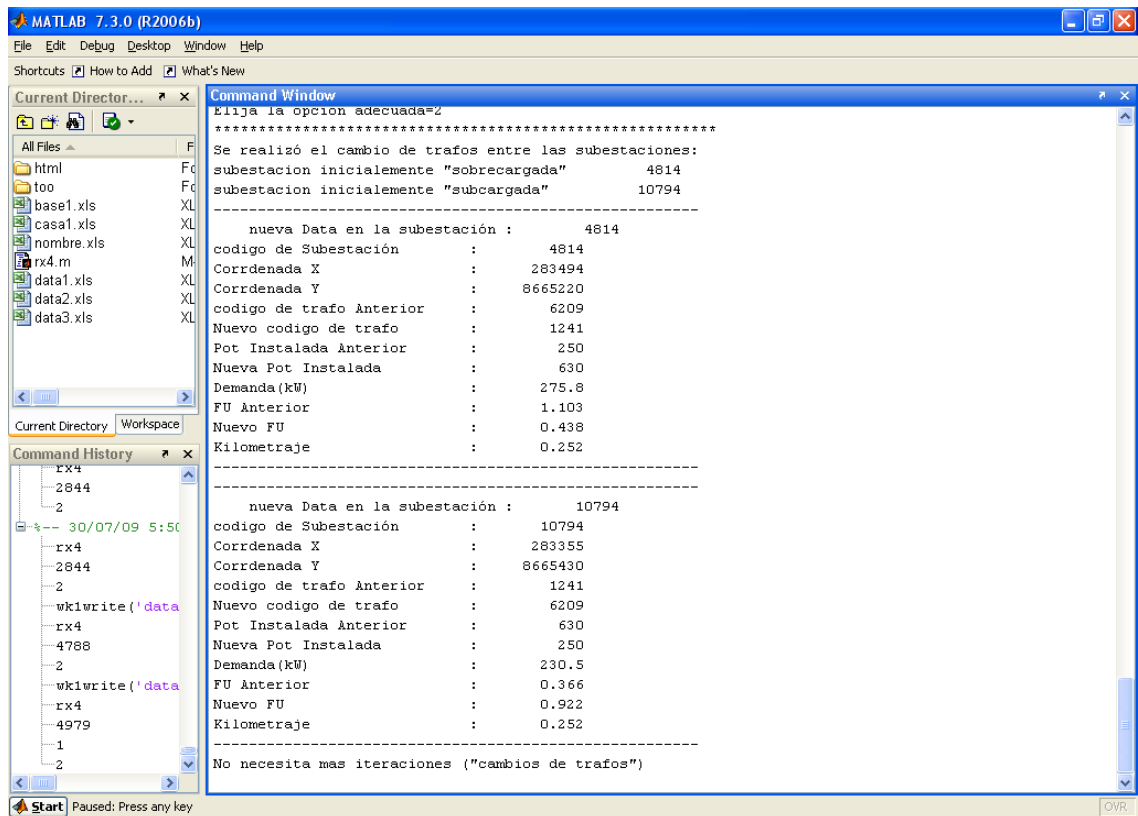
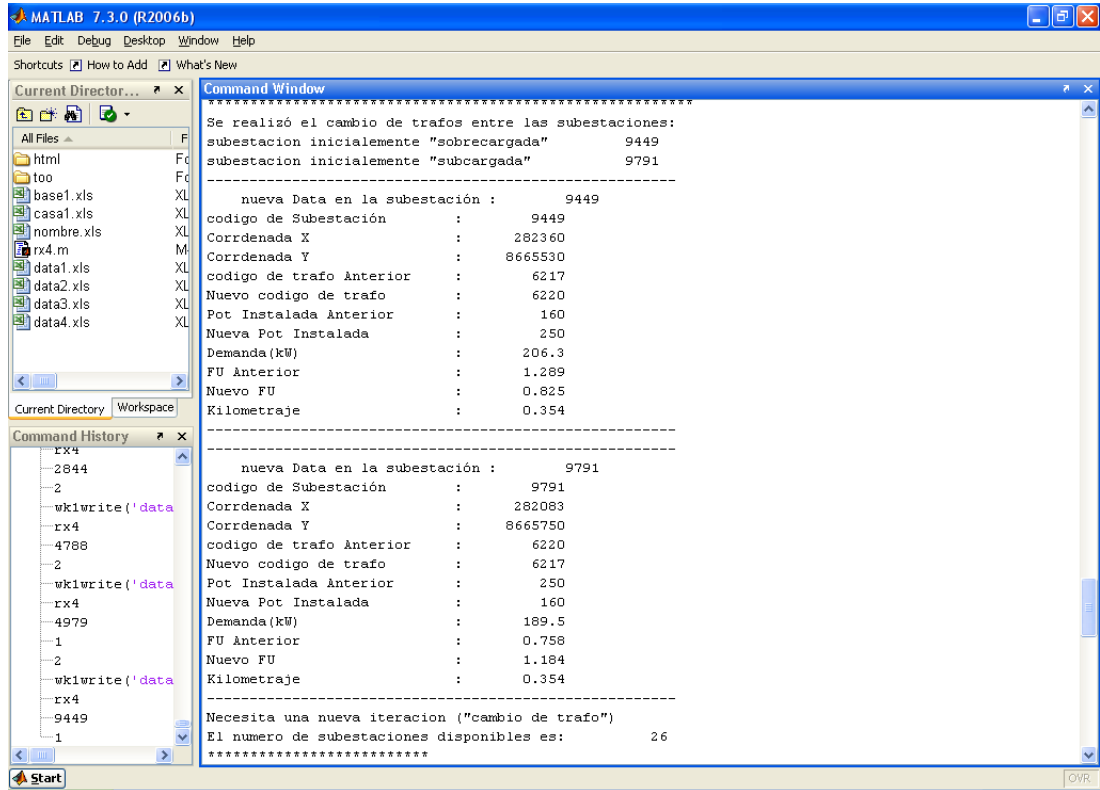


Figura 4.9: Ordenamiento de la SED 04979A (Parte 2)

4.5.4 Ordenamiento de la SED 09449A

Actualizamos data, corremos el programa y obtenemos:



```

MATLAB 7.3.0 (R2006b)
File Edit Debug Desktop Window Help
Shortcuts How to Add What's New

Current Director... x
All Files
html
too
base1.xls
casa1.xls
nombre.xls
rx4.m
data1.xls
data2.xls
data3.xls
data4.xls

Current Directory Workspace

Command History
rx4
-2844
-2
wklwrite('data
rx4
-4788
-2
wklwrite('data
rx4
-4979
1
-2
wklwrite('data
rx4
-9449
1

Command Window
*****
Se realizó el cambio de trafo entre las subestaciones:
subestacion inicialmente "sobrecargada"      9449
subestacion inicialmente "subcargada"       9791
-----
nueva Data en la subestación :      9449
codigo de Subestación      :      9449
Corrdenada X      :      282360
Corrdenada Y      :      8665530
codigo de trafo Anterior      :      6217
Nuevo codigo de trafo      :      6220
Pot Instalada Anterior      :      160
Nueva Pot Instalada      :      250
Demanda(kW)      :      206.3
FU Anterior      :      1.289
Nuevo FU      :      0.825
Kilometraje      :      0.354
-----
nueva Data en la subestación :      9791
codigo de Subestación      :      9791
Corrdenada X      :      282083
Corrdenada Y      :      8665750
codigo de trafo Anterior      :      6220
Nuevo codigo de trafo      :      6217
Pot Instalada Anterior      :      250
Nueva Pot Instalada      :      160
Demanda(kW)      :      189.5
FU Anterior      :      0.758
Nuevo FU      :      1.184
Kilometraje      :      0.354
-----
Necesita una nueva iteracion ("cambio de trafo")
El numero de subestaciones disponibles es:      26
*****

```

Figura 4.10: Ordenamiento de la SED 09449A (Parte 1)

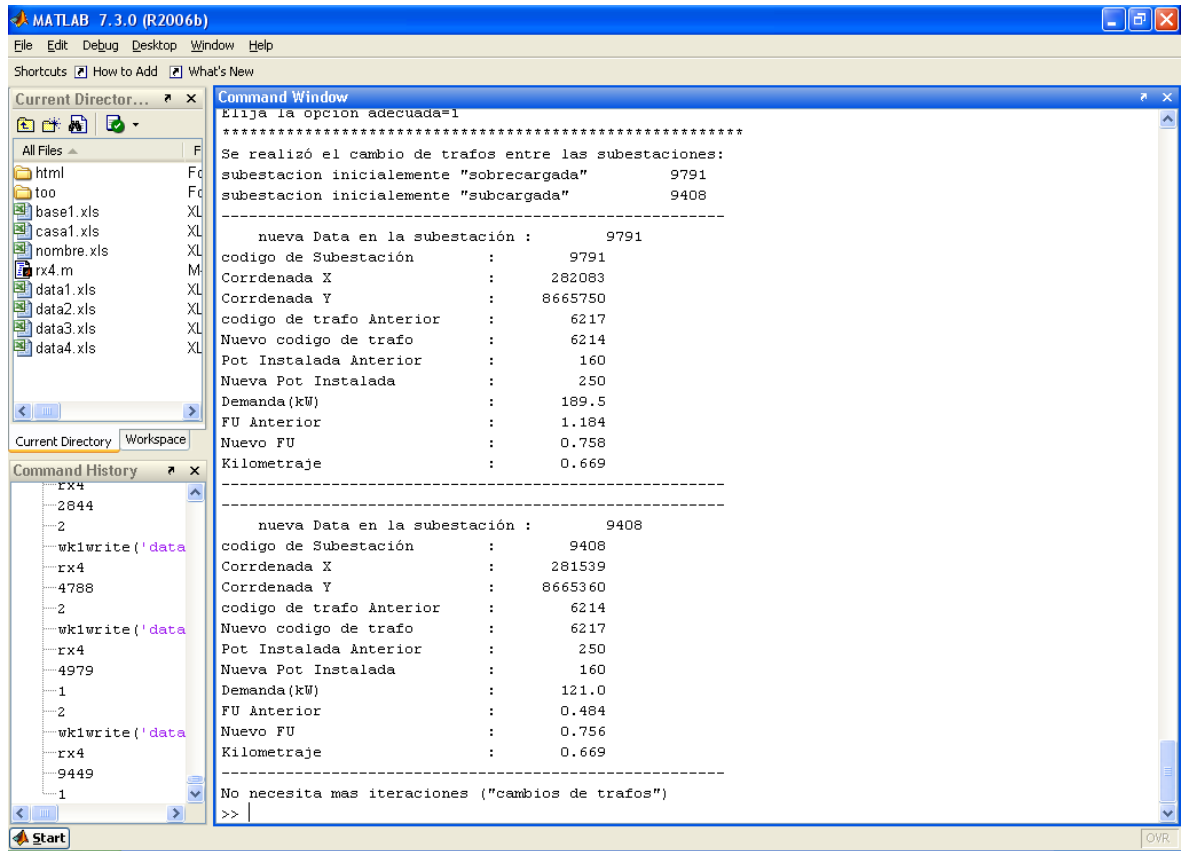


Figura 4.11: Ordenamiento de la SED 09449A (Parte 2)

4.5.5 Ordenamiento de la SED 10089A:

Actualizamos data, corremos el programa y obtenemos:

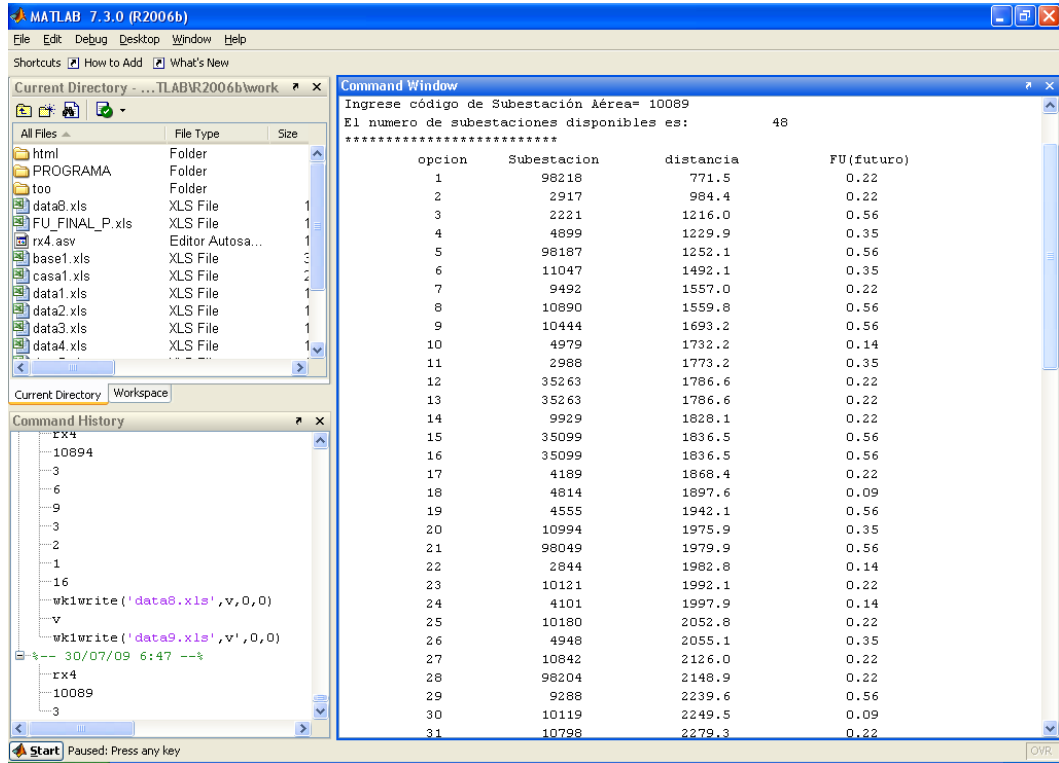


Figura 4.12: Ordenamiento de la SED 10089A (Parte 1)

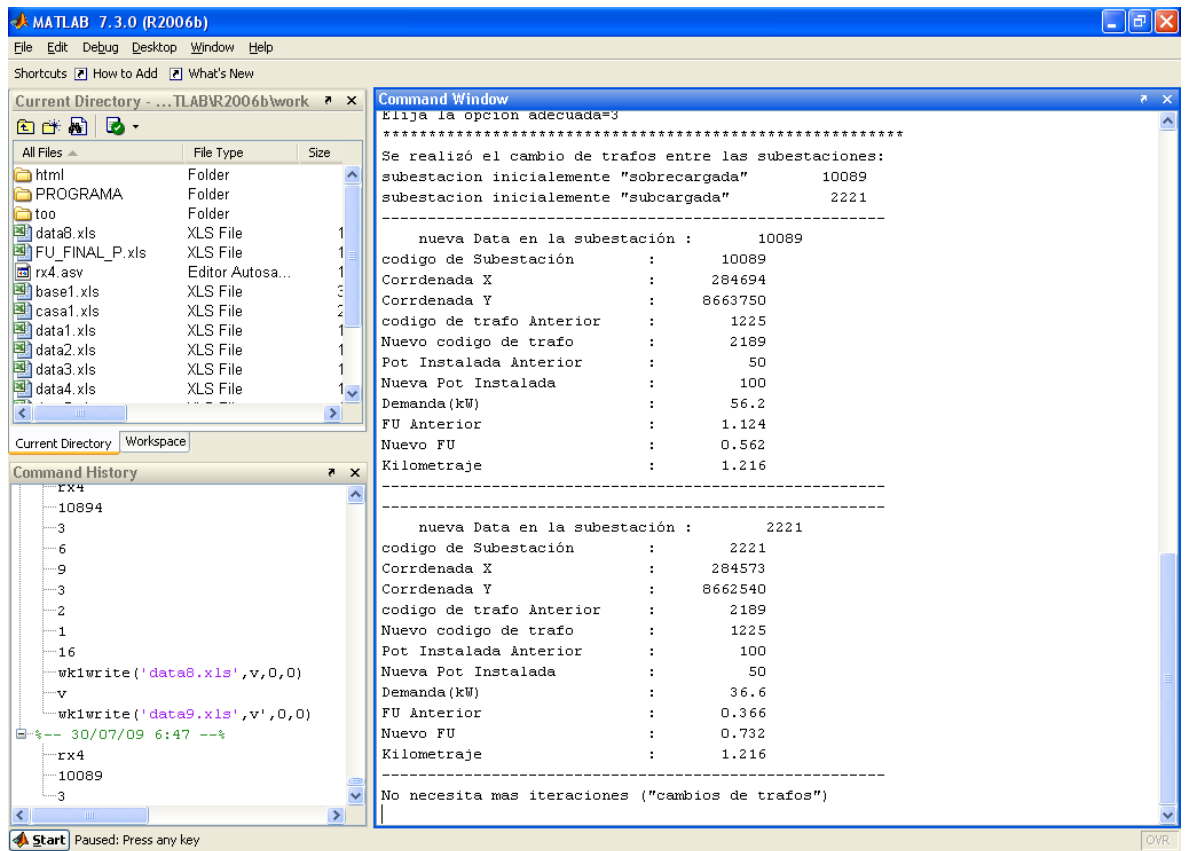


Figura 4.13: Ordenamiento de la SED 10089A (Parte 2)

4.5.6 Ordenamiento de la SED 10890A

Actualizamos data, corremos el programa y obtenemos:

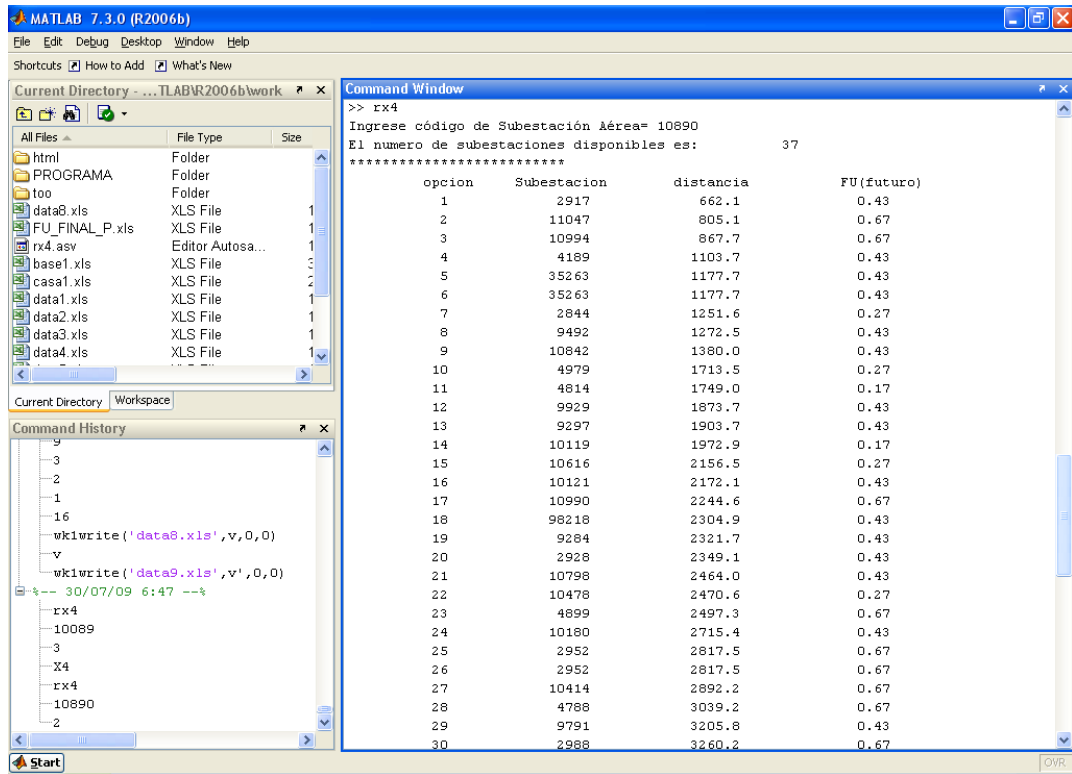


Figura 4.14: Ordenamiento de la SED 10890A (Parte 1)

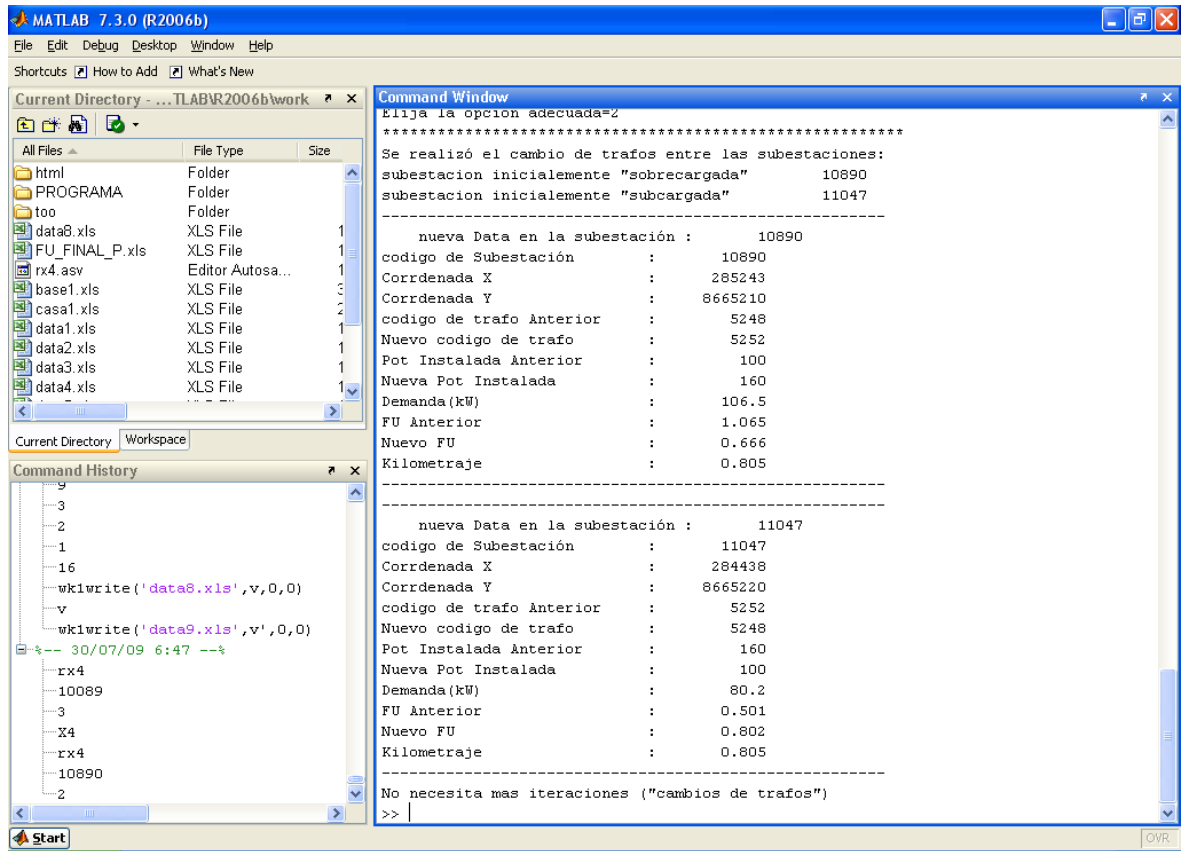


Figura 4.15: Ordenamiento de la SED 10890A (Parte 2)

4.5.7 Ordenamiento de la SED 10894A

Actualizamos data, corremos el programa y obtenemos:

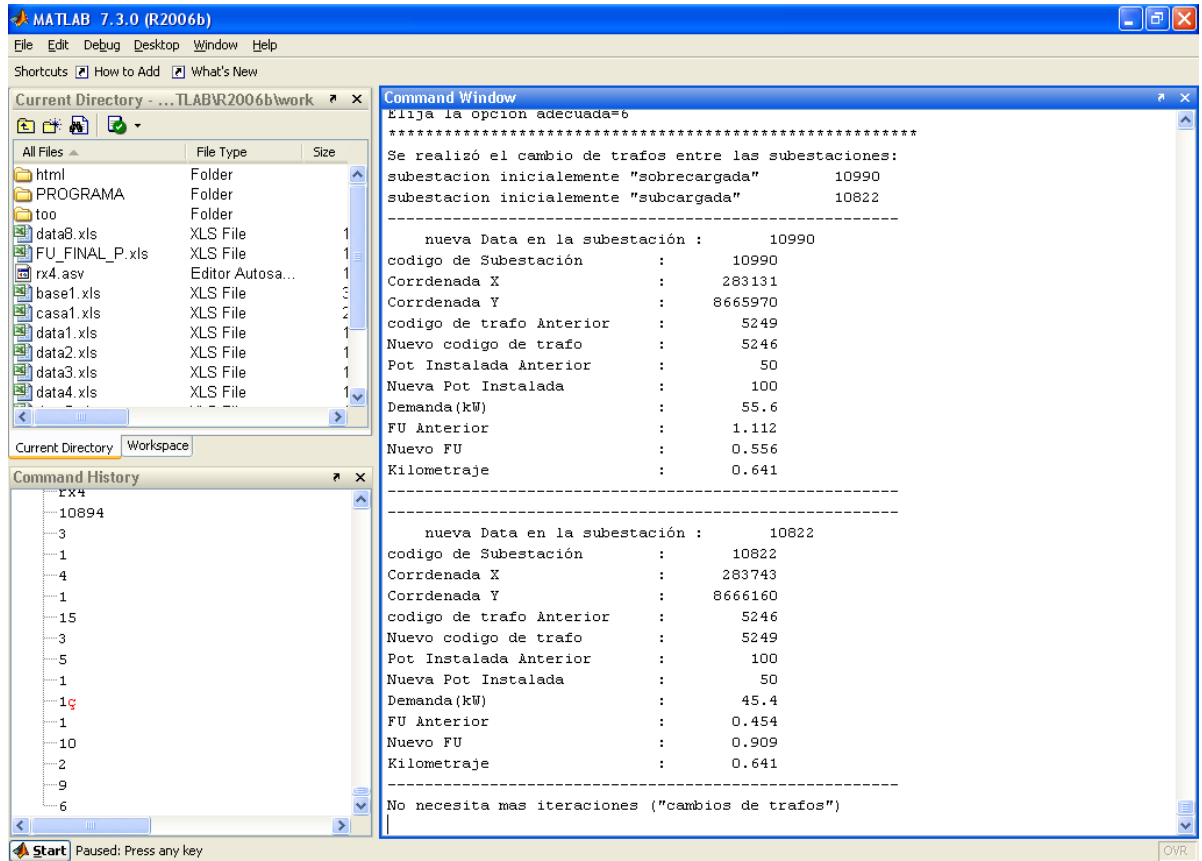


Figura 4.16: Ordenamiento de la SED 10894A (Parte 1)

Es así como se realizó el ordenamiento del parque de transformadores, en este caso particular, todas las SED quedaron descargadas sin la necesidad de añadir un nuevo transformador al parque, pero no siempre va a ocurrir esto, lo que sí va a suceder es que mediante este ordenamiento supervisado se va a lograr garantizar que no se realicen más cambios de transformadores a lo menos por un lapso de 2 años, con lo cual desde ya se aprecia la reducción de los costos operativos del ordenamiento respecto al procedimiento clásico tradicional

Finalmente se obtuvo:

Ordenamiento	kilometraje
SED 1	0.439
SED 2	0.339
SED 3	0.437
SED 4	1.023
SED 5	1.216
SED 6	0.805
SED 7	0.641
TOTAL (km)	4.9

Tabla 4.8: Tabla de kilometraje acumulado del Ordenamiento de transformadores bipostes del set balnearios (z) proyectado del 2011 al 2012

CAPÍTULO V

VALIDACIÓN DE LA HIPÓTESIS

5.1 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR EL SOFTWARE COMPUTACIONAL

Del capítulo anterior se obtuvo que de haberse realizado un Ordenamiento Óptimo computacional a inicios del 2011 para aliviar sobrecargas hasta finales del 2012, los recorridos en kilometraje en el proceso de ordenamiento inicial hubieran sido:

Tabla 5.1: Tabla de kilometraje acumulado del Ordenamiento de transformadores bipostes del set balnearios (z) proyectado del 2011 al 2012

Ordenamiento	kilometraje
SED 1	0.439
SED 2	0.339
SED 3	0.437
SED 4	1.023
SED 5	1.216
SED 6	0.805
SED 7	0.641
TOTAL (km)	4.9

Sin embargo, en el año 2011 y 2012, la empresa LUZ DEL SUR determinó que sus recorridos en kilometrajes para cambios de transformadores de distribución en subestaciones aéreas bipostes fueron 4.3Km en el año 2011 y 5.1Km en el 2012 respectivamente, es decir:

Tabla 5.2: Tabla de kilometraje acumulado del Ordenamiento de transformadores bipostes del set balnearios (z) Real del 2011 y del 2012

Reordenamiento	kilometraje
Año 2011	4.3
Año 2012	5.1
TOTAL (km)	9.4

5.2 EVALUACIÓN DE LA VARIABLE COSTO OPERATIVO ACUMULADO:

Como se observa en la “Figura 2.1” del capítulo II, el hecho de realizar un Ordenamiento inicial basado en una proyección de la demanda, nos permite asegurar que no se realizarán demasiados ordenamientos correctivos de transformadores por un lapso mínimo de 2 años, lo que a su vez nos indica que el costo acumulado de un óptimo Ordenamiento es el mismo costo que se invierte al comienzo de dicho proceso más los costos producto de los reordenamiento correctivos menores que puedan aparecer.

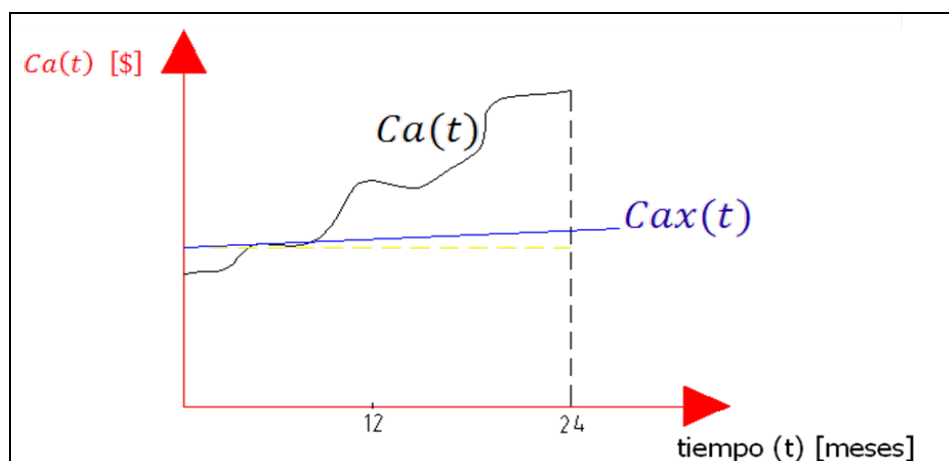


Figura 5.1: Costos Operativos Vs Tiempo

Dónde:

$Ca(t)$: Costos Operativos estándar (No se basa en Proyección de Demanda ni ordenamiento computacional).

$Cax(t)$: Costos Operativos con un Ordenamiento Computacional.

En cambio, el costo acumulado de un reordenamiento correctivo clásico es creciente con el tiempo debido a que estos reordenamiento se llevan a cabo cuando se observa una sobrecarga en un transformador y no se hace a través de una disposición de transformadores planificada de acuerdo a la demanda.

Entonces se observa que para un reordenamiento optimo el kilometraje es mucho menor, por consecuencia los costos operativos acumulados de la operación de cambios de transformadores es mucho menor.

5.3 CÁLCULO DEL AHORRO OBTENIDO

A continuación calcularemos el ahorro obtenido, y mediante el estándar de calidad determinaremos la veracidad de la hipótesis.

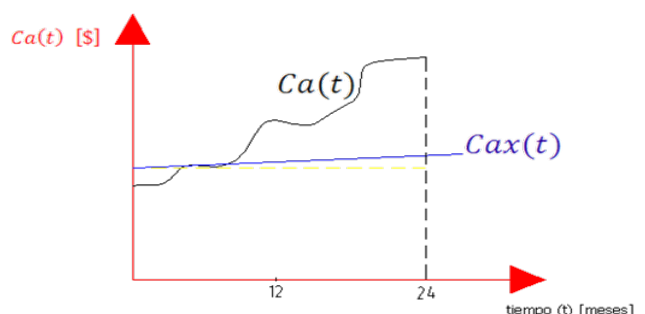
5.3.1 Estándar de Calidad (e)

El porcentaje de ahorro de costos sería el directamente proporcional al porcentaje de ahorro en kilometraje. Esto lo podemos calcular definiendo el estándar de calidad como sigue:

Para $t = 24$ meses

$$\text{Estandar : } e = \frac{Cax(t = 24)}{Ca(t = 24)}$$

donde: $0 < e < 1$



Entonces, usando el estándar de calidad “e”, obtenemos que el porcentaje de ahorro en costos operativos es:

$$\%ahorro = (1 - e) * 100$$

Dónde:

Nº	e_{\min}	e	e_{\max}	CALIFICACIÓN
1	0	$< e <$	0.6	VERDAD
2	0.6	$\leq e <$	1	FALSO

5.4 VALIDACIÓN DE LA HIPÓTESIS

Usando el estándar de calidad (e), los datos históricos del 2007 y del 2008 y los resultados de Kilometraje proyectados por el Ordenamiento óptimo computacional:

En el período 2011-2012, para ordenamientos de transformadores, los Kilometrajes real y proyectado fueron:

- Kilometraje de reordenamiento real (km) = 9.4
- Kilometraje proyectado de Ordenamiento computacional (km) = 4.9

Luego, calculamos el estándar de calidad (e):

$$e = \frac{4.9}{9.4} = 0.52$$

donde: $0 < e < 1$

En este caso:

$$\% \text{ ahorro} = (1 - e) \times 100 = 48\% \quad (\text{DEMOSTRADO})$$

Finalmente, demostramos que:

“Los costos operativos del Ordenamiento de transformadores se reducirán en un 40% por un lapso de 2 años, a través de un Ordenamiento computacional”

(VERDADERO)

CONCLUSIONES

1. Considerar la proyección de la demanda como una de las variables fundamentales para la implementación del ordenamiento de un parque de transformadores de distribución genera un mayor precisión en los resultados finales, lo que conlleva a producir ahorros considerables en procedimientos para la operación en sistemas de distribución.

2. Un ordenamiento óptimo del parque de transformadores de distribución de LUZ DEL SUR considerando una proyección de la demanda con el SISTEMA DE PROYECCIÓN DE CARGA asegura que no se vuelvan a realizar cambios de transformadores en las SED's por un período de 2 años, ya que la confiabilidad de dicho sistema de proyección de demanda es por ese periodo de tiempo.

3. Los Costos operativos de un reordenamiento de transformadores de distribución se reducirán en un 40% por un periodo de 2 años (veracidad de la hipótesis)

RECOMENDACIONES

1. Este estudio de ordenamiento de transformadores se llevó a cabo sólo con SED`s aéreas bipostes ya que los costos de operación de cambio de transformadores dependen mayoritariamente del kilometraje para el transporte de los transformadores. En SED`s compactas o convencionales el precio del intercambio de transformadores también depende en gran medida del desensamble de la subestación y de otras operaciones más cuidadosas, se sugiere tomar este caso de estudio.
2. En el estudio realizado se tomó como parque de transformadores de distribución el correspondiente a la zona delimitada por el radio teórico de la SET de BALNEARIOS (Z) debido a meramente aplicación práctica del modelo de reordenamiento propuesto. Se recomienda utilizar este modelo para realizar el ordenamiento de los transformadores de distribución abarcando los 26 SET`s de la empresa LUZ DEL SUR y definir si es factible nuevas variables que puedan influir significativamente en los resultados de un reordenamiento a gran escala.

3. Se sugiere aplicar este modelo de reordenamiento en zonas de concesión de otras empresas de distribución del país o de otros países para verificar resultados.

4. Se recomienda a partir de estos resultados realizar un análisis de los beneficios económicos que se producen por mantener un parque de transformadores operativos sin estados de SOBRECARGA, esta condición asegura que el elemento Transformador llegue a cumplir con su Vida Útil, lo que significa un ahorro significativo en el aspecto de renovaciones de estos Equipos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Apuntes de Capacitaciones internas en la Empresa LUZ DEL SUR S.A
2. Modelo de Cobertura Geográfica de una Red de Distribución de Energía Eléctrica. Tesis para la Obtención del Grado de Doctor
Autor: Jesús Pascual Peco Gonzalez
Universidad Pontifica Comillas de Madrid – España.
3. Redes de Distribución de Energía - SAMUEL RAMIREZ CASTAÑO
Universidad Nacional de Colombia
4. Norma Técnica de la Calidad del Servicio Eléctrico (NTCSE)
5. Código Nacional de Electricidad
6. Ley de Concesiones Eléctricas
7. Adams, R. N. and M. Lauhton. Optimal planning of power networks using mixed integer programming, Proc.
IEE Vol. 121(2), 139-147, 1974.
8. G. L. Thompson and D. L. Wall, A branch and bound model for choosing optimal substation locations. IEEE
Trans. PAS 100 (1981), pp 2683 – 2687.
9. Electrical Power Distribution And Transmission.
Lucas M. Faulkenberry
Walter Coffey

10. Pronostico de Demanda de Energía Eléctrica utilizando “Regresión Lineal”

Tesis para la Obtención del Título de Ingeniero Electricista

Autor: Edgard Edmundo Ramírez Jimenez

Instituto Politécnico de México

ANEXOS

INDICE DE ANEXOS

- A1.- Matriz de consistencia del Proyecto de Tesis
- A2.- Diagrama de Medios Fines
- A3.- Diagrama Causa-Efecto
- A4.- Planeamiento para atención de Punto de diseño en Media Tensión
- A5.- Construcción de Redes de Media y Baja Tensión Instalaciones de AP y Conexiones (LDS-ES-001)
- A6.- Estudio de Sobrecarga de Transformadores de Potencia
- A7.- Reconocimiento médico de transformadores
- A8.- Filosofía general de la Protección Eléctrica en Luz Del Sur

A1.- Matriz de
consistencia del Proyecto
de Tesis

MATRIZ DE CONSISTENCIA

Proyecto de Tesis

Mesmer Miguel Castro Escobar (20042560I)

**Facultad de Ingeniería Mecánica
Universidad Nacional de Ingeniería**





1

DETERMINACIÓN DEL INVESTIGADOR Y DEL OBJETO DE ESTUDIO

T.1 INVESTIGADOR

Mesmer Miguel Castro Escobar

1.2 TEMA DE ESTUDIO

“Ordenamiento óptimo del parque de transformadores para reducir los costos de alivio de sobrecarga”

”

1.3 DEFINIR EL OBJETO DE ESTUDIO

Transformadores de subestaciones aéreas de distribución de energía eléctrica.



2

LISTAR EL ESPECTRO PROBLEMÁTICO

2.- ESPECTRO PROBLEMÁTICO

2.1 ¿Se podrá realizar un reordenamiento de transformadores que operan en subestaciones aéreas?

2.2 ¿El reordenamiento óptimo propuesto cumplirá con toda la normativa vigente para temas de distribución de energía eléctrica?

2.3.- ¿Podré aproximar una tendencia aproximada de los gastos variables que se producen en un reordenamiento de transformadores?

2.4.- ¿Podré disponer de datos reales de un parque de subestaciones de una empresa de distribución eléctrica para poder simular un reordenamiento con datos reales?



IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

3.- IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

¿Los costos operativos del reordenamiento de transformadores se reducirán en un 40% por un lapso de 2 años?



4

CONSIDERACIONES Y FIJACIÓN DE RESPONSABILIDADES

4.1 CONSIDERACIONES

Subestación: Aérea biposte de 15kVA hasta 1000kVA

Transformadores:

- Trifásico de distribución
- Desde su compra no ha sido reparado
- Tiempo máximo de uso : 20 años

4.2 ALCANCES

- El reordenamiento se realiza en situaciones en donde el porcentaje de subestaciones sobrecargadas no sobrepasa el 40% del parque de subestaciones.

- Los costos operativos se determinarán en base a la lista de costos de una empresa de distribución eléctrica.



5

PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS

5.- HIPÓTESIS

“Los costos operativos de un Ordenamiento de transformadores se reducirán en un 40% *por un lapso de 2 años*, a través de un Ordenamiento computacional”



6

MARCO TEÓRICO

6.1 CONCEPTUAL

- Definición de términos usados en las subestaciones
- Definición de términos usados en los transformadores
- Definición de términos de distribución de electricidad.

6.2 TEÓRICO

- Transformadores
 - *Tipos
- Instalacion de transformadores
- Subestaciones
 - *Tipos
- Instalacion de subestaciones
- Sistemas y equipos de proteccion
- Demanda eléctrica
- Metodología para el cálculo de la proyección de la Demanda(Modelos)
- Factor de utilización de un transformador
- Normatividad de la distribución de energía Eléctrica en el Perú

6.3 CASUÍSTICO

- Casos similares
- Conclusiones
- Desarrollos futuros
- Recomendaciones



7 OPERACIONALIZACIÓN

7.- VARIABLE INDEPENDIENTE

- El tiempo

tiempo (t) [meses]



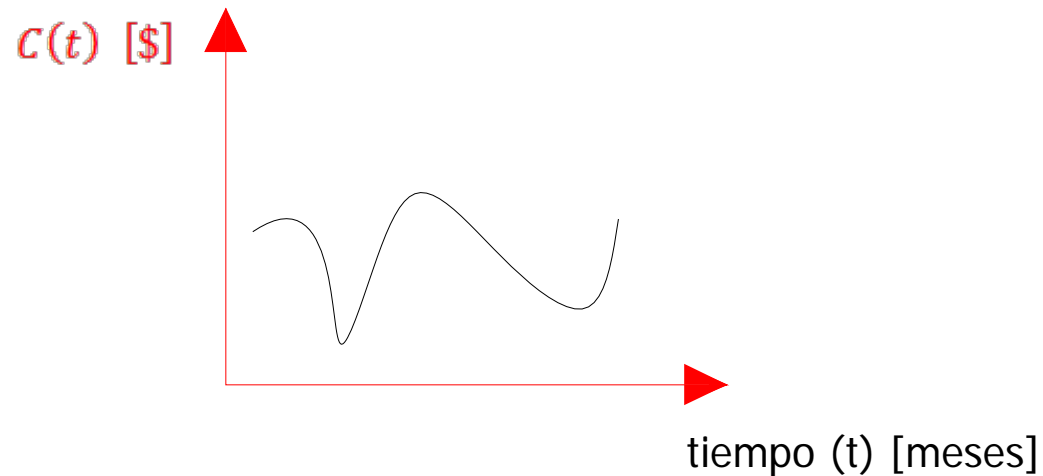


8a

OPERACIONALIZACIÓN

8.- VARIABLE DEPENDIENTE

8.1 Costo operativo mensual: $C(t)$ [\$]

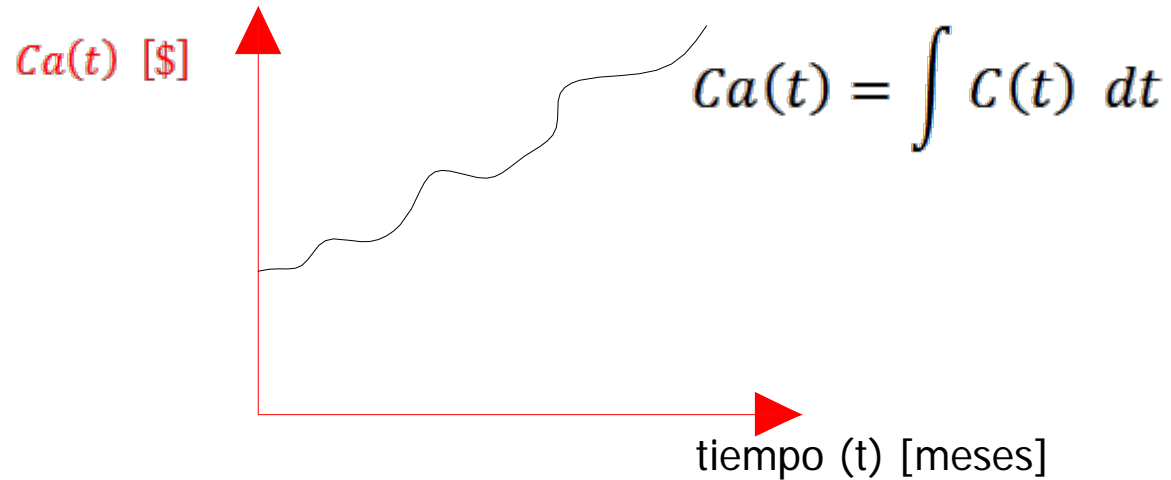


8_b

OPERACIONALIZACIÓN

... CONTINUACIÓN VARIABLE DEPENDIENTE

8.2 Costo operativo acumulado: $Ca(t)$ [\$]

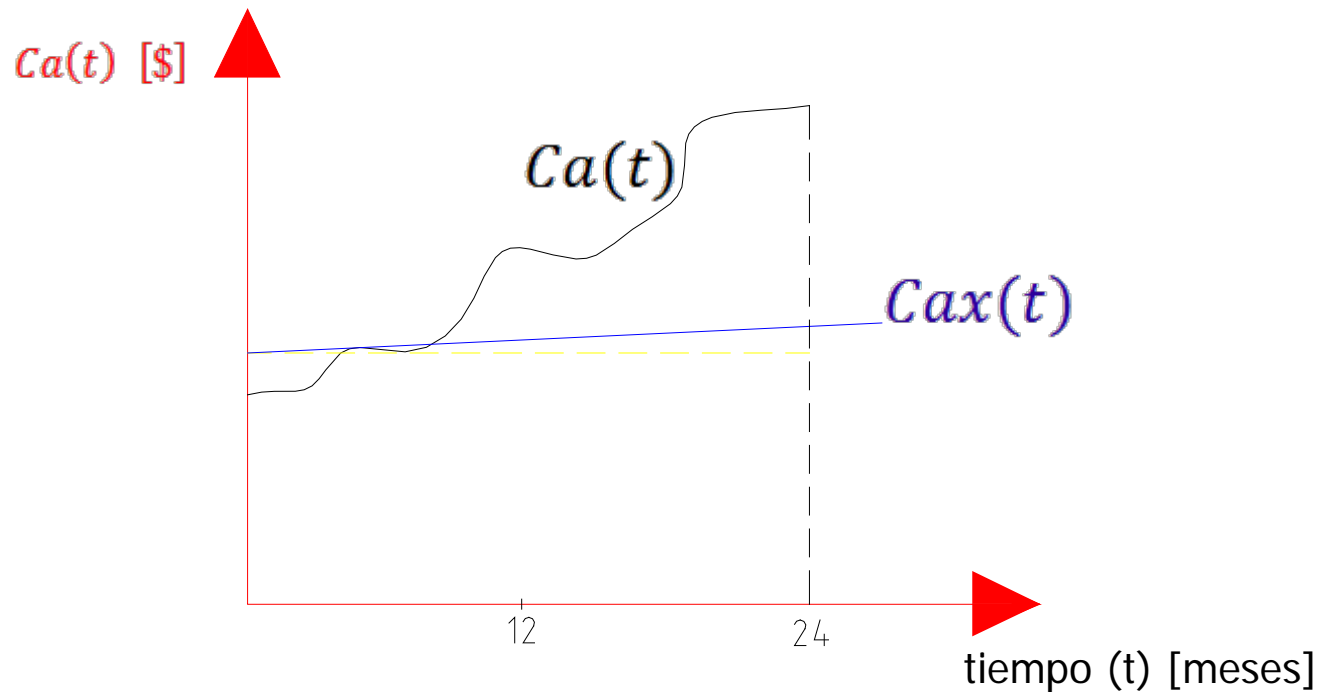




CONTROL

... CONTINUACIÓN VARIABLE DEPENDIENTE

$Cax(t)$: Costo acumulado con reordenamiento



9

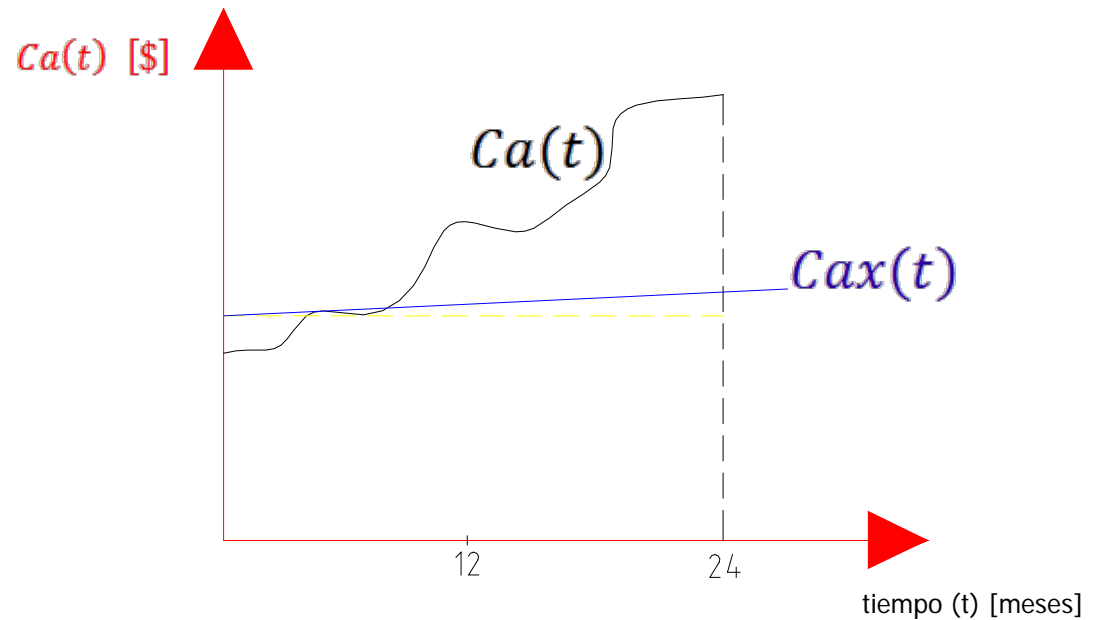
OPERACIONALIZACION

9.- FIJACIÓN DEL ESTÁNDAR DE CALIDAD

Para $t = 24$ meses

$$\text{Estandar : } e = \frac{Cax(t = 24)}{Ca(t = 24)}$$

donde: $0 < e < 1$



10

EVALUACION

¿Los costos operativos de un reordenamiento se reducirán en más de un 40% por un lapso de 2 años?

10.- EVALUACION

Usando el estandar e , obtenemos que el porcentaje de ahorro

en costos operativos es:

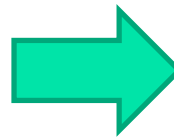
$$\% \text{ahorro} = (1 - e) * 100$$

Entonces:

Nº	e_{\min}	e	e_{\max}	CALIFICACIÓN
1	0	$< e <$	0.6	VERDAD
2	0.6	$\leq e <$	1	FALSO

En Ahorro:

Nº	e_{\min}	e	e_{\max}	CALIFICACIÓN
1	0.4	$< (1 - e) <$	1	VERDAD
2	0	$< (1 - e) \leq$	0.4	FALSO





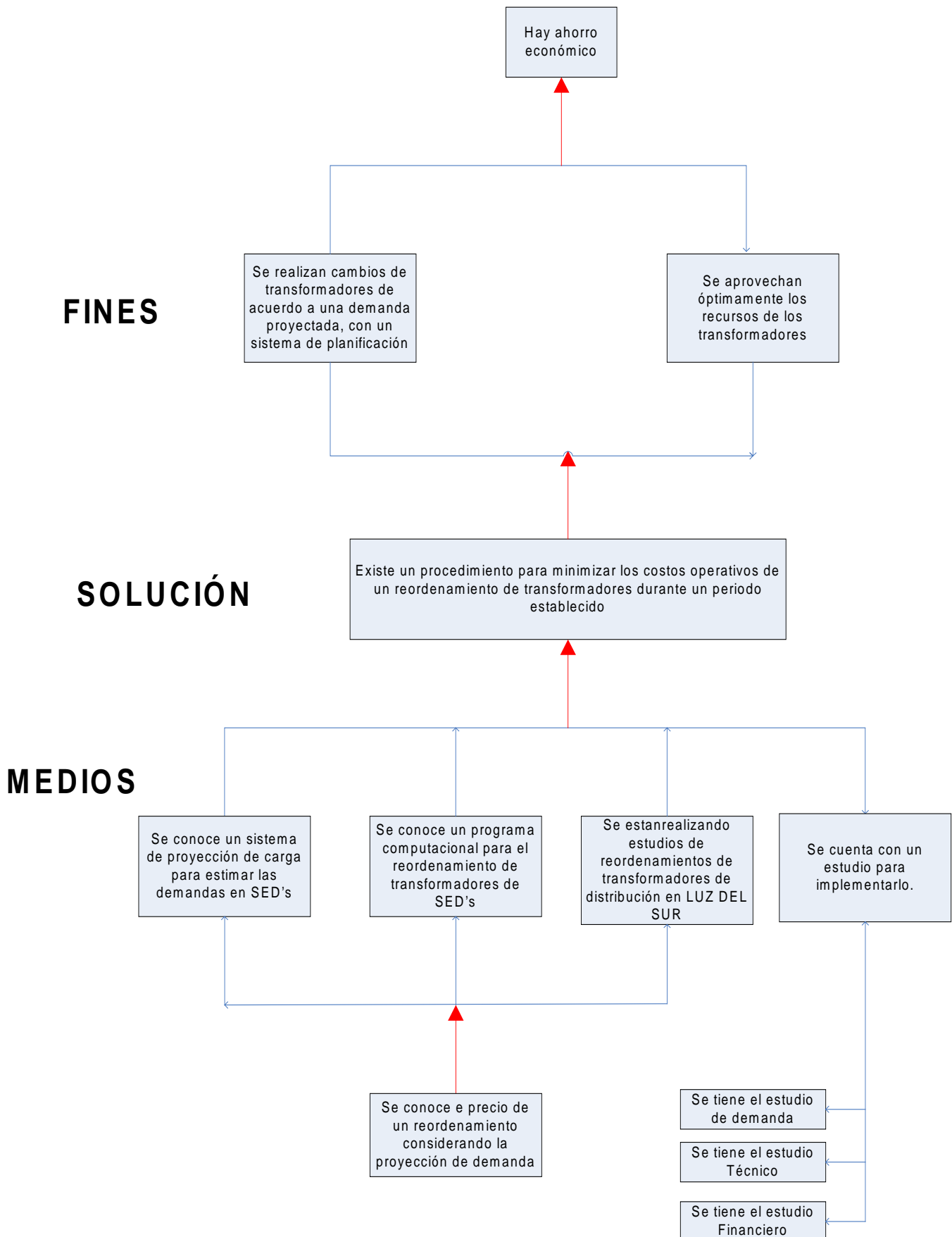
RECOMENDACIONES

- Marcas de Transformadores
- Proveedores de transformadores
- Lecturas
- Etc

A2.- Diagrama de Medios

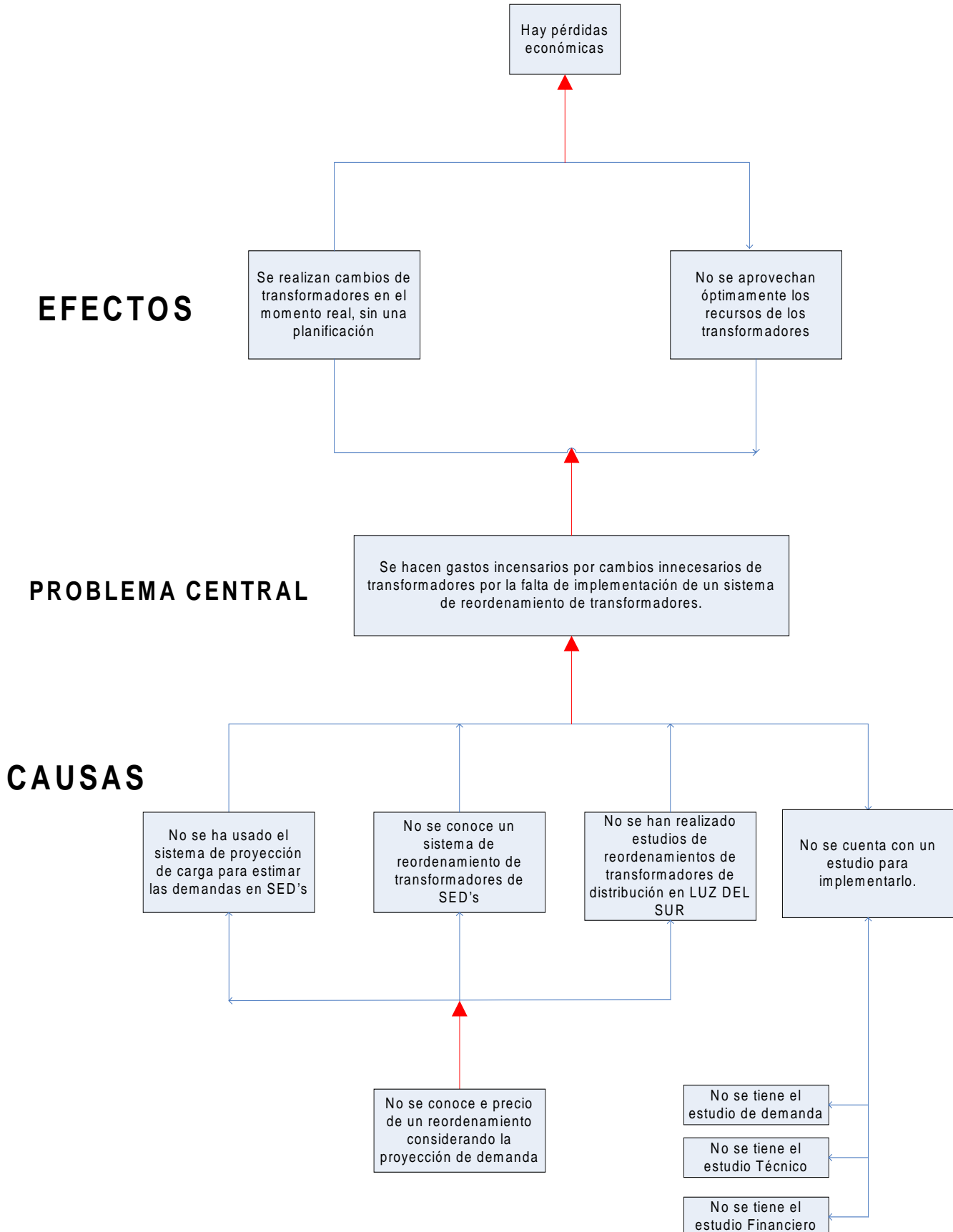
Fines

ANÁLISIS DEL PROBLEMA (RELACIÓN MEDIOS -FINES)



A3.- Diagrama Causa- Efecto

ANÁLISIS DEL PROBLEMA (RELACIÓN CAUSA -EFECTO)



A4.- Planeamiento para atención de Punto de diseño en Media Tensión

ATENCIÓN CLIENTE ASOCIACIÓN DE EXPORTADORES ADEX

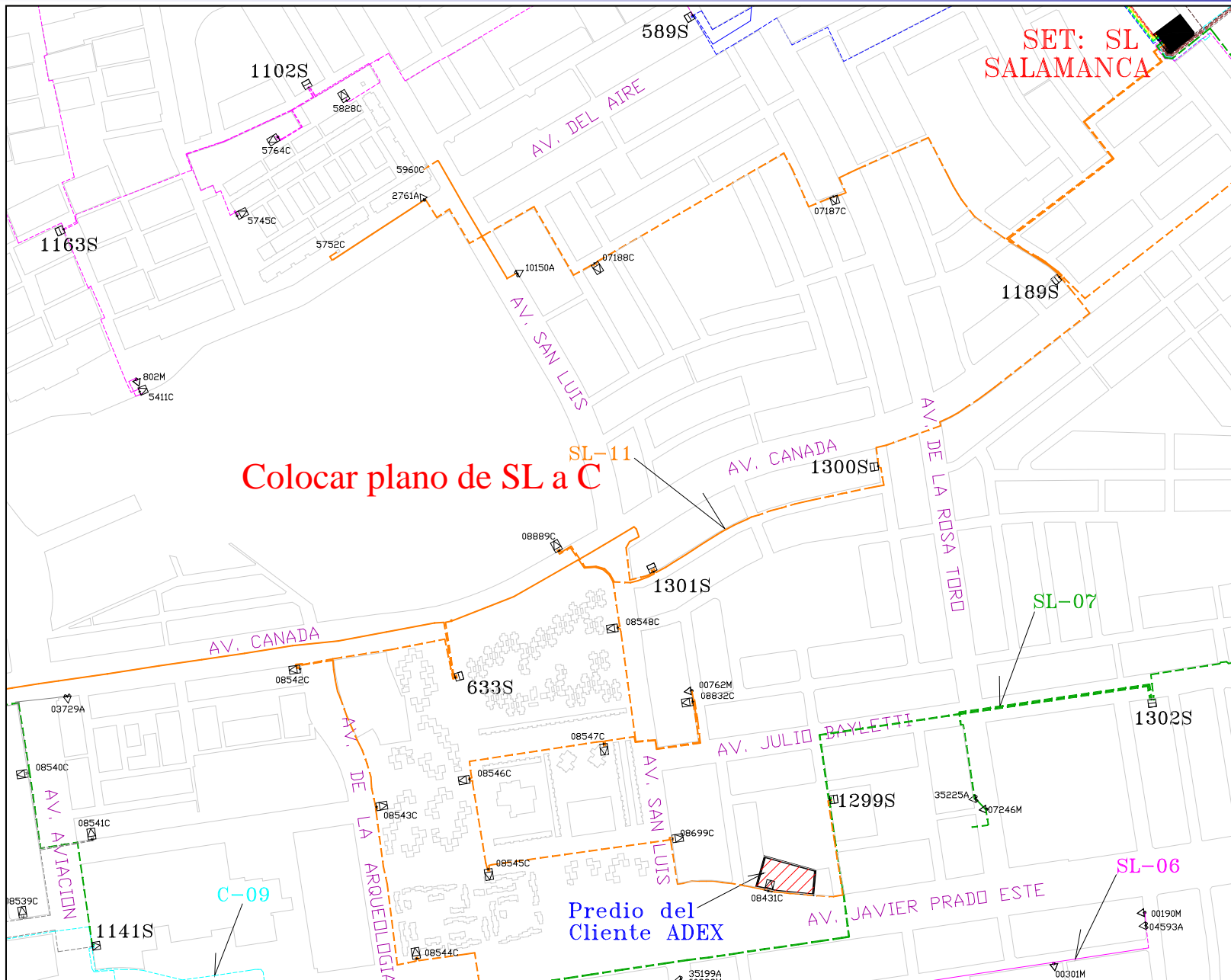


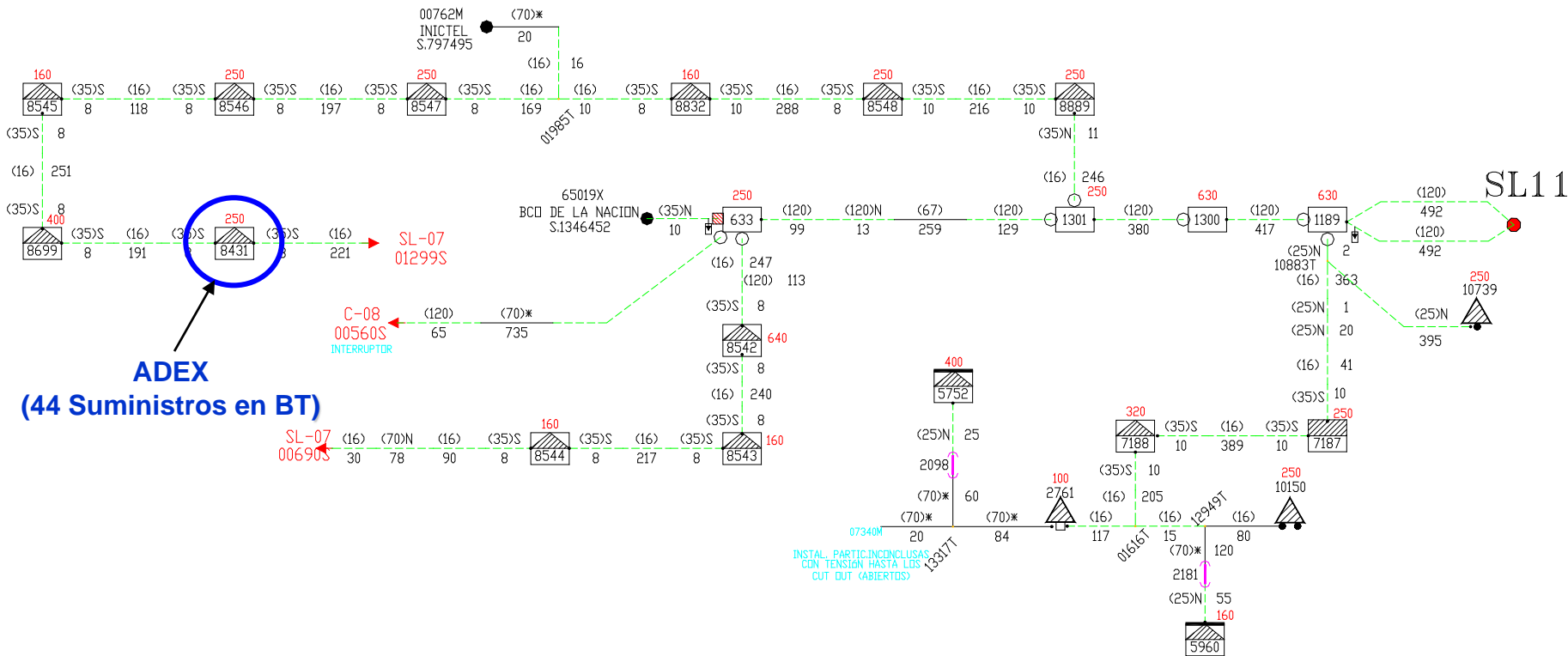
CLIENTE ADEX

- Ubicación : Av. Javier Prado N°s 2827-2883, distrito de San Borja.
- Suministro : 44 suministros en BT desde la SE 8431C, alimentador SL-11 PC 157,72kW (total), con una **MD aprox. de 117kW**
- Rubro : Exportación

Solicita

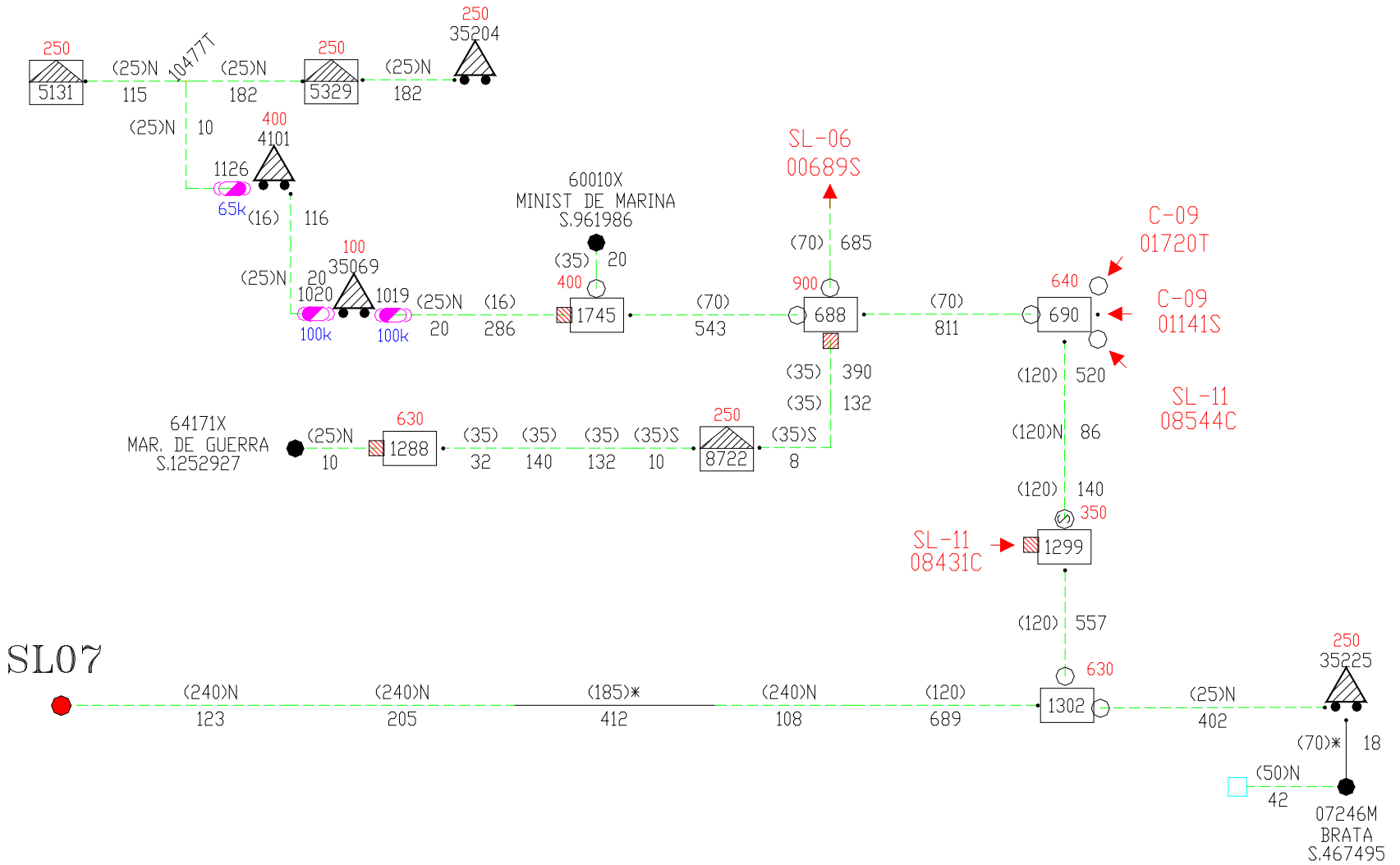
Punto de diseño en MT para una máxima demanda de 998 kW.





ADEX
(44 Suministros en BT)

Alim		1RA TRONCAL					2DA TRONCAL				
		Sección	Capacidad(A)	FP (A)	HP (A)	fu	Sección	Capacidad(A)	FP (A)	HP (A)	fu
SL-11	Actual	2-120NKY	386	220	257	0,67	120NKY	252	133	153	0,61



SL07

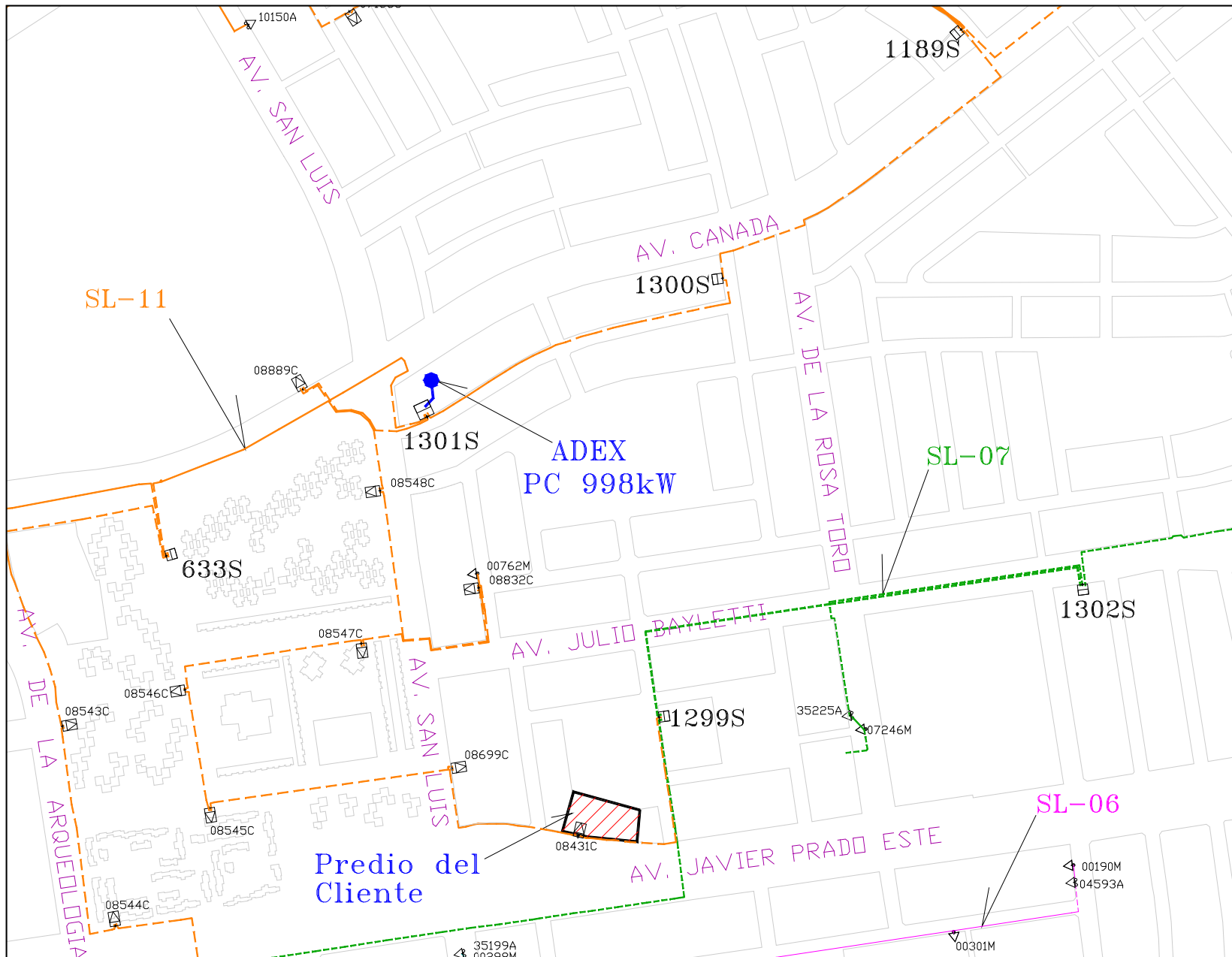
MD MARZO 2010

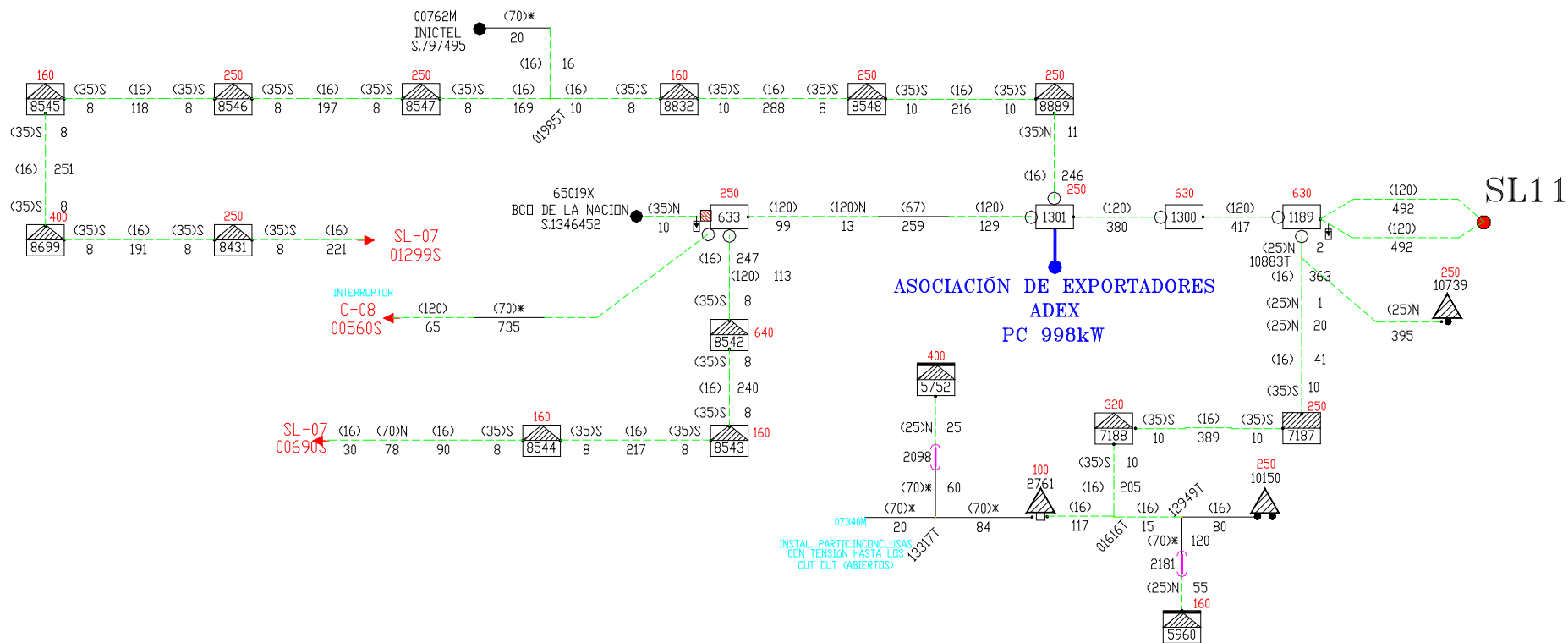
SL-07	Actual	ISOMIA	S25	S08	S38	0'08	ISOMIA	S25	I08	I08	0'12
		seccion	capacidad(V)	Fb (V)	Hb (V)	Ln	seccion	capacidad(V)	Fb (V)	Hb (V)	Ln
TBA TRONCAL						SDA TRONCAL					



Alternativa

- Potencia Solicitada : 998kW
- Nivel de Tensión : 10kV
- Punto de alimentación : Celda en SE 1301S del alimentador SL-11
- Distancia al predio del cliente : 540 metros
- Inversión : **US\$ 3 000**, considera la ampliación de la barra MT de la SE 1301 y la disponibilidad de una celda de 10kV.



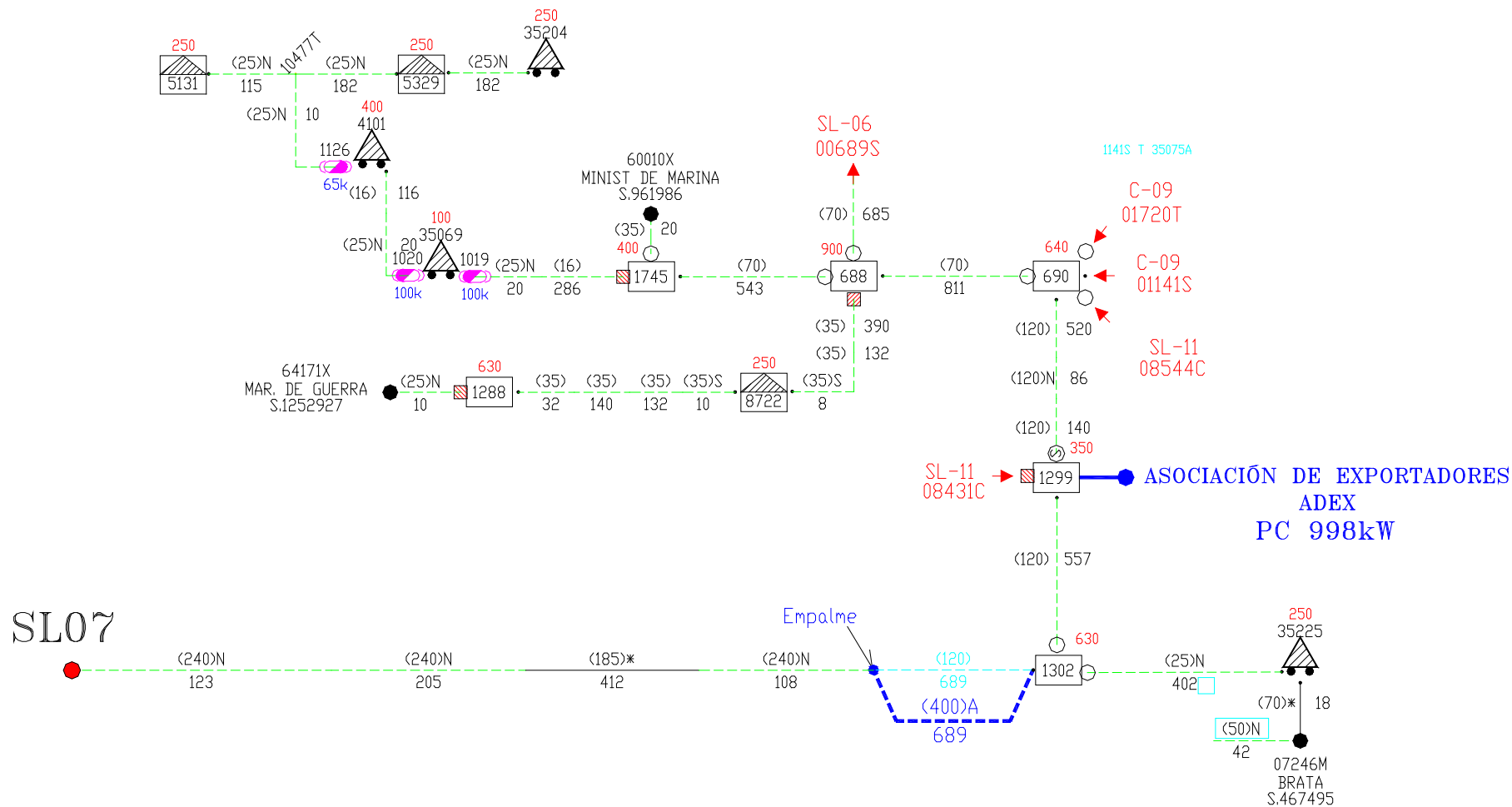


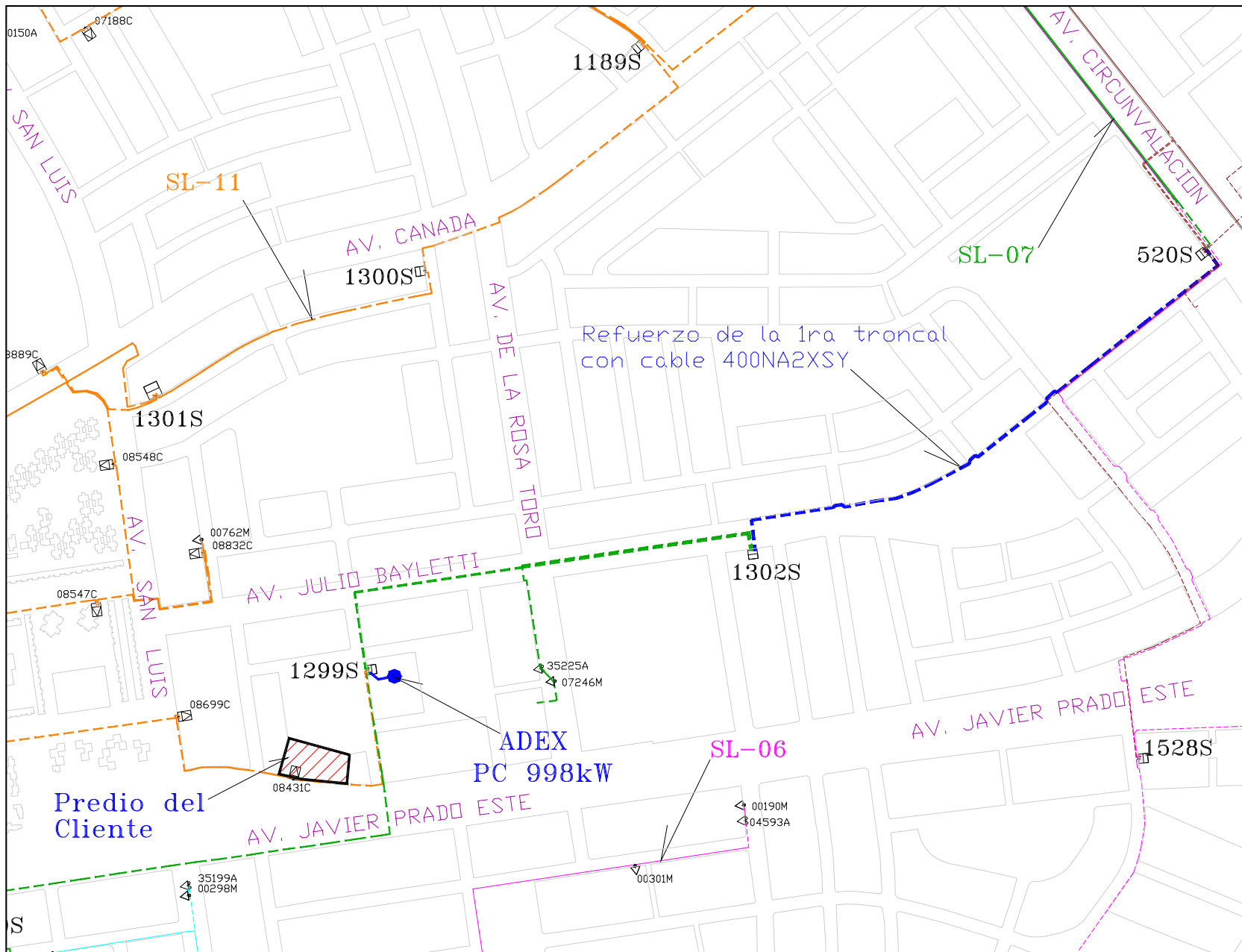
Alim	1RA TRONCAL						2DA TRONCAL				
	Sección	Capacidad(A)	FP (A)	HP (A)	fu	Sección	Capacidad(A)	FP (A)	HP (A)	fu	
SL-11	Actual	2-120NKY	386	220	257	0,67	120NKY	252	133	153	0,61
	Proyectado	2-120NKY	386	266	303	0,78	120NKY	252	179	199	0,79



Alternativa N° 02

- Potencia Solicitada : 998kW
- Nivel de Tensión : 10kV
- Punto de alimentación : Celda en SE 1299S del alimentador SL-07
- Distancia al predio del cliente: 160 metros
- Inversión : **US\$ 94 000**, comprende la implementación de Celda y el refuerzo de la 1ra troncal del SL-07 (tramo de 689m con cable 120NKY).





**A5.- Construcción de Redes
de Media y Baja Tensión
Instalaciones de AP y
Conexiones (LDS-ES-001)**

LUZ DEL SUR S.A.A.

**ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL SERVICIO DE
CONSTRUCCIÓN DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN,
INSTALACIONES DE ALUMBRADO PÚBLICO Y CONEXIONES
ELÉCTRICAS**

LDS-ES-001

**ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL SERVICIO
CONSTRUCCIÓN DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN, INSTALACIONES DE
ALUMBRADO PÚBLICO Y CONEXIONES ELÉCTRICAS**

1. OBJETO

Establecer las especificaciones de las obras de construcción en redes de media y baja tensión que será objeto de la contratación de un servicio tercerizado (en adelante el Servicio) y que son necesarias para la ejecución y control de las respectivas construcciones, de tal forma que se garantice la adecuada operación de las instalaciones involucradas y, consecuentemente, la calidad del servicio eléctrico, en estricta observancia de la política de seguridad, medio ambiente y responsabilidad social de **LUZ DEL SUR**, así como su política de conducta apropiada en el negocio.

2. DOCUMENTOS QUE INTEGRAN EL CONTRATO DE SERVICIO TERCERIZADO Y NORMAS APLICABLES AL SERVICIO

Los documentos que se detallan a continuación integran estas Especificaciones:

- Norma Técnica de la Calidad del Servicio Eléctrico (NTCSE)
- Base Metodológica de la NTCSE
- Código Nacional de Electricidad
- Normas Técnicas de obras eléctricas
- Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas
- Ley de Concesiones Eléctricas
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
- Políticas y normas de SSMA de Luz del Sur
- Disposiciones de Trabajo de Luz del Sur
- Política de Conducta Apropiada en el Negocio de Luz del Sur
- Normas de Seguridad y Prevención de Riesgos
- Manual de Política de Conducta apropiada en el negocio
- Norma de Seguridad Social SA8000.
- Listado Maestro de Normativas en Medio Ambiente
- Aspectos Ambientales Identificados
- Identificación, transporte, almacenamiento y disposición final de materiales y desechos peligrosos

Asimismo la empresa tercerizadora deberá conocer y cumplir durante la ejecución de las Solicitudes de Servicio Tercerizado: El Código Nacional de Electricidad – Suministro 2001 y demás normas técnicas aplicables, el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas, La Ley de

Concesiones Eléctricas, su Reglamento, el Reglamento Nacional de Edificaciones, las normas técnicas municipales sobre ejecución de obras en áreas de uso público y cualquier otra norma emitida por el Ministerio de Energía y Minas, el OSINERGMIN y, supletoriamente, los Ministerios de Transportes y Comunicaciones y Vivienda, Construcción y Saneamiento.

3. CONDICIONES DEL SERVICIO

3.1 AREA GEOGRAFICA

El ámbito geográfico donde se prestará el Servicio es la zona concesión de distribución de electricidad de **LUZ DEL SUR**.

3.2 DISPONIBILIDAD DEL SERVICIO

El Servicio deberá estar disponible de manera ininterrumpida de lunes a viernes entre las 8:15 y las 18:00 horas. No se consideran los días feriados. Tampoco serán considerados los días declarados no laborables mediante Decreto Supremo, siempre que **LUZ DEL SUR** se acoja a los alcances de dicha norma.

En cualquier caso, según la necesidad del Servicio, **LUZ DEL SUR** podrá solicitar una mayor disponibilidad del mismo, ya sea en días sábados, domingos, feriados o no laborables y/o en un horario distinto al indicado en el párrafo precedente.

3.3 ALCANCES DEL SERVICIO

3.3.1 La empresa tercerizadora deberá estar inscrita en el registro de empresas que desarrollan actividades de alto riesgo que administra el Ministerio de Trabajo y Promoción Social, según lo establecido por el Reglamento de la Ley N° 26790 aprobado por Decreto Supremo N° 009-97-SA.

3.3.2 Los tipos de obras en redes en baja, y media tensión, así como en conexiones eléctricas que son objeto del Servicio materia de estas Especificaciones son las siguientes:

3.3.2.1 Obras en redes de media tensión (MT), considera las siguientes actividades:

- Apertura y cierre de zanjas.
- Arrastre de postes.
- Construcción de obra civil de subestaciones eléctricas de distribución.
- Corte, rotura y reparación de pistas y veredas.
- Ejecución de cruzadas.
- Ejecución de pozos a tierra.
- Empalmes y terminales en MT.

- Equipamiento electromecánico de subestaciones eléctricas de distribución.
- Ingreso de cables de MT a Subestación Eléctrica de Distribución.
- Instalación, cambio o retiro de aisladores y ferretería en estructuras de MT.
- Instalación, cambio o retiro de conexiones y estructuras en MT.
- Instalación, cambio o retiro de postes y estructuras de MT.
- Instalación, cambio o retiro de terminales en celdas y postes de MT.
- Instalación, cambio o retiro de transformadores de medida.
- Instalación, cambio o retiro de transformadores, interruptores y seccionadores de potencia.
- Manejo de desechos.
- Puesta en servicio de redes de MT.
- Rotulación de estructuras y celdas de subestaciones eléctricas de distribución BT/MT.
- Tendido de cable subterráneo de MT.
- Tendido de conductores aéreos.
- Traslado de equipos a proveedores (integradores).
- Verificación de las condiciones del predio.

3.3.2.2 Obras en redes de baja tensión (BT), considera las siguientes actividades:

- Apertura y cierre de zanjas.
- Corte y rotura de veredas.
- Ejecución de cruzadas.
- Ejecución de empalmes, puntas muertas y uniones en BT.
- Identificación de cables BT.
- Instalación, cambio o retiro de cables aéreos y subterráneos BT
- Instalación, cambio o retiro de conexiones en BT
- Instalación, cambio o retiro de llaves BT.
- Instalación, cambio o retiro de empalmes aéreos y subterráneos BT
- Instalación, cambio o retiro de medidores.
- Instalación, cambio o retiro de muretes.
- Instalación, cambio o retiro de tableros de BT
- Instalación, cambio o retiro postes de BT.
- Puesta en servicio de redes de BT.
- Tendido de redes aéreas / subterráneas.
- Verificación de las condiciones del predio.

3.3.2.3 Obra en redes de baja tensión BT – AP, considera las siguientes actividades:

- Apertura y cierre de zanjas para cable de BT.
- Cimentación de postes de concreto.
- Construcción de zócalos para postes de fierro.
- Ejecución de Empalmes y puntas muertas BT.
- Instalación, cambio o retiro de cables BT aéreo y subterráneo.
- Instalación, cambio o retiro de células fotoeléctricas y equipos de encendido de AP.
- Instalación, cambio o retiro de coronas de alumbrado y reflectores.
- Instalación, cambio o retiro de Lámparas y Luminarias.
- Instalación, cambio o retiro de llaves BT.
- Instalación, cambio o retiro de pastorales.
- Instalación, cambio o retiro de postes de fierro o concreto.
- Instalación, cambio o retiro de postes metálicos.
- Instalación, cambio o retiro de retenidas.

3.3.3 La empresa tercerizadora presentará a **LUZ DEL SUR** su Oferta Económica y Procedimientos por cada actividad de las obras indicadas en el numeral 3.3.2 de estas Especificaciones, debiendo tales procedimientos contar con la conformidad de **LUZ DEL SUR** antes de la adjudicación de la buena pro del Servicio.

3.3.4 La empresa tercerizadora podrá subcontratar totalmente el Servicio, asumiendo solidariamente con sus subcontratistas cualquier tipo de responsabilidad derivada del mismo.

3.3.5 La empresa tercerizadora no podrá ceder ni traspasar el Servicio a favor de terceros, bajo ninguna forma contractual sin la previa autorización por escrito de **LUZ DEL SUR**.

3.3.6 La empresa tercerizadora deberá emplear personal calificado en construcción de redes de media y baja tensión, energizadas o desenergizadas, en número suficiente para la correcta prestación del Servicio; acorde con el compromiso de asignación y su tolerancia convenidos mutuamente en forma anual.

3.3.7 La empresa tercerizadora deberá contar con todas las herramientas, equipos, maquinaria, unidades de transporte y demás elementos que resulten necesarios para la prestación del Servicio, bienes que declara y se obliga a mantener en buen estado y condiciones adecuadas para su operación eficiente.

Específicamente, las unidades motorizadas destinadas a la prestación del Servicio deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

- Para Zonas Urbanas: Camionetas 4X2.

- Para el caso de terrenos arenosos, trochas, pendientes, cerros, alturas: Camionetas 4x4.

Adicionalmente, las unidades de transporte deberán contar con los siguientes exigencias:

- Seguro Obligatorio de Accidentes de Tránsito (SOAT) vigente.
- Constancia de Revisión Técnica Semestral.

Por último, las unidades de transporte deberán ser operadas por conductores que cuenten con los siguientes requisitos:

- Licencia de Conducir de acuerdo a la categoría del vehículo (Categoría A1, A2, A3)
- Curso de Seguridad y Riesgo Eléctrico.
- Curso de Primeros Auxilios.
- Curso de Manejo a la defensiva.
- Para los conductores de 4x4, entrenamiento en las mismas.

3.3.8 La empresa tercerizadora prestará el Servicio observando en rigor los procedimientos de cada tipo de obra.

3.3.9 **LUZ DEL SUR** emitirá Solicitudes de Servicio Tercerizado y las entregará a la empresa tercerizadora para su ejecución de acuerdo a su procedimiento respectivo, teniendo en consideración los términos y plazos establecidos en dichas solicitudes, las cuales deberán consignar como mínimo la siguiente información:

- La identificación del responsable de **LUZ DEL SUR** que emite la Solicitud de Servicio Tercerizado.
- La identificación del coordinador que la empresa tercerizadora que recibe la Solicitud de Servicio Tercerizado.
- El tipo de obra.
- Las instalaciones eléctricas involucradas en el Servicio, indicando su ubicación de manera clara y precisa.
- El tipo de pruebas técnicas que deberán practicarse a la obra.
- La retribución económica más el Impuesto General a las Ventas.
- El plazo de entrega de la obra.
- Plano Proyecto de la Obra. Si se tratase de una SST que no involucrará modificación de la topología y/o constitución de las redes, un croquis con la indicación de lo que se realizará.
- Formato IRE debidamente llenado.

3.3.10 Sin perjuicio de lo expresado en el numeral 3.3.2 y en la Solicitud de Servicio Tercerizado, son obligaciones y deberes de la empresa tercerizadora ejecutar aquellos servicios que puedan ser razonablemente exigidos por **LUZ DEL SUR** para el cabal cumplimiento de las obligaciones contractuales.

- 3.3.11 La empresa tercerizadora, a más tardar con 48 horas de anticipación al inicio de las obras materia de las Solicitudes de Servicio Tercerizado que fuesen a ejecutarse en áreas de uso público, deberá dar además el servicio de tramitar el aviso escrito a las autoridades municipales competentes sobre la ejecución de tales obras, de acuerdo a las indicaciones dadas por **LUZ DEL SUR**.
- 3.3.12 La empresa tercerizadora se obliga a ejecutar las obras materia de las Solicitudes de Servicio Tercerizado teniendo en consideración los instrumentos detallados en el punto 2 de estas Estipulaciones, a satisfacción de **LUZ DEL SUR** y dentro de los alcances de lo establecido por el artículo 1780° del Código Civil.
- 3.3.13 La empresa tercerizadora deberá entregar la obra a satisfacción de **LUZ DEL SUR** dentro del plazo consignado en la Solicitud de Servicio Tercerizado, lo cual deberá constar en un Acta de Entrega.

En caso que la empresa tercerizadora entregue la obra en forma tardía o extemporáneamente, abonará a **LUZ DEL SUR** una penalidad por cada día de atraso equivalente a medio por ciento (0.5%) de la retribución económica que corresponda a la respectiva Solicitud de Servicio Tercerizado, hasta un máximo acumulado de veinte por ciento (20%); salvo que el atraso se deba a causa de fuerza mayor, caso fortuito o hecho determinante de terceros informado por la empresa tercerizadora a **LUZ DEL SUR**, documentadamente, el primer día hábil siguiente de ocurrido el evento, lo que **LUZ DEL SUR** se reserva el derecho de comprobar y validar.

La empresa tercerizadora autoriza desde ya a **LUZ DEL SUR** a efectuar el cobro de dicha penalidad mediante retención de un importe similar de las facturas que por cualquier concepto haya emitido o emita la primera a nombre de **LUZ DEL SUR**, dando por extinguidas ambas obligaciones mediante compensación; ejecutar la Carta Fianza bancaria estipulada según Contrato de Prestación de Servicio.

- 3.3.14 **LUZ DEL SUR** podrá inspeccionar en cualquier momento la ejecución de las Solicitudes de Servicio Tercerizado.

3.4 GARANTIAS

La empresa tercerizadora garantiza por el período de dos (2) años la calidad de las obras materia de las Solicitudes de Servicio Tercerizado y de los materiales suministrados por ella.

Si ocurriese algún desperfecto o mal funcionamiento de los elementos que integran dichas obras dentro del período de garantía, atribuible a defectos de montaje, fabricación o materiales suministrados por la empresa tercerizadora, ésta deberá dar atención inmediata a fin de subsanar dichas deficiencias y se someterá a la conformidad de control de **LUZ DEL SUR**; corriendo el íntegro de los costos que irroque dicha subsanación por cuenta de la empresa tercerizadora.

Esta garantía no cubre daños ocasionados por deficiente operación, malas maniobras o reparaciones efectuadas por personal no calificado de **LUZ DEL SUR**, el desgaste normal de la obra o pérdida parcial o total por causa de fuerza mayor, caso fortuito o hecho determinante de terceros.

3.5 PERSONAL DE LA EMPRESA TERCERIZADORA

3.5.1 La empresa tercerizadora prestará el Servicio directamente a través de personal con el que mantenga vínculo laboral, siendo responsable de la supervisión de dicho personal.

3.5.2 El personal de la empresa tercerizadora, y de sus subcontratistas, asignado a la prestación del Servicio no tendrá ningún tipo de relación con **LUZ DEL SUR** y cumplirá sus labores bajo la absoluta y exclusiva responsabilidad de dicha empresa, motivo por el cual ésta será la única responsable del cumplimiento de todas las obligaciones laborales y tributarias derivadas de dicha relación, incluyendo, sin que la siguiente enumeración sea taxativa sino simplemente enunciativa, el pago de sus remuneraciones, beneficios sociales, contribuciones a la seguridad social, pagos al Sistema Privado de Fondos de Pensiones y/o a la ONP y de cualquier otro concepto de similar naturaleza.

Si por cualquier motivo se le exija a **LUZ DEL SUR** el pago de cualesquiera de las obligaciones que son de exclusiva responsabilidad de la empresa tercerizadora conforme a lo señalado en el párrafo anterior de este numeral, ésta deberá rembolsar a **LUZ DEL SUR** el importe que haya abonado, inmediatamente tome conocimiento de ello mediante documento de fecha cierta.

De no cumplir la empresa tercerizadora con efectuar el reembolso mencionado, autoriza desde ya a **LUZ DEL SUR** a efectuar el cobro del mismo mediante retención de un importe similar de las facturas que por cualquier concepto haya emitido o emita la primera a nombre de **LUZ DEL SUR**, dando por extinguidas ambas obligaciones mediante compensación; ejecutar la Carta Fianza bancaria estipulada en el Contrato de Prestación de Servicio.

3.5.3 La defensa ante cualquier reclamación, acción judicial o extrajudicial de naturaleza laboral, tributaria u otra, interpuesta o relacionada por o con el personal de la empresa tercerizadora y/o de sus subcontratistas, dirigida contra **LUZ DEL SUR**, será asumida directa, automática y plenamente por la empresa tercerizadora desde la sola comunicación que **LUZ DEL SUR** le curse al respecto, debiendo solicitar la sustitución de **LUZ DEL SUR** en los procesos o procedimientos que se inicien, cualquiera que fuese la decisión que adoptase la Autoridad Administrativa o Judicial; y, en todo caso, la empresa tercerizadora deberá rembolsar a **LUZ DEL SUR** todos los gastos, costos y honorarios profesionales en que hubiera incurrido con ocasión de tales reclamos u acciones, los cuales esta última podrá cobrar en igual forma al reembolso establecido en el numeral 3.5.2 de estas Especificaciones.

3.5.4 Los Directivos, funcionarios, personal y representantes legales de la empresa adjudicataria deberán guardar absoluta reserva y tratar con total confidencialidad cualquier información que pudiesen obtener, ya sea con autorización o sin ella, como consecuencia de las actividades que realicen en la ejecución de las órdenes de servicio, y que comprende: las técnicas industriales, métodos de trabajo, estudios, planes, programas, costos, proveedores, clientes, información relativa a negocios, infraestructura y sobre todo elemento constitutivo o relativo a la propiedad industrial de Luz del Sur, lo que también incluye cualquier otra información que, de manera voluntaria o involuntaria, directa o indirecta, llegue a su conocimiento.

Dicha prohibición se extiende por el plazo de tres años contado desde la fecha en que se obtuvo o tomó conocimiento de la indicada información. El incumplimiento de la presente estipulación contractual generará para el infractor la obligación de indemnizar a Luz del Sur por los daños y perjuicios que ello le origine. En todos los casos del indicado incumplimiento la empresa adjudicataria y su personal o el personal de sus subcontratistas responderán solidariamente.

3.5.5 La empresa tercerizadora deberá proporcionar al personal que asigne a la prestación del Servicio uniforme de trabajo y su respectiva credencial de identificación, los que deberán mantener en óptimas condiciones de presentación. En cualquier caso, cuando dicho personal deba ingresar a las instalaciones de **LUZ DEL SUR**, deberá identificarse con su credencial de identificación y su Documento Nacional de Identidad.

3.5.6 El personal que emplee la empresa tercerizadora para la prestación del Servicio deberá además estar capacitado en las siguientes materias:

- Curso Básico de Seguridad (8 horas como mínimo) que abarque los siguientes temas: conceptos básicos, causalidad de accidentes, riesgo eléctrico en baja, media y alta tensión, equipos de protección personal, procedimiento para trabajar en circuitos y/o equipos eléctricos, discusión y/o comentarios de casos reales.
- Curso de Primeros Auxilios (4 horas como mínimo) con énfasis en respiración artificial y masajes al corazón.
- Curso de Atención al Cliente (6 horas como mínimo).

Si **LUZ DEL SUR** solicitase a la empresa tercerizadora ésta deberá acreditar en forma documentada que su personal asignado al Servicio ha recibido la mencionada capacitación.

3.5.7 La empresa tercerizadora entregará a **LUZ DEL SUR** la relación del personal que asignará a la prestación del Servicio, así como de las personas responsables de la supervisión de los trabajos, detallando los siguientes datos:

- Apellido y nombres completos
- Domicilio actualizado
- Número telefónico
- Estado civil
- Fecha de nacimiento
- Número de Documento Nacional de Identidad
- Fotografía tamaño carné actualizado
- Número de afiliación a ESSALUD o EPS y
- Número de afiliación de AFP u ONP

Igual procedimiento seguirá cada vez que reemplace al personal inicialmente asignado a la prestación del Servicio o incremente su número.

3.6 PROGRAMA DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

3.6.1 El personal acreditado de la empresa tercerizadora deberá dar cumplimiento a todo lo dispuesto en el Reglamento de Seguridad y Salud en los Trabajos de la Actividad Eléctrica, aprobado por Resolución Ministerial N° 161-2007-MEM/DM, en el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-2005-EM, y a las demás normas técnicas y de prevención de riesgos, enfermedades profesionales, ocupacionales y de seguridad, así como a los procedimientos análogos de **LUZ DEL SUR**.

3.6.2 La empresa tercerizadora deberá contar con los siguientes instrumentos de seguridad y prevención de riesgos:

- Constituir un Comité de Prevención de Riesgos.
- Contar con actas del comité de Prevención de Riesgos.
- Anualmente realizar un "Estudio de Riesgos" y "El Programa Anual de Seguridad y Salud en el Trabajo".
- Programa de Inspecciones Planeadas y Observaciones Planeadas.
- Copia de registros (formato) de inspecciones realizadas hasta la fecha.
- Copia de registros (formato) de observaciones realizadas hasta la fecha.
- Contar con listas de verificación de herramientas, equipos e implementos de protección personal.
- Procedimientos escritos para la ejecución de trabajos, los mismos que deben incluir aspectos de seguridad, salud y medio ambiente. Los mismos que deberán ser revisados periódicamente.
- Programa y registros de Charlas de cinco minutos.
- Programa y registros de Charlas específicas en prevención de riesgos.
- Informes de investigación de accidentes y/o cuasi-accidentes de los últimos tres años.
- Entrenamiento en la tarea.
- Programa de actividades referidas a la promoción, motivación y estímulo hacia la prevención de riesgos.
- Registro de Observaciones e Inspecciones Planeadas relacionados con el Servicio.
- Registro de accidentes y cuasi-accidentes de trabajo, así como incidentes relacionados con el Servicio.
- Plan de Contingencia.
- Programa de exámenes médicos al personal.

3.6.3 La empresa tercerizadora deberá declarar bajo juramento a **LUZ DEL SUR** su record mensual de seguridad, el que comprenderá la información siguiente:

- Los accidentes de trabajo (fatales, graves o leves) sufridos por su personal y el de sus subcontratistas durante la ejecución de las Solicitudes de Servicio Tercerizado.
- Las amonestaciones y/o notificaciones de seguridad por incumplimiento de los reglamentos, normas y procedimientos de seguridad.

3.6.4 Todo incumplimiento por parte de los directivos, representantes y/o personal de la empresa tercerizadora de las medidas de seguridad o de prevención de riesgos previstas en los numerales anteriores de este punto de las Especificaciones del Servicio, ya sea durante la ejecución de alguna Solicitud de Servicio Tercerizado o en cualquier otra actividad relacionada que ellos

desarrollen en los locales e instalaciones de **LUZ DEL SUR**, o en zonas colindantes o próximas, así como la ocurrencia de accidentes fatales imputables a cualesquiera de ellos, sea por negligencia, impericia o imprudencia, se considerará como una causal de resolución del Servicio, sin derecho de pago indemnizatorio alguno a favor de empresa tercerizadora.

Alternativamente, en caso el accidentado fuese personal de una de las empresas subcontratistas de la empresa tercerizadora, **LUZ DEL SUR** podrá exigir a esta última no volver a recurrir a los servicios de la primera para ejecutar sus Solicitudes de Servicio Tercerizado.

3.7 ACCIDENTES Y ASISTENCIA

- 3.7.1 La empresa tercerizadora está obligada a adoptar todas las medidas y precauciones de seguridad apropiadas para evitar eventuales accidentes o prevenir riesgos que puedan afectar a sus trabajadores durante la prestación del Servicio relacionado a la naturaleza del trabajo. Si por causas imputables a las instalaciones de la empresa concesionaria se tuviera que adoptar medidas de seguridad adicionales, los costos incurridos por ello deberán ser reconocidos por Luz del Sur.
- 3.7.2 En caso de ocurrir algún accidente al personal de la empresa tercerizadora y/o a terceros durante la prestación del Servicio, cualquiera sea su gravedad, ésta deberá informarlo por escrito a **LUZ DEL SUR** dentro de un plazo máximo de doce (12) horas de ocurrido y ampliar el informe por escrito la empresa dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes. Si por el incumplimiento de la empresa tercerizadora le fuera impuesta una multa a **LUZ DEL SUR**, ésta deberá ser asumida íntegramente por la empresa tercerizadora.
- 3.7.3 La empresa tercerizadora deberá entregar a **LUZ DEL SUR**, dentro del primer día hábil posterior a la fecha en que ocurra un accidente, copia de la carta cursada a su compañía de seguros informando dicho siniestro, donde aparezca el sello y la firma que acrediten su recepción por la destinataria; contando con dos (2) días hábiles adicionales para presentar una copia del "Aviso de Accidente de Trabajo" (Formato N° 1 de la Resolución de Gerencia General N° 1041-GG-ESSALUD-99) debidamente llenado por el médico tratante del trabajador accidentado.
- 3.7.4 La empresa tercerizadora deberá cumplir con las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N° 009-2005-TR, en especial, las comunicaciones que debe de efectuar, en caso de accidentes mortales y de trabajo, dentro de los plazos establecidos en la citada norma.

- 3.7.5 **LUZ DEL SUR** no tendrá ninguna responsabilidad ni obligación que resulte como consecuencia de que el personal de la empresa tercerizadora, o de los subcontratistas de ésta, sufra algún accidente que le produzca lesiones leves o graves, o inclusive la muerte, durante la prestación del Servicio.

3.8 RESPONSABILIDADES DE LA EMPRESA TERCERIZADORA

- 3.8.1 La empresa tercerizadora deberá declarar expresamente en el Contrato de Servicio Tercerizado que son de su exclusiva responsabilidad todas las obligaciones civiles, penales, tributarias, laborales y/o administrativas que pudieran resultar de su incumplimiento de normas nacionales, regionales y locales, que le fuera atribuido administrativa, tributaria, judicial o extrajudicialmente como consecuencia directa o indirecta de la ejecución de las Solicitudes de Servicio Tercerizado, incluidas aquellas que pudieran resultar de:
- Los accidentes que afecten la vida, el cuerpo y la salud del personal de **LUZ DEL SUR**, de terceros, de sus subcontratistas y/o del suyo propio.
 - Los daños y perjuicios ocasionados a razón de la pérdida total o parcial de los bienes de **LUZ DEL SUR**, de terceros, de sus subcontratistas o de los suyos propios.
- 3.8.2 Si por causas imputables a la empresa tercerizadora se impusieran a **LUZ DEL SUR** multas por cualquier concepto relacionado o asociado a la ejecución de las Solicitudes de Servicio Tercerizado, **LUZ DEL SUR** retendrá un monto equivalente a dichas sanciones de cualquier cuenta por pagar que mantenga registrada o pendiente de pago a favor de dicha empresa, se haya derivado de la relación contractual creada a través de este instrumento o de cualquier otro, sea de fecha pasada o que a futuro celebren las partes, extinguiéndose ambas obligaciones por compensación.

En este supuesto **LUZ DEL SUR** cede desde ya sus derechos a favor de la empresa tercerizadora a fin de que ésta pueda accionar ante la Autoridad la recuperación de dichos pagos si así lo estimare pertinente.

Si habiendo cumplido con el servicio de tramite del aviso escrito a la municipalidad especificado en el ítem 3.3.11 , este fuese considerado insuficiente por la entidad municipal generándose el requerimiento de pagos adicionales o multas por el concepto de "Trabajos sin Autorización Municipal"; estos serán asumidos por **LUZ DEL SUR**.

- 3.8.3 Frente a cualquier incumplimiento por parte de la empresa tercerizadora de lo estipulado en el numeral 3.8, el Contrato de

Servicio Tercerizado quedará resuelto conforme al punto 9 de estas Estipulaciones, dejando a salvo el derecho de **LUZ DEL SUR** de accionar en la vía pertinente para el cobro de las obligaciones económicas asumidas por dicha empresa a la fecha de resolución, se encuentren impagas, y, a ejecutar la carta fianza estipulada en el numeral 3.4.1.

- 3.8.4 **LUZ DEL SUR** no tiene ni tendrá obligación ni responsabilidad alguna en los procesos judiciales, tributarios y/o administrativos, seguidos contra la empresa tercerizadora ante o por Organismos y Entidades Estatales, de derecho público o privado, que puedan existir a la fecha de suscripción del Contrato de Servicio Tercerizado o con posterioridad a ella.
- 3.8.5 Tecsur a través de su personal, revisará y aprobará todas las liquidaciones correspondientes a los servicios solicitados **por LUZ DEL SUR**, siendo de su entera responsabilidad que estas liquidaciones representen fielmente aquellos efectivamente prestados y los materiales instalados o empleados.

4. PENALIDADES

- 4.1 Adicionalmente a las penalidades previstas en el punto 3 de estas Especificaciones, la empresa tercerizadora estará sujeta al pago de las penalidades que a continuación se indican en caso su personal o el de sus subcontratistas cometa algunos de los actos de incumplimiento del contrato que a continuación se indican, sin perjuicio del pago de la indemnización por el daño ulterior:
- a) Incumplir lo establecido en los documentos y normas que integren el Contrato de Servicio Tercerizado, será resarcido con una penalidad equivalente a 1 UIT.
 - b) Incumplimiento de cualquiera de las cláusulas del Contrato de Servicio Tercerizado, será resarcido con una penalidad equivalente a 1 UIT.
 - c) Proporcionar información falsa, inexacta u ocultarla, será resarcido con una penalidad equivalente a 1 UIT
 - d) Incumplimiento de sus procedimientos indicados en el numeral 3.3.3 de estas Especificaciones, será resarcido con una penalidad equivalente a 1 UIT
 - e) Por no ejecutar una Solicitud de Servicio Tercerizado, será resarcido con una penalidad equivalente al 100% de la retribución económica correspondiente a la respectiva Solicitud de Servicio.
 - f) Cumplimiento parcial injustificado o defectuoso de una Solicitud de Servicio Tercerizado, será resarcido con una penalidad equivalente a dos veces la reparación de la misma, aparte del compromiso de normalizar el defecto.

- g) Incumplir o cumplir parcial, tardía o defectuosamente sus obligaciones laborales, ante la Seguridad Social, previsionales y/o tributarias, relacionadas a su personal, será resarcido con una penalidad equivalente a 0.2 UIT
- h) Cuando el personal de la empresa tercerizadora cometa actos contra la moral y las buenas costumbres o preste el Servicio en condiciones que le impidan cumplir con sus obligaciones en forma normal, será resarcido con una penalidad equivalente a 0.5 UIT
- i) En caso que se acredite fehacientemente que el personal de la empresa tercerizadora utiliza indebidamente el nombre de **LUZ DEL SUR**, para beneficio propio y/o efectúa trámites en su nombre, será resarcido con una penalidad equivalente a 1 UIT; reservándose **LUZ DEL SUR** el derecho de interponer la respectiva denuncia penal.
- j) Cobros a los usuarios de **LUZ DEL SUR**, se hagan éstos efectivos o no, será resarcido con una penalidad equivalente a 5 UIT, sin perjuicio de las acciones legales contra el infractor.
- k) Brindar información a terceros sobre los procedimientos, métodos, trabajos y en general cualquier información de **LUZ DEL SUR**, inclusive aquella relacionada a las Solicitudes de Servicio Tercerizado, será resarcido con una penalidad equivalente a 3 UIT
- l) Maltratos a los usuarios de **LUZ DEL SUR**, será resarcido con una penalidad equivalente a 1 UIT

4.2 Los incumplimientos y aplicación de penalidades, serán comunicados por escrito por **LUZ DEL SUR** a la empresa tercerizadora.

4.3 La empresa tercerizadora podrá presentar los descargos que considere pertinente, los mismos que serán revisados por **LUZ DEL SUR** para su ratificación o anulación.

4.4 Las penalidades serán acumulativas y se facturarán mensualmente, estando autorizada **LUZ DEL SUR** por la empresa tercerizadora para efectuar el cobro de las penalidades mediante retención de un importe similar de las facturas que por cualquier concepto haya emitido o emita dicha empresa a nombre de **LUZ DEL SUR**, dando por extinguidas ambas obligaciones mediante compensación; o podrá ejecutar la Carta Fianza bancaria estipulada en el Contrato de Prestación de Servicio.

5. REPRESENTACION

5.1 Para la aplicación y administración del Contrato de Servicio Tercerizado **LUZ DEL SUR** será representada por su Gerente de Ingeniería y Planeamiento, quien podrá delegar sus atribuciones en uno o más terceros.

La empresa tercerizadora realizará todas las coordinaciones y cursará todas sus comunicaciones relacionadas con el Servicio al mencionado Gerente o a los terceros que aquél designe conforme al párrafo anterior.

- 5.2 La empresa tercerizadora designará por escrito a un Coordinador General, quién estará encargado de la aplicación y administración del presente contrato y velará por el cumplimiento de sus obligaciones y deberes contractuales durante su plazo de vigencia. Cualquier cambio del señalado Coordinador General por decisión de la empresa tercerizadora deberá ser comunicado por escrito a **LUZ DEL SUR** dentro de las 24 horas siguientes.

A6.- Estudio de Sobrecarga de Transformadores de Potencia

Estudio de Sobrecarga de Transformadores de Potencia

Resumen

Contiene recomendaciones generales para la carga del transformador de subestación Guaracachi, propiedad de TDE

Palabras claves

Transformador de potencia; sobrecarga

Marcelo J. Hinojosa Torrico

mhinojosa@tde.com.bo

Febrero 2001

INTRODUCCIÓN

La elaboración del estudio de Sobrecarga de Transformadores de Potencia, consideró todas las consecuencias y riesgos que implica una sobrecarga de transferencia de potencia. Para tal efecto se han realizado diferentes desarrollos matemáticos que encierran el comportamiento del autotransformador de la subestación Guaracachi, tablas comparativas de resultados y de recomendaciones para diferentes estados de precarga y sobrecarga, tomando como referencia la "Guía de Carga del IEEE para transformadores sumergidos en aceite mineral ANSI/IEEE C57.91-1995.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN..... I

CONTENIDO II

ESTUDIO DE SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

1	PRÓLOGO.....	1
1.1	<i>Alcance</i>	1
1.2	<i>Propósito</i>	1
2	DEFINICIONES.....	1
2.1	<i>Factor de aceleración de envejecimiento</i>	1
2.2	<i>Pérdida porcentual de vida</i>	1
2.3	<i>Vida del aislamiento de transformadores</i>	1
3	EFFECTOS DE LA SOBRECARGA.....	2
3.1	<i>Generalidades</i>	2
3.2	<i>Consideraciones de voltaje y de frecuencia</i>	3
3.3	<i>Efecto de la Sobrecarga en los Bushings</i>	3
3.4	<i>Cambiadores de Tap</i>	4
3.5	<i>Transformadores de Corriente tipo Bushing</i>	4
3.6	<i>Información necesaria para los cálculos de sobrecarga</i>	4
4	VIDA DEL AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR.....	6
4.1	<i>Generalidades</i>	6
4.2	<i>Ecuaciones del envejecimiento</i>	6
4.3	<i>Porcentaje de pérdida de vida</i>	8
5	TEMPERATURA AMBIENTE Y SU INFLUENCIA EN LA CARGA.....	9
5.1	<i>Generalidades</i>	9
5.2	<i>Temperatura ambiente aproximada para transformadores enfriados por aire</i>	9
5.3	<i>Influencia de la temperatura ambiente sobre la carga para una expectativa de vida normal</i>	9
6	CÁLCULO DE TEMPERATURAS.....	10
6.1	<i>Ciclos de carga</i>	10
6.2	<i>Cálculo de Temperaturas</i>	12
7	CARGA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	17
7.1	<i>Tipos de carga y su interrelación</i>	17
7.2	<i>Limitaciones</i>	18
7.3	<i>Carga con expectativa de vida normal</i>	19
7.4	<i>Carga planificada por encima de las especificaciones de placa</i>	21
7.5	<i>Carga de emergencia por largo tiempo</i>	21
7.6	<i>Carga de emergencia por corto tiempo</i>	21
8	EJEMPLO DE CÁLCULO.....	22

Estudio de Sobrecarga de Transformadores de Potencia

1 Prólogo

1.1 Alcance

Causas y recomendaciones específicas para casos de sobrecarga de transformadores de potencia, considerando los efectos térmicos, mecánicos y eléctricos, que tienen lugar en un proceso de sobrecarga y las medidas de control que deben tomarse en cuenta para evitar daños en el transformador.

El estudio está basado en La Guía de Carga de Transformadores Sumergidos en Aceite Mineral ANSI/IEEE Std C57.91-1995.

1.2 Propósito

Aplicaciones de cargas que exceden el nivel de las especificaciones de placa involucran cierto grado de riesgo. El propósito de ésta guía es identificar estos riesgos y establecer limitaciones y líneas directrices cuya aplicación minimizará los riesgos hasta un nivel aceptable por el propietario del equipo.

2 Definiciones

2.1 Factor de aceleración de envejecimiento

Para una temperatura dada en los puntos más calientes, el nivel/grado en que el envejecimiento del aislamiento del transformador es acelerado en comparación con el nivel de envejecimiento a una temperatura de puntos más calientes de referencia. La temperatura de referencia para los puntos más calientes es de 110°C para transformadores con elevación de 65°C en promedio en el bobinado y de 95°C para los con elevación de 55°C en promedio del bobinado (sin aislamiento térmico mejorado).

2.2 Pérdida porcentual de vida

El envejecimiento equivalente en horas a la temperatura de referencia en los puntos más calientes por un período de tiempo (usualmente 24 horas) es cien (100) dividido por la vida total normal del aislamiento en horas a la temperatura de referencia en los puntos de más calentamiento.

Se obtiene el envejecimiento equivalente en horas a diferentes temperaturas de los puntos más calientes multiplicando los factores de aceleración del envejecimiento para las temperaturas en los puntos de más calentamiento por los períodos de tiempo de las varias temperaturas en los puntos más calientes.

2.3 Vida del aislamiento de transformadores

Para una temperatura dada en el aislamiento de un transformador, el tiempo total entre el estado inicial en que se considera que el aislamiento es nuevo y el estado final en que puede ocurrir un esfuerzo dieléctrico, esfuerzo en cortocircuito o movimiento mecánico, en servicio normal, lo que causaría una falla eléctrica.

Electric Listas

3 Efectos de la Sobrecarga

3.1 Generalidades

La aplicación de cargas que exceden el nivel de las especificaciones de placa (sobrecarga) involucran cierto grado de riesgo. A continuación enumeramos las áreas de riesgo que hay que tomar en consideración cuando se carga grandes transformadores por encima del nivel de las especificaciones de placa.

- a) La evolución de gas libre proveniente del aislamiento del bobinado y de los conductores terminales (conductores aislados) calentados por la carga y por las corrientes de Foucault (corrientes que circulan entre y dentro de los alambres de los conductores aislados) pueden hacer peligrar la integridad dieléctrica
- b) La evolución de gas libre proveniente del aislamiento adyacente a las partes metálicas vinculadas por el flujo electromagnético producido por el bobinado o corrientes de inducidas puede también reducir la rigidez dieléctrica
- c) Los cálculos de pérdida de vida pueden efectuarse como se describe en cláusula 4. Cuando el cálculo de la pérdida porcentual de la vida total se realiza basado en una definición arbitraria de una "vida normal" en horas, uno tiene que reconocer que los resultados calculados no pueden ser tan conservadores para transformadores de más de 100 MVA como lo son para unidades más pequeñas ya que el cálculo no toma en consideración los efectos del desgaste mecánico que puede aumentar con la subida de nivel de potencia (MVA)
- d) La operación a una alta temperatura causará una disminución en la resistencia mecánica tanto del aislamiento del conductor como de la estructura. Estos efectos son más preocupantes durante los períodos de sobrecorriente transitoria (en falla) cuando los esfuerzos mecánicos alcanzan sus niveles más altos.
- e) La expansión térmica de conductores, materiales aislantes, o partes estructurales a altas temperaturas puede dar como resultado deformaciones permanentes que podrían contribuir a ocasionar fallas mecánicas o dieléctricas.
- f) La presión acumulada en los bushings, para corrientes por encima del nivel especificado pueden dar como resultado el filtrado/goteo de empaquetaduras, pérdida de aceite, y finalmente una falla dieléctrica.
- g) Un incremento en la resistencia de contactos en los cambiadores de tap, puede dar como resultado el acumulo de productos de la descomposición del aceite en una región de alta temperatura muy localizada en el punto de contacto cuando el cambiador de tap es sobrecargado. En caso extremo, esto puede dar como resultado una condición de embalamiento térmico con formación de arcos en los contactos y una evolución violenta de gas.
- h) El equipo auxiliar interno dentro del transformador como ser reactores y transformadores de medida, pueden también estar sujetos a algunos de los riesgos identificados anteriormente.
- i) Cuando la temperatura de la parte superior del aceite excede los 105°C (elevación de 65°C por encima de los 40°C de temperatura ambiente de acuerdo con IEEE Std.C57.12.00-1993), existe la posibilidad de que la expansión del aceite sea mayor que la capacidad contenedora del tanque y puede también dar como resultado una presión que ocasione que entre en operación el dispositivo de desahogo de presión expulsando al aceite. La pérdida de aceite puede igualmente crear problemas en el sistema de conservación del aceite o exponer partes eléctricas durante el enfriamiento.

Electric Listas

3.2 Consideraciones de voltaje y de frecuencia

Hay que tomar en consideración las influencias del voltaje y de la frecuencia cuando se determina las limitaciones para la sobrecarga de un transformador. Hay que hacerlo a pesar de que muy probablemente habrá poco control de estos parámetros durante una sobrecarga. Se tiene que reconocer que, en condiciones de sobrecarga, la regulación del voltaje a través del transformador puede incrementarse significativamente (dependiendo de la impedancia del transformador) debido a la carga incrementada de la potencia y la caída posible del factor de potencia.

3.3 Efecto de la Sobrecarga en los Bushings

Los Bushings son diseñados normalmente para un límite de temperatura en los puntos más calientes de 105°C en caso de corriente nominal y con una temperatura del aceite superior de 95°C promediado en un periodo de 24 horas. Operarlo por encima de éstos valores puede resultar en temperaturas por encima de éste límite, lo que puede causar la pérdida de vida de los Bushings dependiendo del perfil real de tiempo vs. Temperatura que se observa en el Bushing.

Una serie de factores que reducen la severidad de las sobrecargas en los Bushings comparados con las sobrecargas en el aislamiento del bobinado del transformador comprenden los siguientes:

- a) La temperatura del aceite superior en el transformador puede estar bastante por debajo de 95°C con carga nominal
- b) Los Bushings son unidades selladas que protegen el aislamiento y la integridad térmica
- c) El aislamiento de los Bushings es usualmente más seco que el aislamiento del transformador
- d) El aislamiento de los Bushings no es sometido a un esfuerzo significativo en caso de fuertes corrientes de falla
- e) Los Bushings tienen una capacidad de corriente nominal superior a la de los bobinados

Los posibles efectos de la Sobrecarga pueden ser:

- a) Formación de presión interna
- b) Envejecimiento de los materiales de la empaquetaduras
- c) Incrementos inusuales en el factor de potencia debido a deterioro térmico
- d) Formación de Burbuja gaseosas a causa de puntos muy caliente que sobrepasen los 140°C
- e) Embalamiento térmico a causa de mayores pérdidas dieléctricas a altas temperaturas
- f) Calentamiento de salientes metálicas debido al flujo de dispersión magnética.

Conductores de tracción en los Bushings (Chicotillos)

El rendimiento térmico del Bushing es determinado por el tamaño del conductor (dentro del Bushing) suministrado como parte del transformador, y puede que las especificaciones de los valores nominales no sean aplicables. Los conductores de tracción pueden limitar la carga del transformador a menos de la capacidad del aislamiento del bobinado del transformador o del Bushing.

Electric Listas

3.4 Cambiadores de Tap

Cambiadores de Tap para una operaciones en vacío (TCDO)

La elevación de temperatura dependerá del diseño de los contactos y de la condición de éstos cuando ocurre una carga. A pesar que tienen una cierta capacidad de sobrecarga cuando son nuevos, ésta capacidad puede disminuir debido a la formación de una película fina en los contactos que ocurre durante servicio normal.

Una vez que un contacto alcance una temperatura crítica, puede producirse una condición de embalamiento térmico. Los contactos se sobrecalientan y se forma un depósito alrededor de los contactos, lo que incrementa la resistencia del contacto hasta que finalmente alcanza una temperatura que genera gas. Mínimamente, esto producirá una alarma de gas. Máximamente, el gas puede ocasionar la interrupción dieléctrica del transformador.

Cambiador de Tap en carga (LTC)

Las especificaciones actuales para un LTC incluye lo siguiente:

- a) Límite de elevación de temperatura de 20°C para cualquier corriente que lleva contacto con aceite cuando opera a 1.2 veces la corriente nominal máxima del LTC
- b) Capacidad de soportar 40 operaciones de ruptura a dos veces la corriente y kVA máximos. Los oscilogramas sacados en cada operación indicarán que en ningún caso el momento de producir arcos es tal que haga peligrar la operación del aparato.

Las normas permiten a los contactos de los cambiadores de Tap a funcionar en aceite a 100°C con una elevación de temperatura de 20°C a 1.2 veces las especificaciones nominales. Además la experiencia ha mostrado que comienza a formarse carbono en los contactos en el aceite a temperaturas elevadas (del orden de 120°C). La gravedad de ésta formación de carbono depende de la acción de fricción de los contactos de conmutación, de la frecuencia con que tiene lugar la operación de conmutación, y del tiempo en que persiste ésta temperatura.

3.5 Transformadores de Corriente tipo Bushing

Los transformadores de corriente tipo Bushing tienen el aceite superior como temperatura ambiente, la que es limitada a 105°C de temperatura total con salida nominal para los transformadores con elevación de temperatura de 65°C.

3.6 Información necesaria para los cálculos de sobrecarga

Cuando se pretende efectuar cálculos para determinar la capacidad de carga de un transformador, es necesario buscar la siguiente información de las especificaciones o en el reporte de ensayo final:

- a) Elevación de la temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente en caso de carga especificada (nominal)
- b) Elevación de la temperatura del aceite de la parte inferior por encima de la temperatura ambiente en caso de carga especificada
- c) Elevación promedio de la temperatura en el conductor por encima de la temperatura ambiente en caso de carga especificada
- d) Elevación de la temperatura en el punto más caliente del bobinado por encima de la temperatura ambiente a carga nominal

Electric Listas

- e) Pérdidas de carga a carga nominal
- f) Pérdida en el núcleo en vacío
- g) Pérdida total a carga nominal
- h) Peso del conjunto de núcleo y bobina
- i) Peso del tanque y accesorios

NOTA - Para propósitos de cálculo térmico transitorio, el peso del tanque y los accesorios que se utilizará será únicamente de aquellas porciones que están en contacto con aceite calentado.

- j) Volumen del aceite en el tanque y en el equipo de refrigeración (excluyendo los Compartimentos LTC, los tanques de expansión del aceite, etc.)

Para toda la información citada de a) a f), hay que indicar las condiciones bajo las que se hicieron las mediciones (carga, temperatura ambiente, tap, etc.). Si se provee datos de tests provenientes de unidades térmicamente similares, entonces los datos indicados en el reporte del test tienen que corregirse por el fabricante utilizando las características reales del diseño (pérdidas, superficie refrigerante, etc.) del transformador suministrado.

Cálculos más precisos de la capacidad de carga pueden realizarse utilizando la siguiente información adicional:

- k) Pérdida de carga en caso de carga nominal y extremos de tap ó todas las combinaciones de tap posibles
- l) Resistencia del bobinado en caso de los extremos del tap ó todas las combinaciones de tap posibles
- m) Pérdida total por dispersión y corrientes de Foucault como porcentaje de la pérdida total de carga y pérdida estimada por dispersión y por corrientes parásitas
- n) Pérdida por corrientes de Foucault por unidad en un lugar de punto caliente
- o) Altura del bobinado por unidad hasta el lugar del punto caliente

El test de elevación de temperatura (calentamiento) se realiza en la posición de tap de pérdida máxima. Estos datos dan como resultado predicciones conservadoras de la capacidad de carga cuando el transformador está operando en otra toma que la de pérdida máxima. Para lograr predicciones más precisas de la capacidad de un transformador basadas en el ciclo real de carga y las conexiones de tap, se podrá efectuar varios ajustes en los datos presentados en el informe de prueba antes de utilizar los datos como punto de partida en cálculos de carga. Estos ajustes se dan en lo siguiente:

- p) Ciclo de carga en kVA en la combinación real de las conexiones de tap
- q) Utilice las pérdidas de carga medidas o calculadas para la conexión de tap
- r) Corrija los datos del test de elevación de temperatura para las pérdidas menores o corriente nominal diferente
- s) Determine si el gradiente del bobinado cambia en los puntos más calientes cuando cambian las conexiones de tap.

Electric Listas

El cálculo del efecto de la operación del cambiador de tap bajo carga (LTC) en las predicciones de carga es un tema extremadamente complicado y controversial, y su efecto puede variar según el fabricante. Para algunos diseños el efecto de la operación del cambiador de tap bajo carga puede tener un efecto insignificante sobre la elevación de la temperatura en el bobinado del transformador.

4 Vida del Aislamiento de un Transformador

4.1 Generalidades

El envejecimiento o deterioro del aislamiento está en función del tiempo, de la temperatura, el contenido de humedad, y el contenido de oxígeno. Con los sistemas modernos de conservación de aceite, se puede minimizar las contribuciones de la humedad y del oxígeno al deterioro del aislamiento, dejando la temperatura del aislamiento como parámetro de control.

En la mayoría de los transformadores, la distribución de la temperatura no es uniforme, la parte que está operando a la mayor temperatura sufrirá normalmente el mayor deterioro. Por eso, es usual en estudios del envejecimiento tomar en consideración los efectos de envejecimiento producidos por la mayor temperatura (en los puntos más calientes). Ya que muchos factores influyen el efecto acumulativo de la temperatura con el tiempo, causando deterioro del aislamiento del transformador, no es posible predecir con cierto grado de precisión cual es la vida útil del aislamiento en un transformador, incluso en condiciones constantes o controladas de cerca, y mucho menos en condiciones de servicio muy variadas. Cada vez que utilizamos la palabra "vida" en esta guía, quiere decir vida calculada del aislamiento, no la vida real del transformador.

4.2 Ecuaciones del envejecimiento

La evidencia experimental indica que la relación del deterioro del aislamiento con el tiempo sigue una adaptación de la teoría de la velocidad de reacción de Arrhenius bajo la forma siguiente:

$$\text{Por unidad de vida} = A \cdot EXP\left[\frac{B}{\Theta_H + 273}\right]$$

en que

Θ_H es la temperatura del punto más caliente del bobinado, en °C

A es una constante

B es una constante

La curva de vida por unidad del aislamiento del transformador de la figura 1 relaciona la vida del aislamiento del transformador por unidad con la temperatura de los puntos más calientes del bobinado. El uso de esta curva aísla la temperatura como principal variable que afecta la vida térmica; Indica también el grado hasta el cual el nivel de envejecimiento es acelerado por encima de lo normal para temperaturas por encima de una temperatura de referencia de 110°C y se reduce debajo de lo normal para temperaturas debajo de 110°C. La ecuación para esta curva es la siguiente:

$$\text{Por unidad de vida} = 9.80 \times 10^{-18} EXP\left[\frac{1500}{\Theta_H + 273}\right] \quad (1)$$

y para un aislante cuya elevación de temperatura promedio de 55°C (95°C), es:

$$\text{Por unidad de vida} = 2.00 \times 10^{-8} EXP\left[\frac{1500}{\Theta_H + 273}\right] \quad (1')$$

Electric Listas

La curva de vida por unidad del aislamiento del transformador (figura 1) puede usarse de las siguientes dos maneras:

Es la base para el cálculo de un factor de aceleración del envejecimiento (F_{AA}) para una carga y temperatura dada o para un perfil de carga variable y temperatura por un período de 24h. En la figura 2 se muestra una curva de F_{AA} versus temperatura del punto más caliente para un sistema de aislamiento con elevación de 65 °C. La ecuación para F_{AA} es la siguiente:

$$F_{AA} = EXP \left[\frac{1500}{383} \frac{1500}{\Theta_H + 273} \right] \quad (2)$$

y para un aislante cuya elevación de temperatura promedio de 55°C (95°C), es:

$$F_{AA} = EXP \left[\frac{1500}{368} \frac{1500}{\Theta_H + 273} \right] \quad (2')$$

La ecuación 2 puede utilizarse para calcular el envejecimiento equivalente del transformador.

La vida equivalente (en horas o días) a la temperatura de referencia que se consumirá en un período de tiempo dado para el ciclo de la temperatura dada es la siguiente:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA,n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (3)$$

donde

- F_{EQA} es el factor de envejecimiento equivalente para el período total de tiempo
- n es el índice del intervalo de tiempo, t
- N es el número total de intervalos de tiempo
- $F_{AA,n}$ es el factor de aceleración del envejecimiento para la temperatura que existe durante el intervalo de tiempo Δt_n .
- Δt_n es el intervalo de tiempo, horas

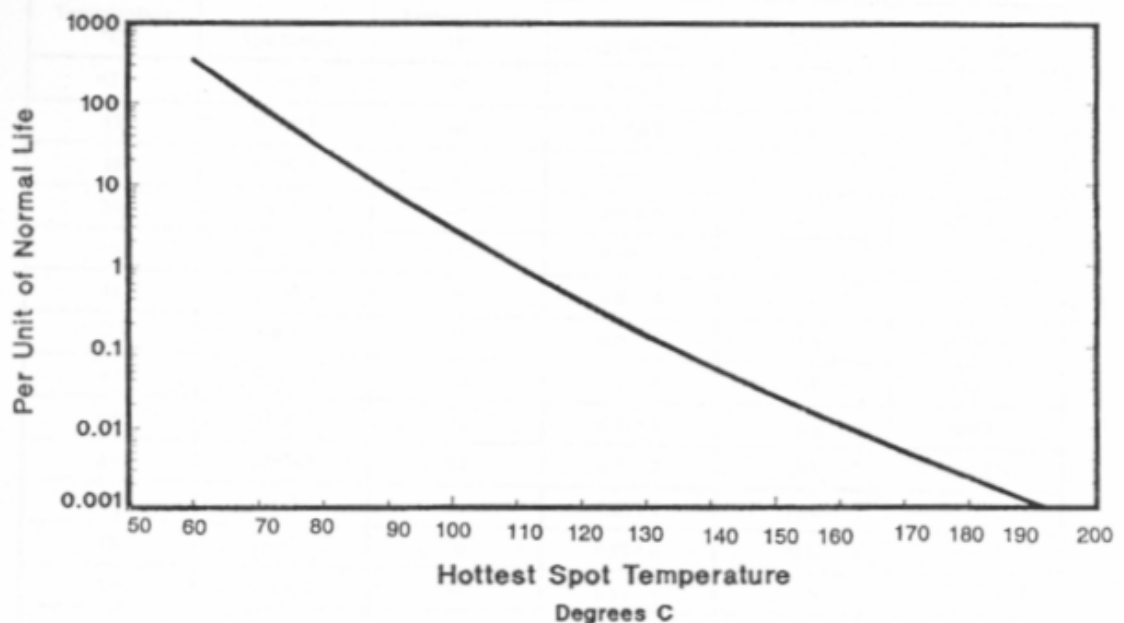


Figura 1 - Vida del aislamiento del transformador

Horizontal: Temperatura del Punto más caliente - Grados C

Vertical: Por unidad de Vida Normal

Electric Listas

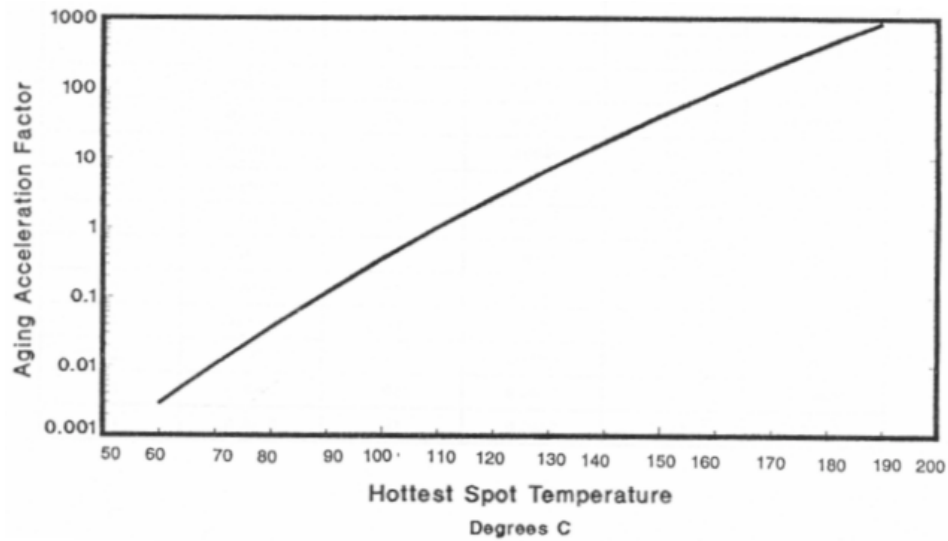


Figura 2 - Factor de aceleración del envejecimiento (relativo hasta 110 °C)

Horizontal: Temperatura del Punto más caliente - Grados C
Vertical: Factor de aceleración del Envejecimiento

4.3 Porcentaje de pérdida de vida

La curva de vida por unidad del aislamiento (figura 1) puede utilizarse también para calcular el porcentaje de pérdida total de vida. Para hacerlo, es necesario definir arbitrariamente la vida normal del aislamiento a la temperatura de referencia en horas o años. En la tabla 2 se puede seleccionar los valores Benchmark de la vida normal del aislamiento para un sistema bien seco, libre de oxígeno. Luego se determina las horas de vida perdidas en el período total de tiempo multiplicando el envejecimiento equivalente determinado en ecuación 4 por el período de tiempo (t) en horas. Esto da las horas equivalentes de vida a la temperatura de referencia que son consumidas en el período de tiempo. El porcentaje de pérdida de vida del aislamiento en el período de tiempo son las horas equivalentes de vida dividido por la definición de la vida total normal del aislamiento y multiplicado por 100. Generalmente el período total de tiempo utilizado es de 24 h. La ecuación es dada como sigue:

$$\% \text{Pérdida de vida} = \frac{F_{EQA} \cdot t \cdot 100}{\text{Vida normal de aislamiento}} \quad (4)$$

Tabla 1 - Vida normal del aislamiento de un sistema de aislamiento bien seco, libre de oxígeno con elevación de temperatura promedio de 65 °C en el bobinado a la temperatura de referencia de 110 °C

Base	Vida normal del aislamiento	
	Horas	Años
50% resistencia a la tracción conservada del aislamiento.(criterio del anterior IEEE Std C57.92-1981)	65 000	7.42
25% resistencia a la tracción conservada del aislamiento	135 000	15.41
200 grado de polimerización conservado en aislamiento	150 000	17.12
Interpretación de Datos de Tests de la vida funcional del transformador de distribución (criterio del anterior IEEE Std C57.91-1981)	180 000	20.55

NOTA

Los valores de conservación de la Resistencia a la tracción ó grado de polimerización (D.P.) fueron determinados por medio del envejecimiento en tubos sellados con muestras bien secas en aceite libre de oxígeno.

Electric Listas

Definiciones posibles de la vida normal a 110 °C de tabla 2 son las siguientes:

Vida Normal	
Horas	Días
180 000	7500
150 000	6250
135 000	5625
65 000	2708

El tiempo de duración para una operación continua a temperaturas del punto más caliente, dan diferentes porcentajes de pérdida de vida, puede calcularse utilizando la ecuación 4.

5 Temperatura Ambiente y su Influencia en la Carga

5.1 Generalidades

La temperatura ambiente es un factor importante para determinar la capacidad de carga de un transformador ya que las elevaciones de temperatura para cualquier carga tienen que añadirse a la temperatura ambiente para determinar las temperaturas de operación. Las especificaciones de un transformador están basadas en una temperatura ambiente promedio sobre 24 Hrs. de 30 °C.

Siempre que la temperatura ambiente real pueda ser medida, hay que sacar el promedio de esas temperaturas sobre 24 Hrs. y, luego se las puede utilizar para determinar la temperatura del transformador y su capacidad de carga. La temperatura ambiente es la temperatura del aire en contacto con sus radiadores o intercambiadores de calor.

5.2 Temperatura ambiente aproximada para transformadores enfriados por aire

A menudo es necesario pronosticar la carga que un transformador pueda soportar con toda seguridad para el futuro en una temperatura ambiente desconocida.

- Temperatura promedio:* Utilice la temperatura diaria promedio para el mes en cuestión, promediado sobre varios años.
- Temperatura máxima diaria:* Utilice el promedio de las temperaturas diarias máximas para el mes en cuestión, promediadas sobre varios años.

Estas temperaturas ambientes se deben utilizar como sigue:

- Para cargas con una expectativa de vida normal, utilice a) la temperatura promedio como temperatura ambiente para el mes en cuestión.
- Para cargas de corto tiempo con sacrificio moderado de la expectativa de vida, utilice b), la temperatura diaria máxima para el mes en cuestión.

Durante un día cualquiera, el promedio sobre 24 Hrs. de la temperatura puede exceder el valor derivado de a) ó b) antes mencionados. Para ser conservador se recomienda incrementar estas temperaturas en un 5°C ya que el envejecimiento en caso de temperaturas mayores que el promedio no es plenamente recompensado en caso de menor envejecimiento a una temperatura más baja que el promedio. Con éste margen la temperatura promedio aproximada en 24 Hrs. no será sobrepasada más que unos cuantos días al mes, y cada vez que se sobrepase, la pérdida adicional de vida no será seria.

5.3 Influencia de la temperatura ambiente sobre la carga para una expectativa de vida normal

Las temperaturas ambientes promedio deben cubrir períodos de 24 horas. Las temperaturas máximas asociadas no deberían estar más de 10 °C por encima de las temperaturas promedio para transformadores enfriados por aire. Como la temperatura ambiente es un factor importante para determinar la capacidad de carga de un transformador, tiene que ser controlada en caso de instalaciones interiores por medio de

Electric Listas

una ventilación adecuada y siempre tiene que ser tomada en consideración para instalaciones exteriores.

6 Cálculo de Temperaturas

6.1 Ciclos de carga

6.1.1 Ciclos de carga, generalidades

Los transformadores operan generalmente con un ciclo de carga que se repite cada 24 horas. Un ciclo de carga normal típico como el que se muestra en figura 3, consiste en fluctuaciones a lo largo del día.

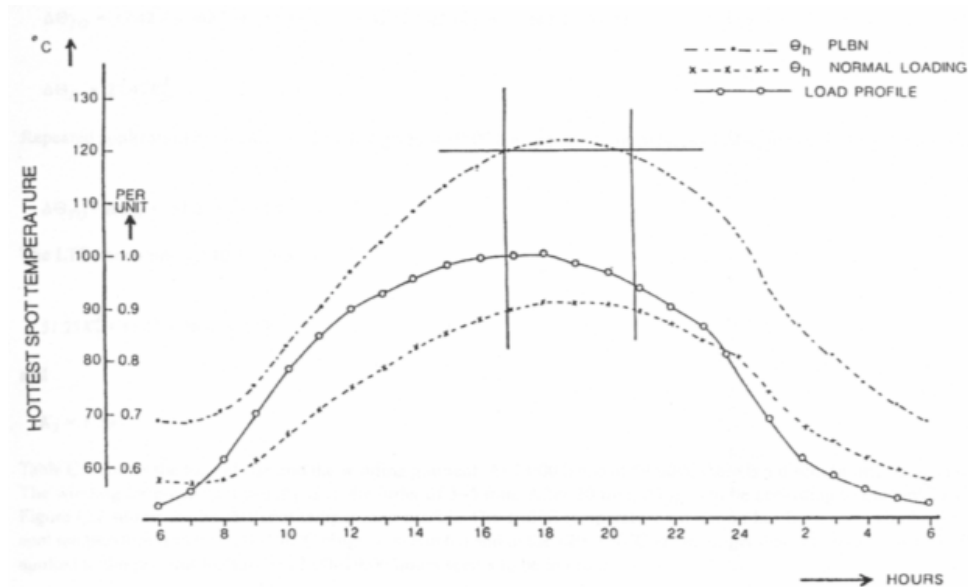


Figura 3 - Ciclos de carga para carga normal y carga planificada por encima de las especificaciones de placa

Para una carga normal o una sobrecarga planificada por encima de las especificaciones de placa, se utiliza generalmente un ciclo de carga de múltiples etapas. Se puede describir el perfil de carga para 24 hs como una serie de cargas constantes de corta duración (usualmente 1/2 hora ó 1 hora).

Un ciclo equivalente de dos etapas como muestra la figura 4 puede ser utilizado para determinar la capacidad de sobrecarga de emergencia utilizando las ecuaciones 5 al 22. El ciclo de carga equivalente de dos etapas consiste en una carga previa (pre - carga) y una carga pico (de punta). Se utiliza también ésta figura con el propósito de describir cálculos para determinar ciclos equivalentes de carga. Hay usualmente un período en el ciclo diario de carga cuando la carga aumenta hasta un nivel considerablemente mayor que cualquier otro alcanzado en otro momento, así como se muestra por medio de la línea sólida del ciclo de sobrecarga de figura 4. Generalmente, el valor máximo del pico de carga no es alcanzado ni pasado repentinamente, sino que aumenta y disminuye gradualmente. Los cálculos que utilizan el ciclo de carga de múltiples - etapas, pueden efectuarse también si se desea en ciclos de sobrecarga de emergencia.

Electric Listas

6.1.2 Método de conversión de ciclos de carga reales en equivalentes

Un transformador que suministra una carga fluctuante genera una pérdida fluctuante, y su efecto es casi el mismo como el que genera una carga intermedia constante durante el mismo período de tiempo. Esto es debido a las grandes características de almacenamiento de los materiales del transformador. Se supone que una carga constante genera las mismas pérdidas totales como la carga fluctuante, una carga equivalente desde el punto de cierta temperatura. La carga equivalente para todas las partes de un ciclo diario de carga puede expresarse por medio de ecuación 5.

$$\left[\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + L_3^2 t_3 + \dots + L_N^2 t_N}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_N} \right]^{0.5} \quad (5)$$

en que

L_1, L_2 son las diferentes etapas de carga en %, por unidad, ó en kVA reales o corrientes

N es el número total de cargas consideradas

t_1, t_2 son las duraciones respectivas de estas cargas, en horas

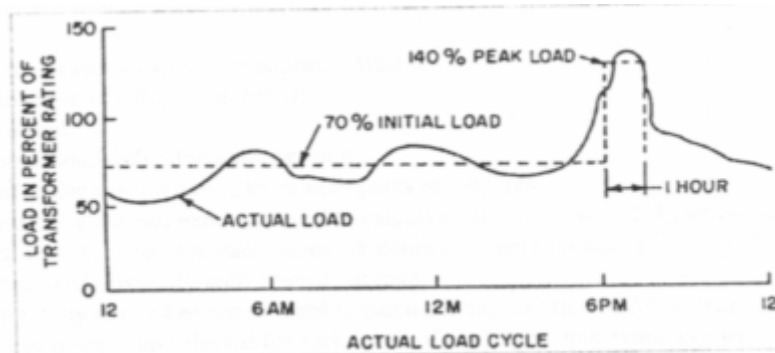


Figura 4 - Ejemplo de un ciclo de carga real y un ciclo de carga equivalente

6.1.3 Pico equivalente de carga

El pico de carga equivalente de un ciclo usual de carga es la carga rms obtenida por medio de la ecuación 5 para el período limitado en el cual parece ocurrir la mayor parte del pico irregular real. La duración estimada del pico tiene una influencia considerable sobre el valor pico rms. En caso en que la duración sea sobrestimada, el valor rms pico puede estar considerablemente por debajo de la demanda pico máxima. Para evitar sobrecalentamiento debido a grandes y breves sobrecargas durante el pico de sobrecarga, el valor rms para el período pico de carga no debería ser menor que el 90% de la demanda máxima integral por 1/2 h.

6.1.4 Equivalente continuo de carga previa (Pre - carga)

La carga previa continua equivalente es la carga rms obtenida por medio de la ecuación 5 en un período elegido del día. La experiencia nos dice que se obtiene resultados bastante satisfactorios si se toman en cuenta períodos de 12 Hrs que preceden o siguen el pico y se selecciona el mayor de los dos valores rms producidos de esta manera. Se sugiere intervalos de tiempo (t) de 1 hora para una mayor simplificación de la ecuación, lo que para un período de 12 Hrs se vuelve la ecuación 6. La línea segmentada de figura 4 muestra el ciclo de carga equivalente construida para el ciclo de carga real.

$$\text{Carga previa equivalente continua de 12 hs.} = 0.29 \left[L_1^2 + L_2^2 + \dots + L_{12}^2 \right]^{0.5} \quad (6)$$

Electric Listas

6.2 Cálculo de Temperaturas

6.2.1 Generalidades

El método para el cálculo de temperaturas del aceite y del bobinado en caso de cambios de carga ha sido simplificado. Los exponentes m y n , responden a los cambios en la pérdida de carga y en la viscosidad del aceite causadas por cambios de temperatura. En la tabla 2 se muestra valores para los exponentes utilizados en estas ecuaciones. Los valores exactos de los exponentes para transformadores específicos pueden determinarse por medio de procedimientos de tests de sobrecarga del IEEE PC57.119.

6.2.2 Lista de símbolos

Las temperaturas son marcadas con Θ y las elevaciones de temperatura con $\Delta\Theta$. Las elevaciones de puntos calientes del bobinado están por encima de la temperatura máxima del aceite a menos que haya otras especificaciones. Las elevaciones máximas del aceite están por encima de la temperatura ambiente.

C	es la capacidad térmica del transformador, Vatios-horas/°C
EXP	es 2.71828 (base de logaritmo natural)
I_R	es la corriente especificada (nominal)
K	es la relación de la carga L con la carga especificada, por unidad
L	es la carga en cuestión, kilovoltamperios ó amperios
m	es un exponente empíricamente obtenido utilizado para calcular la variación de $\Delta\Theta_H$ en caso de cambios en la carga. El valor de m ha sido elegido para cada modo de enfriamiento para que responda a los efectos de los cambios en resistencia y pérdida de viscosidad en caso de cambios en la carga.
n	es un exponente obtenido empíricamente utilizado para calcular la variación de $\Delta\Theta_{TO}$ en caso de cambios en la carga. El valor de n ha sido elegido para cada modo de enfriamiento para que responda aproximadamente a los efectos de cambios en la resistencia en caso de cambio en la carga
$P_{T,R}$	es la pérdida total en caso de carga nominal, en vatios
R	es la relación de la pérdida de carga con la pérdida en vacío de carga en la posición de tap que se está estudiando
t	es la duración de la carga, en horas
Θ	es la temperatura, en °C
Θ_A	es la temperatura ambiente promedio durante el ciclo de carga que se está estudiando, °C
$\Theta_{A,R}$	es la temperatura ambiente promedio en caso de carga especificada, en °C
Θ_H	es la temperatura en los puntos más calientes del bobinado, en °C
$\Theta_{H,R}$	es la temperatura en los puntos más calientes del bobinado en caso de carga especificada en la posición de tap que se está estudiando, en °C

Electric Listas

- $\Theta_{H,U}$ es la temperatura extrema en los puntos más calientes del bobinado en caso de una carga L, en °C
- Θ_{TO} es la temperatura superior del aceite, en °C
- $\Delta\Theta_H$ es la elevación en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite (parte superior), en °C
- $\Delta\Theta_{H,i}$ es la elevación inicial en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite para $t = 0$, en °C
- $\Delta\Theta_{H,R}$ es la elevación en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura del aceite superior en caso de carga especificada en la posición de tap que se está estudiando, en °C
- $\Delta\Theta_{H,U}$ es la elevación extrema en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura del aceite en caso de una carga L, en °C
- $\Delta\Theta_{H/A,R}$ es la elevación en los puntos calientes del bobinado por encima de la temperatura ambiente en caso de carga especificada en la posición de toma que se está estudiando, en °C
- $\Delta\Theta_{TO}$ es la elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente, en °C
- $\Delta\Theta_{TO,R}$ es la elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente en caso de carga especificada en la posición de tap que se está estudiando, en °C
- $\Delta\Theta_{TO,i}$ es la elevación inicial superior del aceite por encima de la temperatura ambiente para $t = 0$, en °C
- $\Delta\Theta_{TO,U}$ es la elevación extrema superior del aceite por encima de la temperatura ambiente para una carga L, en °C
- τ_{TO} es la constante de tiempo del aceite del transformador para cualquier carga L y para cualquier diferencia específica de temperatura entre la elevación extrema superior del aceite y la elevación inicial superior del aceite
- $\tau_{TO,R}$ es la constante de tiempo para una carga nominal que comienza con una elevación inicial máxima del aceite de 0 °C, en horas
- τ_W es la constante de tiempo del bobinado en el lugar de sobrecalentamiento, en horas

Subíndices:

- A es temperatura ambiente
- R es especificado
- U es extremo (último, final)
- i inicial
- H es punto más caliente del bobinado

Electric Listas

TO es el aceite superior (de la parte superior)

W es bobinado

I por encima

Superíndices:

(') indica ajustes en los datos de informes de tests para una posición de toma diferente.

6.2.3 Componentes de la temperatura

Se supone que la temperatura en los puntos más calientes está compuesta por tres componentes dadas por la siguiente ecuación

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H \quad (7)$$

La temperatura del aceite superior es dada por la siguiente ecuación:

$$\Theta_{TO} = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} \quad (8)$$

Los cálculos de temperatura suponen una temperatura ambiente constante. El efecto de una temperatura ambiente variable puede considerarse conservadoramente como sigue:

- Para temperaturas ambientes que se incrementan durante el ciclo de carga, hay que utilizar la temperatura ambiente instantánea cuando se considera ciclos de carga.
- Para temperaturas ambientes que disminuyen, hay que utilizar la temperatura ambiente máxima durante un ciclo previo largo de alrededor de 12 Hrs.

6.2.4 Elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente

La elevación máxima de la temperatura del aceite en un momento después de un cambio de etapa de carga es dada por la siguiente expresión exponencial que comprende una constante de tiempo del aceite.

$$\Delta\Theta_{TO} = \left(\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,i} \right) \left[1 - \exp \left(-\frac{t}{\tau_{TO}} \right) \right] + \Delta\Theta_{TO,i} \quad (9)$$

Para el ciclo de sobrecarga de dos etapas con una carga previa equivalente constante, la elevación inicial máxima del aceite es dada por lo siguiente:

$$\Delta\Theta_{TO,i} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{(K_i^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (10)$$

Para el análisis del ciclo de carga múltiples etapas con una serie de intervalos de corto tiempo, se utiliza ecuación 9 para cada etapa de carga, y se usa la elevación máxima del aceite al final de la etapa previa de carga como elevación inicial superior del aceite para el cálculo de la siguiente etapa de carga.

Electric Listas

La elevación extrema superior del aceite es dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta\Theta_{TO,U} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (11)$$

Se utiliza ecuación 11 para calcular la elevación de temperatura del aceite superior para cada etapa de carga. Excepto para cargas constantes de muy larga duración, nunca se alcanza la elevación máxima extrema del aceite calculada por medio de ecuación 11.

6.2.5 Constante de tiempo del aceite

La capacidad térmica es dada por la siguiente ecuación para los modos de enfriamiento OA y FA:

C = 0.06 (peso del conjunto de núcleo y bobina en libras)

+0.04 (peso del tanque y de los accesorios en libras)

(12A)

+1.33 (galones de aceite)

ó

C = 0.0272 (peso del conjunto de núcleo y bobina en kilogramos)

+0.01814 (peso del tanque y de los accesorios en kilogramos)

(12B)

+5.034 (litros de aceite)

La deducción de la ecuación exponencial de calentamiento está basada en la elevación promedio de temperatura de la masa concentrada. En el caso del transformador esto sería la temperatura promedio del aceite. Sin embargo, el aceite superior es la variable medida por los indicadores de temperatura o termocuplas durante los tests térmicos. En ecuación 12A para la capacidad térmica, se utilizó dos tercios del peso del tanque y 86% del calor específico del aceite.

Para el cálculo de la constante de tiempo, el peso del tanque y de los accesorios que se utiliza solamente toma en cuenta aquellas porciones que están en contacto con el aceite calentado. Algunos transformadores, pueden presentar una construcción de ebanistería como base del tanque con un peso considerable que no contribuye a la masa térmica para la determinación de la constante de tiempo de la elevación del aceite.

La constante de tiempo del aceite superior en caso de los kVA especificados es la siguiente:

$$\tau_{TO,R} = \frac{C\Delta\Theta_{TO,R}}{P_{T,R}} \quad (14)$$

La constante de tiempo del aceite superior es

Electric Listas

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \frac{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right) - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right)}{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right)^{\frac{1}{n}}} \quad (15)$$

En la deducción de ecuación 9 se supone que la elevación extrema de la temperatura del aceite $\Delta\Theta_{TO}$ es directamente proporcional con la pérdida de calor q , ó en forma de ecuación,

$$\Delta\Theta_{TO} = kq^n$$

en que n es: 1.0

Cuando n es igual a 1.0, el 63% del cambio de temperatura ocurre en un lapso de tiempo igual a la constante de tiempo sin importar la relación entre la elevación de la temperatura inicial y la elevación extrema de la temperatura. Cuando n no es igual a la unidad, entonces el cambio de temperatura en un intervalo de tiempo similar será diferente, dependiendo tanto de la elevación inicial de la temperatura como de la temperatura extrema.

6.2.6 Elevación en los puntos calientes de la bobina

El gradiente de temperatura transitoria en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura del aceite superior es dada por:

$$\Delta\Theta_H = \left(\Delta\Theta_{H,U} - \Delta\Theta_{H,i} \right) \left[1 - \exp \left(-\frac{t}{\tau_w} \right) \right] + \Delta\Theta_{H,i} \quad (16)$$

La elevación inicial en los puntos calientes por encima del aceite superior es dada por:

$$\Delta\Theta_{H,i} = \Delta\Theta_{H,R} K_i^{2m} \quad (17)$$

La elevación extrema en los puntos calientes por encima del aceite superior es dada por

$$\Delta\Theta_{H,U} = \Delta\Theta_{H,R} K_u^{2m} \quad (18)$$

El valor especificado de la elevación en los puntos calientes por encima del extremo del aceite es dado por

$$\Delta\Theta_{H,R} = \Delta\Theta_{H/A,R} - \Delta\Theta_{TO,R} \quad (19)$$

El valor de la elevación en los puntos calientes de la bobina por encima de la temperatura ambiente $\Delta\Theta_{H/A,R}$ se obtiene de la siguiente manera, en orden de preferencia:

- Por medio de un test real utilizando detectores incorporados
- El valor calculado suministrado por el fabricante en su informe del ensayo, ó
- Suponga que $\Delta\Theta_{H/A,R} = 80$ °C para una elevación promedio de 65 °C en la bobina y 65 °C para una elevación promedio de 55 °C en la bobina

El valor de la elevación del aceite superior por encima de la temperatura ambiente $\Delta\Theta_{TO,R}$ es determinado por

- Un test real de acuerdo con IEEE Std C57.12.90-1993, ó
- Un valor calculado suministrado por el fabricante en su informe del ensayo

La constante de tiempo del bobinado es el tiempo que toma para que la elevación de la temperatura del bobinado por encima de la elevación de la temperatura del aceite alcance 63.2% de la diferencia entre la elevación final y la elevación inicial durante un cambio de carga. La constante de tiempo del bobinado puede estimarse a partir de la curva de enfriamiento de la resistencia durante los tests térmicos o puede haber sido calculada por el fabricante utilizando la masa de los materiales del conductor. La

Electric Listas

constante de tiempo del bobinado varía según la viscosidad del aceite y el exponente m . Para sobrecargas moderadas se acostumbra pasar por alto la constante de tiempo del bobinado y suponer que la elevación en los puntos calientes del bobinado por encima del extremo del aceite es dada por ecuación 18.

6.2.7 Exponentes para ecuaciones de elevación de temperatura

Los exponentes sugeridos para ser utilizados en las ecuaciones de elevación de temperatura son dados en la tabla 2.

Tabla 2 - Exponentes utilizados en ecuaciones para determinación de temperaturas

Tipo de enfriamiento	m	n
OA	0.8	0.8
FA	0.8	0.9
FOA no directo ó FOW	0.8	0.9
FOA directo ó FOW	1.0	1.0

6.2.8 Ajustes de los datos de tests para diferentes posiciones de tap

Si se desea ajustar los datos de los informes de tests para la operación en una posición de tap sin carga que sea otra que la que se reportó en el informe del ensayo, entonces se puede usar las siguientes ecuaciones. El primer símbolo (') indica valores en la posición de toma diferente.

Elevación del aceite superior por encima de la temperatura ambiente.

$$\Delta\Theta'_{TO,R} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{P'_{T,R}}{P_{T,R}} \right]^n \quad (20)$$

Elevación en los puntos más calientes por encima del aceite de la parte superior:

$$\Delta\Theta'_{H,R} = \Delta\Theta_{H,R} \left[\frac{I'_R}{I_R} \right]^{2m} \quad (21)$$

Constante de tiempo con carga especificada:

$$\tau'_{TO,R} = \frac{C\Delta\Theta'_{TO,R}}{P'_{T,R}} \quad (22)$$

7 Carga de Transformadores de Potencia

7.1 Tipos de carga y su interrelación

Toda sobrecarga puede exponer el aislamiento a temperaturas mayores a las especificadas por el fabricante. Se ha definido cuatro diferentes condiciones de carga por encima de las especificaciones de placa. Existiendo la probabilidad de mayor riesgo en cada carga sucesiva con su temperatura incrementada respectiva. Por cada mayor temperatura, se puede suponer que hay que añadir una condición de carga de mayor riesgo a toda condición de bajo riesgo aceptada por el usuario excepto para la carga de emergencia de corto tiempo. Los cuatro tipos de carga son los siguientes:

Expectativa de vida normal

- Carga con expectativa de vida normal

Expectativa de sacrificio de vida

- Carga planificada por encima de las especificaciones de placa
- Carga de largo tiempo de emergencia
- Carga de corto tiempo de emergencia

Ejemplos de cargas que caen en estas categorías son ilustrados en figura 5.

Electric Listas

7.2 Limitaciones

7.2.1 Limitaciones de temperatura y de carga

En la tabla 3 damos sugerencias de límites de temperaturas y cargas para cargar por encima de las especificaciones de placa. En la tabla 4 damos sugerencias de límites de temperatura que ocasionan una pérdida razonable de vida para los cuatro tipos de carga.

Tabla 3 - Sugerecias de límites de temperatura y de carga para cargar transformadores de potencia con elevación de 65 °C por encima de las especificaciones de placa

Temperatura del aceite superior	110 °C
Temperatura en los puntos más calientes del conductor	180 °C
Carga máxima	200%

Tabla 7 - Sugerecias de límites máximos de temperatura para los cuatro tipos de carga

	Carga con expectativa normal de vida	Carga planificada por encima de especific. De placa	Carga de largo tiempo de emergencia	Carga de corto tiempo de emergencia
Temperatura en los puntos más calientes del conductor aislado, en °C	120*	130	140	180†
Otra temperatura en puntos calientes metálicos (en contacto o no en contacto con el aislamiento), en °C	140	150	160	200
Temperatura del aceite superior, en °C	105	110	110	110

* 100 °C sobre una base continua de 24 hs

† El burbujeo puede producir un riesgo potencial para la rigidez dieléctrica del transformador. Hay que tomar este riesgo en cuenta cuando se aplica esta guía.

Usualmente los límites de la temperatura en los puntos calientes en otras partes metálicas que no estén en contacto con el aislamiento son límites del diseño y son calculados por el fabricante cuando se somete una especificación de sobrecarga como parte de las especificaciones de compra.

7.2.2 Componentes auxiliares

Los bushings de los cambiadores de tap, conductores, y otro equipo auxiliar pueden restringir la carga a niveles por debajo de los calculados a través de las ecuaciones de cláusula 6. El usuario puede querer especificar que el equipo auxiliar no restringe la carga a niveles por debajo de los permitidos en los puntos calientes del conductor aislado y otras partes metálicas.

7.2.3 Consideraciones de riesgo

Se considera que la carga con expectativa de vida normal está libre de riesgos; sin embargo, los otros tres tipos de carga se asocian con algún grado indeterminado de riesgo. Específicamente, el nivel de riesgo está basado en la cantidad de gas libre, el contenido de humedad en aceite y aislamiento, y el voltaje. La presencia de gas libre, podría ocasionar una falla dieléctrica durante una condición de sobrevoltaje y posiblemente en caso de voltaje de frecuencia con potencia nominal. Se asume que las temperaturas indicadas en tabla 4 para cada tipo de carga dan como resultado un grado aceptable de riesgo en las circunstancias especiales que requiere una carga por encima de las especificaciones de placa. Además, hay otros factores importantes que pueden afectar cualquier reducción, como ser el contenido de humedad del aislamiento del bobinado y el gradiente de elevación de temperatura en los conductores.

Electric Listas

7.3 Carga con expectativa de vida normal

7.3.1 Generalidades

La carga base de un transformador de potencia para una expectativa de vida normal es una carga continua con potencia nominal de salida en las condiciones usuales tales como las indicadas en 4.1 del IEEE Std C57.12.00-1993. Se supone que la operación en estas condiciones es equivalente a la operación a una temperatura ambiente promedio de 30 °C para el aire refrigerante ó 25 °C para el agua refrigerante. La expectativa de vida normal es el resultado de una operación a una temperatura continua en los puntos más calientes de los conductores de 110 °C (ó una temperatura variable equivalente con un máximo de 120 °C en cada período de 24 horas). La temperatura de 110 °C en los puntos más calientes está basada en la elevación de 80 °C en los puntos más calientes sumada a la temperatura ambiente promedio estándar de 30 °C.

Los transformadores pueden operarse por encima de la temperatura promedio en los puntos más calientes de 110 °C durante períodos cortos siempre que se los opera durante períodos mucho más largos a temperaturas por debajo de 110 °C. Esto es debido al hecho de que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo y por consiguiente permite que cargas por encima de las especificaciones se lleven a cabo en forma segura en condiciones múltiples sin afectar la expectativa de vida normal del transformador. Las ecuaciones dadas en cláusula 6 pueden utilizarse para calcular las temperaturas en los puntos más calientes y las temperaturas del aceite superior como una función de la carga para una expectativa de vida normal.

7.3.2 Influencia del ambiente sobre la carga con expectativa de vida normal

En cláusula 6 tratamos de la influencia del ambiente sobre la carga con expectativa de vida normal.

7.3.3 Carga con expectativa de vida normal a la temperatura del aceite superior

La temperatura del aceite superior sola no debe utilizarse como guía para cargar transformadores de potencia. El gradiente en los puntos más calientes y el gradiente del aceite superior en caso de plena carga tiene que ser determinado por medio de tests en la fábrica ó, si faltan datos hay que suponer un valor. El gradiente en los puntos más calientes y el gradiente del aceite superior con plena carga tiene que corregirse de acuerdo con la carga real utilizando ecuación 18. El gradiente restado de 110 °C dará la temperatura máxima permisible para una expectativa de vida normal. Hay que reconocer que, debido a la inercia térmica en la elevación del aceite, un transformador necesita tiempo para alcanzar una temperatura estable después de cada cambio en la carga.

7.3.4 Carga con expectativa de vida normal en caso de elevación de temperatura promedio de los tests de bobinado

Por cada 1°C que exceda de 5°C en que la temperatura promedio del test de bobinado esté por debajo de 65°C. Se toma un margen de 5°C para proveer una tolerancia en la medición de la elevación de la temperatura. La carga obtenida de esta manera es la que el transformador puede soportar en caso de una elevación de 65°C. Como esto puede incrementar la carga por encima de la que había sido contemplada por el diseñador, se debe chequear las limitaciones dadas en tablas 3 y 4 antes de aplicar por completo de esta capacidad incrementada de carga.

Electric Listas

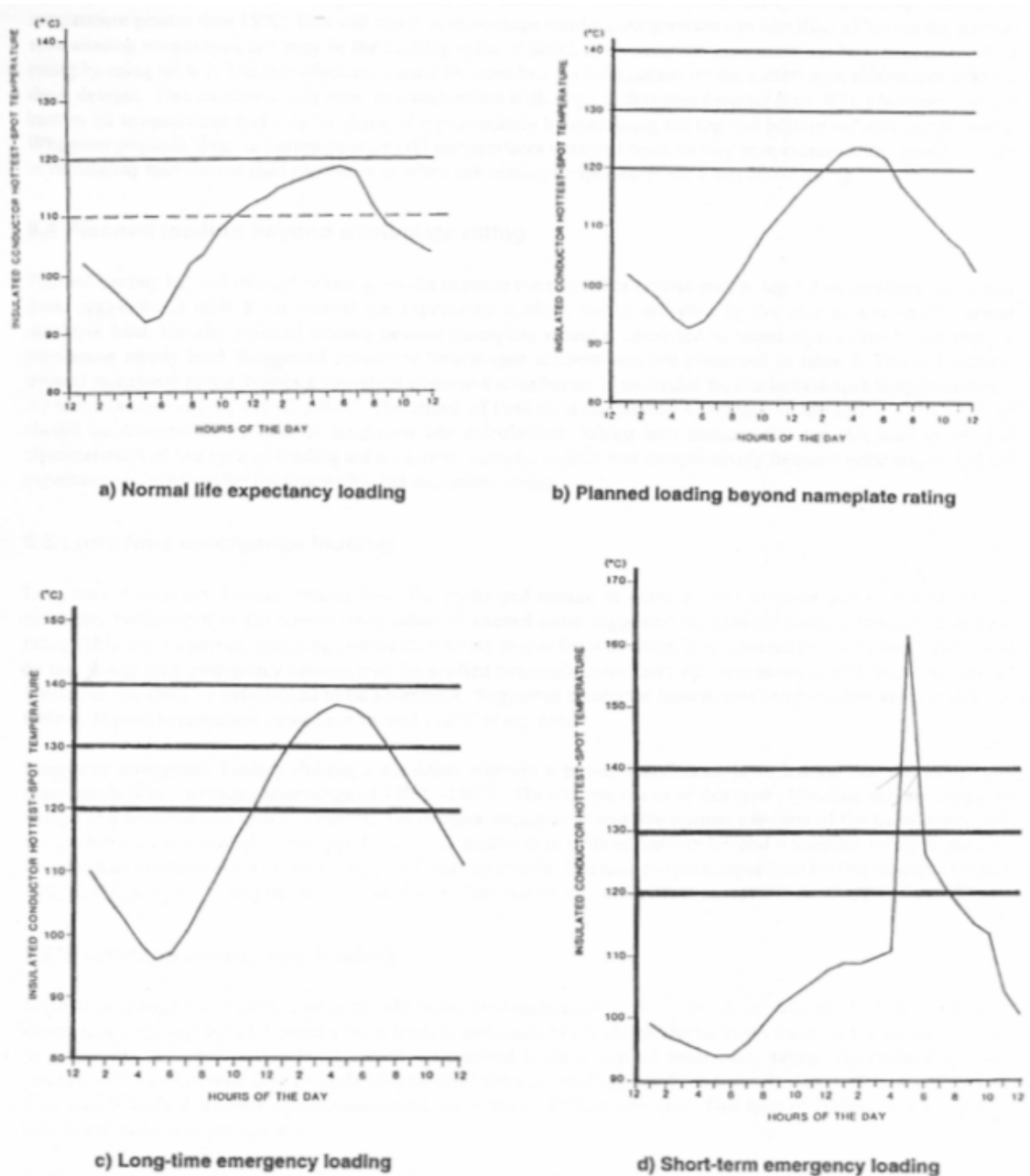


Figura 5 - Tipos de carga

- a) Carga con expectativa de vida normal
- b) Carga planificada por encima de las especificaciones de placa
- c) Carga de emergencia por tiempo largo
- d) Carga de emergencia por tiempo corto

Algunos transformadores de potencia han sido diseñados para que la diferencia entre la temperatura en los puntos más calientes y la temperatura promedio en los conductores sea mayor que 15°C. Esto resulta en una elevación promedio de la temperatura en el bobinado de menos de 65°C, pero la temperatura en los puntos más calientes del bobinado puede estar en el valor límite de 80°C. Transformadores de esta clase no tienen que cargarse por encima de sus especificaciones sin antes consultar al fabricante en cuanto a la temperatura permisible en los puntos más calientes que se utiliza en estos diseños. Esta condición puede existir para transformadores con diferencias grandes (de más de 30°C) entre la temperatura superior del aceite y la inferior y puede chequearse aproximadamente midiendo la temperatura superior e inferior del radiador.

Electric Listas

Siempre que sea posible, se tiene que utilizar las temperaturas en los puntos más calientes y temperaturas del aceite obtenidas de los tests en la fábrica para calcular la capacidad de carga del transformador o cuando se calcula las temperaturas para cargas por encima de las especificaciones.

7.4 Carga planificada por encima de las especificaciones de placa

La carga planificada por encima de las especificaciones de placa da como resultado que ó la temperatura de los conductores en los puntos más calientes ó la temperatura del aceite superior excedan las temperaturas sugeridas en tabla 4 para cargas con expectativa de vida normal, y el usuario la acepta como una carga normal, planificada repetitiva. Usualmente la carga planificada por encima de las especificaciones de placa está restringida para transformadores que no llevan una carga continua estable. En la tabla 4 presentamos las temperaturas sugeridas en los puntos más calientes de los conductores. La carga planificada por encima de las especificaciones de placa es determinada por una condición en que un transformador es cargado de tal forma que su temperatura en los puntos más calientes quede dentro del rango de 120°C-130°C. El lapso de tiempo en que un transformador opere dentro del rango de 120°C-130°C tiene que determinarse a través de los cálculos de pérdida de vida del aislamiento, tomando en cuenta el ciclo específico de carga. Las características de este tipo de carga son fallas no sistemáticas, incidencias regulares y comparativamente frecuentes y, la expectativa de vida es menor que en caso de carga dentro de las especificaciones de placa.

7.5 Carga de emergencia por largo tiempo

Una carga de emergencia por largo tiempo es el resultado de la falla prolongada de algún elemento de la red y causa que ó la temperatura en los puntos más calientes de los conductores ó la temperatura del aceite superior excedan la temperatura sugerida para una carga planificada por encima de las especificaciones de placa. Esta no es una condición normal de operación, pero puede persistir durante algún tiempo. Se espera que ocurrencias de esta clase sean poco frecuentes. Se puede aplicar cargas de emergencia por largo tiempo en transformadores que llevan cargas continuas estables, pero hay que determinar si la pérdida de vida del aislamiento es aceptable. La temperatura máxima del aceite no debe nunca exceder los 110°C.

La carga de emergencia por largo tiempo es determinada por una condición en que un transformador de potencia es cargado de tal forma que su temperatura en los puntos más calientes quede dentro del rango de temperatura de 120°C-140°C. Las características de este tipo de carga son una falla de largo tiempo de un elemento de transmisión de la red, dos o tres ocurrencias por encima del tiempo de vida normal del transformador en que cada ocurrencia puede durar varios meses, y el riesgo es mayor que en caso de carga planificada por encima de las especificaciones de placa. La figura 5c) ilustra un ejemplo de un perfil de carga de emergencia por largo tiempo. La temperatura en los puntos más calientes en este ejemplo excede los 120°C. Se tiene que realizar cálculos para determinar si la pérdida de vida del aislamiento es aceptable para el ciclo específico de carga.

7.6 Carga de emergencia por corto tiempo

Una carga de emergencia por corto tiempo es una carga excepcionalmente grande originada por la ocurrencia de uno o varios acontecimientos improbables que disturben seriamente la carga normal de la red y causan que ó la temperatura en los puntos más calientes de los conductores ó la temperatura del aceite superior exceda los límites de temperatura sugeridos para cargas planificadas por encima de las especificaciones de placa. La aceptación de estas condiciones por tiempo breve puede ser preferible a otras alternativas. En tabla 4 presentamos las temperaturas sugeridas para los puntos más calientes de los conductores. La temperatura del aceite superior no tiene que exceder nunca los 110°C. Esperamos que este tipo de carga, con su riesgo mayor, ocurra con poca frecuencia.

Una carga de emergencia por corto tiempo es determinada por una condición de carga en que el transformador es cargado de tal forma que su temperatura en los puntos más calientes esté hasta de 180°C durante un tiempo breve. Las características de este tipo de carga son una serie de condiciones improbables en el sistema de transmisión (segunda o

Electric Listas

tercera eventualidad), una o dos ocurrencias por encima del tiempo de vida normal del transformador, y el riesgo es mayor que en caso de carga de emergencia por largo tiempo. Hay que realizar cálculos para determinar si la pérdida de vida del aislamiento durante la emergencia de corto tiempo es aceptable para el ciclo específico de carga. La figura 5d) ilustra un ejemplo de un perfil de carga de emergencia por corto tiempo. Esta figura presenta una curva de temperatura que había bajado de rango durante el día hasta las 4 p.m. cuando ocurrió una condición en la red que cargó el transformador de tal forma que su temperatura en los puntos más calientes haya subido rápidamente hasta 163°C en 1 hora.

8. Ejemplo de cálculo

Se necesita estudiar la posibilidad de sobrecarga de un banco de transformadores de 3x25 MVA, 230kV/69kV, con estados de precarga (carga previa a la sobrecarga) variable, por lapsos de 15 y 30 minutos, con una temperatura promedio de 30-40 °C. Establecer así mismo, recomendaciones propias al transformador para el tratamiento de la sobrecarga.

Resumen General de Datos

DATOS

GENERALES (TUSA F.B. 341 255)

Elev. Temp.del punto más caliente del aceite	50 °C
Elev. Temp. del Aceite de la parte Inferior	-- °C
Elevación media de Temp. de los Devanados	55 °C
Elev. Temp. del punto más caliente de los devanados	65 °C
Pérdidas en Carga	65000 W
Pérdidas en Vacío	17800 W
Pérdidas Totales	82800 W
Sistema de Refrigeración	OA/FA
Peso Conjunto Nucleo-Devanados	28200 kgs.
Peso Conjunto Tanque-Accesorios	11500 kgs.
Volumen Aceite Tanque y Radiadores	17310 Lts.
Pérd.Carga pos Tap	Nominal Cond.
Resist.Bob.pos Tap	Nominal Cond.
Pérd.Disper-Parasitas	Nominal Cond.
Pérd.Foucault	Nominal Cond.

VIDA ÚTIL (C57.91-1995 Pag. 10)

Tiempo de Vida 20.55 años	180000 Horas
---------------------------	--------------

LÍMITES DE TEMPERATURA (C57.91-1995 Pag. 26, Anexo D Pag. 53-54)

Clase de Aislación de 55 °C	150 °C
Temperatura de Inicio de Burbujeo en Aislamiento	140-160 °C
Valor Nominal Máximo a Ser Alcanzado	95 °C

LIMITES DE PÉRDIDA DE VIDA ÚTIL (C57.91-1995 Pag. 10)

Pérdida de Vida Diaria Normal	0,0133 %
-------------------------------	----------

Electric Listas

Resumen General de Resultados

TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE °C

TIEMPO	% PRECARGA	% SOBRECARGA					
		110	120	130	140	150	160
15 Minutos	50		110,21	118,70	127,75	137,34	147,48
	70		113,73	122,22	131,27	140,86	151,00
	80	107,83	115,75	124,24	133,29	142,89	153,02
	100	112,35	120,27	128,76	137,81	147,41	157,54
30 Minutos	50		125,38	136,64	148,59	161,21	174,50
	70		125,38	136,64	148,59	161,21	174,50
	80	114,83	125,38	136,64	148,59	161,21	174,50
	100	114,83	125,38	136,64	148,59	161,21	174,50

MHT/2001

TEMPERATURA DEL ACEITE DE LA PARTE SUPERIOR (TOP-OIL) °C

TIEMPO	% PRECARGA	% SOBRECARGA					
		110	120	130	140	150	160
15 Minutos	50		104,51	112,86	121,77	131,21	141,19
	70		104,68	113,03	121,94	131,38	141,36
	80	96,98	104,78	113,13	122,04	131,48	141,46
	100	97,22	105,02	113,37	122,28	131,73	141,70
30 Minutos	50		105,30	113,82	122,89	132,52	142,68
	70		105,30	113,82	122,89	132,52	142,68
	80	97,36	105,30	113,82	122,89	132,52	142,68
	100	97,36	105,30	113,82	122,89	132,52	142,68

MHT/2001

% PÉRDIDA DE VIDA DIARIA

TIEMPO	% PRECARGA	% SOBRECARGA					
		110	120	130	140	150	160
15 Minutos	50		0,00004	0,00007	0,00017	0,00040	0,00095
	70		0,00007	0,00013	0,00026	0,00057	0,00130
	80	0,00009	0,00012	0,00019	0,00035	0,00071	0,00158
	100	0,00053	0,00058	0,00069	0,00093	0,00147	0,00272
30 Minutos	50		0,00016	0,00044	0,00120	0,00329	0,00903
	70		0,00020	0,00049	0,00129	0,00346	0,00938
	80	0,00014	0,00025	0,00055	0,00137	0,00361	0,00966
	100	0,00056	0,00069	0,00104	0,00194	0,00435	0,01078

MHT/2001

POSIBILIDAD DE SOBRECARGA

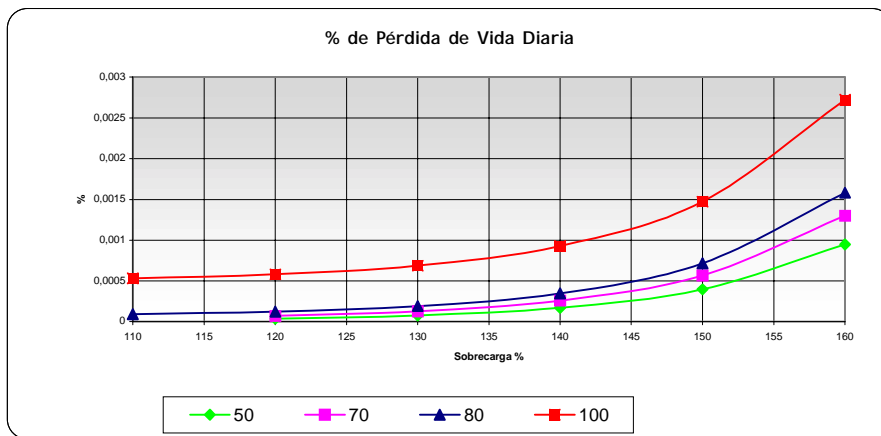
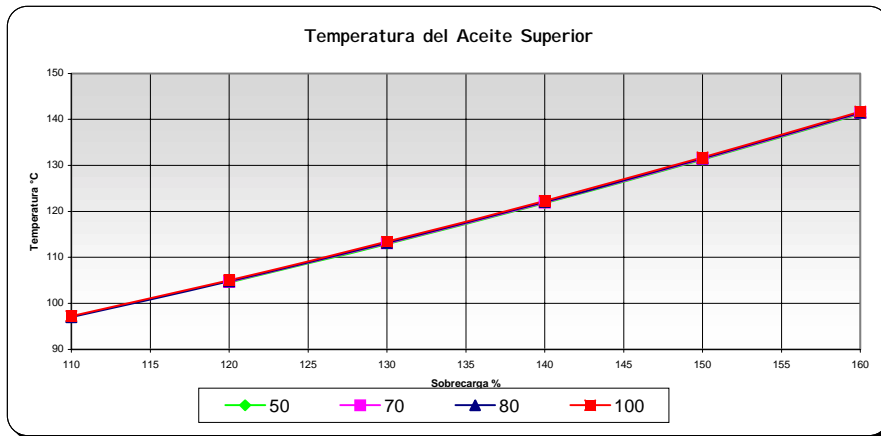
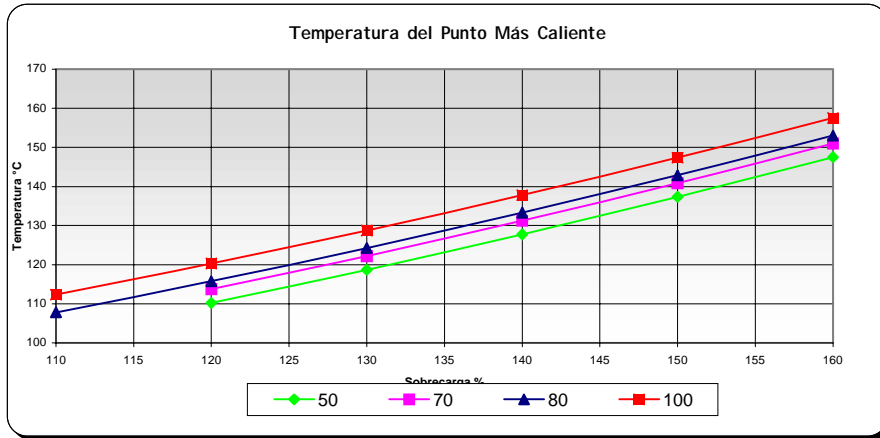
TIEMPO	% PRECARGA	% SOBRECARGA					
		110	120	130	140	150	160
15 Minutos	50	SI	SI	SI	SI*	NO	NO
	70	SI	SI	SI	NO	NO	NO
	80	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	100	SI	SI	NO	NO	NO	NO
30 Minutos	50	SI	NO	NO	NO	NO	NO
	70	SI	NO	NO	NO	NO	NO
	80	SI	NO	NO	NO	NO	NO
	100	SI	NO	NO	NO	NO	NO

* Se aconseja por un tiempo menor a 15 minutos

MHT/2001

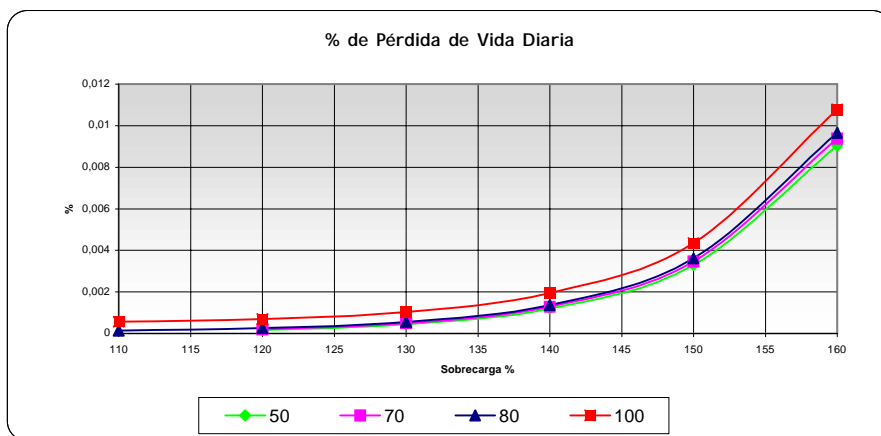
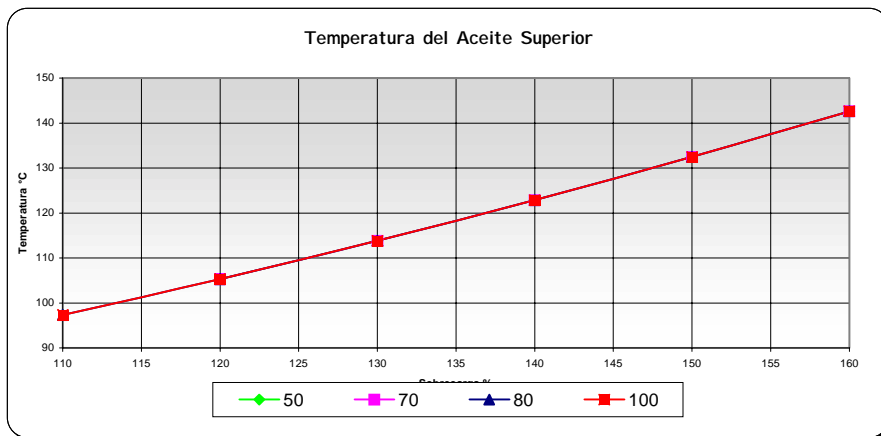
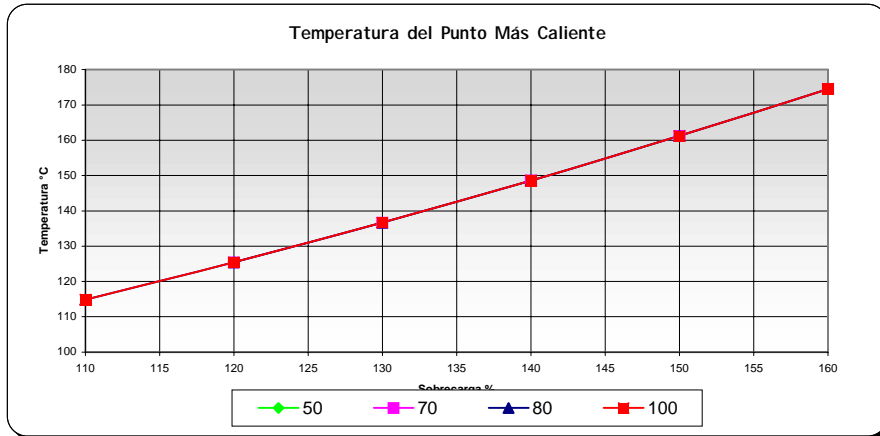
Electric Listas

CURVAS RESUMEN DE CALCULOS A 15 MINUTOS



Electric Listas

CURVAS RESUMEN DE CALCULOS A 30 MINUTOS



Electric Listas

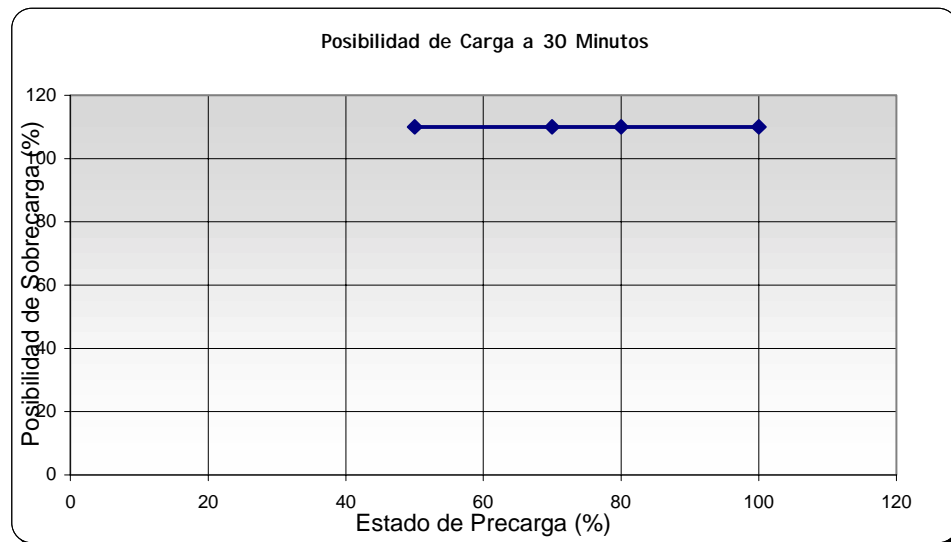
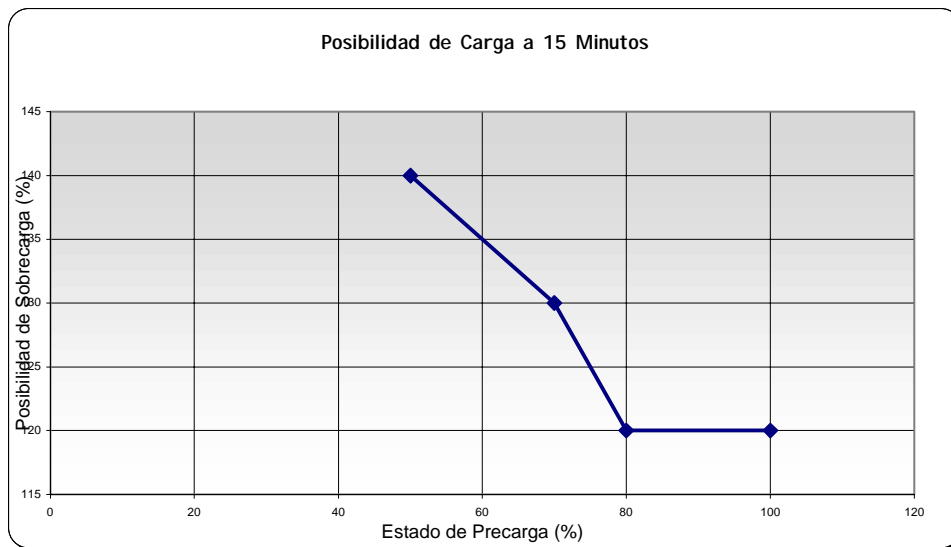
CURVAS DE CAPACIDAD DE SOBRECARGA

A 15 MINUTOS

Precarga	Sobrecarga
50	140
70	130
80	120
100	120

A 30 MINUTOS

Precarga	Sobrecarga
50	110
70	110
80	110
100	110



Electric Listas

ANÁLISIS DE RESULTADOS

PREMISAS

1. La clase del aislamiento del transformador marca TUSA, ubicado en la subestación Guaracachi es de 55°C
2. La temperatura normal de operación de éste tipo de aislamiento es 95°C (55°C+40°C)
3. La máxima temperatura del punto más caliente del devanado según ANSI/IEEE C57.91-1995 para sobrecargas de corta duración (15 y 30 minutos) es 150°C
4. La máxima temperatura del punto más caliente del devanado según ANSI/IEEE C57.91-1995 para sobrecargas de larga duración (180 minutos) es 140°C
5. La temperatura a la cual se forman burbujas en el aislamiento según ANSI/IEEE C57.91-1995 es 140°C
6. La temperatura máxima sugerida por el fabricante (ABB) del punto más caliente del devanado es 120°C
7. La temperatura ambiente máxima del día es 40°C
8. La temperatura a la cual la expansión térmica del aceite comienza a ser peligrosa según ANSI/IEEE C57.91-1995 es 105 °C (peligro de operación de válvulas de sobrepresión)
9. La temperatura máxima del aceite de la parte superior según ANSI/IEEE C57.91-1995 es de 110°C
10. El porcentaje de pérdida de vida diario máximo para una vida normal del aislamiento de 20.55 años (Según IEEE C57.91-1995) es 0.0133%:

$$\frac{100\%}{(20.55 \text{ años} \times 365 \text{ días})} = 0.0133 \%$$

11. La pérdida de vida del aislamiento es un proceso acumulativo.

DETERMINACIÓN

La temperatura límite del punto más caliente del devanado para cualquier tipo de sobrecarga es 120°C, siguiendo el consejo dado por el fabricante.

CONCLUSIONES

Las condiciones anteriores se cumplen para:

1. Casos de precarga del 100% y sobrecarga del 120% por 15 minutos
2. Casos de precarga del 100% y sobrecarga del 110% por 30 minutos
3. Casos de precarga del 100% y sobrecarga de 110% por 180 minutos (tres horas)
4. La precarga tiene incidencia pero no relevancia en la temperatura del devanado en los primeros 15 minutos. Durante los siguientes 15 minutos no es relevante debido a que la constante de tiempo de los devanados (que incide en el gradiente de temperatura del devanado) es pequeña, lo que implica que para estos lapsos de tiempo relativamente cortos, la temperatura del devanado se estabiliza

Electric Listas

5. Se comprueba que con las limitaciones puestas anteriormente, la temperatura del aceite superior no alcanza temperaturas peligrosas
6. La pérdida porcentual de vida debido a los estados de sobrecarga citados en 1 y 2, no es de consideración

RECOMENDACIONES

Relaciones estadísticas muestran que el 85% de las fallas en los Transformadores de Potencia ocurren generalmente por problemas en el aislamiento, y el 15% por otras causas como defectos de fabricación, problemas en el transporte o en la instalación. Por ésta razón los métodos de mantenimiento preventivo se concentra en monitorear y controlar la integridad del aislamiento.

Se establecen entonces las siguientes recomendaciones:

1. El banco de transformadores de la subestación en cuestión pueden someterse a regímenes de sobrecarga en su explotación en la medida en que las unidades tengan una carga variable en el ciclo diario de 24 horas (factor de carga inferior a 1), y en que la temperatura promedio anual sea inferior a los 30°C que supone la norma
2. Las asignaciones de capacidad de sobrecarga con un gasto controlado de vida útil, duran lo que duren las características de la carga atendida por el transformador. Un mejoramiento del factor de carga de un transformador significaría una disminución de su capacidad de sobrecarga o viceversa.
3. La aplicación de regímenes de sobrecarga a un transformador debe tomar debida cuenta de las condiciones del entorno – capacidades de los equipos asociados – para hacer las adaptaciones previas requeridas por las nuevas solicitudes
4. Es necesario comprobar el estado de los contactos del cambiador de Taps bajo carga (LTC), por lo tanto se sugiere registrar un oscilograma de tensiones y corrientes en el momento de su operación, y/o cumplir los criterios de inspección del estado de contactos detallados en el manual del fabricante
5. Para preservar la integridad de los transformadores sometidos a regímenes de sobrecarga frecuentes, resulta indispensable realizar una rigurosa verificación del sistema de imagen térmica de cada unidad para asegurar su conformidad con las condiciones reales de temperatura de devanados
6. Una vez hecha la verificación anterior, como asimismo la del resto de los accesorios indicadores, debe elaborarse un esquema de seguimiento cuidadoso de las temperaturas del aceite y de los devanados para prevenir calentamientos excesivos y/o disparos no planificados por estos sistemas de protección
7. Dado que un transformador en régimen de sobrecarga hará un uso casi continuo de su sistema de refrigeración forzada (termómetros, microswitches, ventiladores), debe considerarse la necesidad de mayores recursos humanos y de repuestos en las áreas de mantenimiento para garantizar un óptimo estado del sistema de refrigeración
8. Como parte del cálculo de pérdida de vida útil (temperatura de los devanados, aceite y ambiente), y para obtener un diagnóstico más detallado de la condición actual y futura del

Electric Listas

transformador, deben hacerse regularmente (con un cierto criterio de frecuencia), pruebas como:

En el aceite:

- Rigidez dieléctrica
- Acidez
- Cromatografía de gases disueltos
- Compuestos furánicos
- Contenido de agua – Saturación Relativa.

En el aislamiento sólido:

- Mediciones de aislamiento
- Tangente delta ($\tan \delta$) ó Factor de potencia ($\cos \phi$)
- Grado de polimerización.

Marcelo J. Hinojosa Torrico
Ingeniero Eléctrico

A7.- Reconocimiento médico de transformadores

electra

REVISTA TÉCNICA Y DE INNOVACIÓN ELÉCTRICA, ILUMINACIÓN Y TELECOMUNICACIONES

ABRIL 2009 Nº 154

Liderando el camino de la Eficiencia Energética



- > Maximizando el uso de la energía.
- > Reduciendo el consumo energético.
- > Reduciendo las emisiones de CO₂.

SCHNEIDER ELECTRIC

Make the most of your energy

 www.schneiderelectric.es

Schneider
Electric



grupo **el instalador**
www.revistaelectra.com

Reconocimiento médico para transformadores de potencia

ANDRÉS TABERNERO GARCÍA
Director de Proyectos Unitronics Electric

El transformador de potencia es un fantástico ingenio eléctrico de alta eficiencia. Normalmente y con un acertado programa de mantenimiento dispondrá de una vida útil mayor de 30-40 años. Se trata de un equipo que requiere altos niveles de inversión pero que suele pasar desapercibido en las instalaciones. Solo cuando falla nos damos cuenta de su relevancia y pensamos que deberíamos haber hecho algo más. Hoy día, en el sector eléctrico se puede constatar una falta de uniformidad en cuanto a los trabajos de mantenimiento alrededor de los transformadores de potencia. Es una buena idea comparar el transformador con un trabajador en cualquier empresa. El trabajador suele realizar un reconocimiento médico anual adaptado a sus labores que de alguna forma indica su aptitud para poder realizar el trabajo. El reconocimiento médico incluye unas pruebas básicas para vigilar su estado y detectar a tiempo la evolución de posibles enfermedades. Pero, ¿y los transformadores? ¿Qué hacemos con ellos?

Distintas empresas escogen entre alguno de los siguientes alcances:

- ▶ No hacer nada. "Si falla ya llamaré al seguro". Hablaríamos de no Mantenimiento o Mantenimiento Correctivo, se hace algo cuando falla.
- ▶ "A mí me vienen a comprobar lo reglamentario...". Estaríamos en el caso de Mantenimiento Preventivo, se cambian piezas cada cierto tiempo.
- ▶ "Nosotros solo hacemos análisis de aceite: ¿Es necesario hacer algo más?".
- ▶ Un completo programa de Mantenimiento Predictivo, que incluye los ensayos sobre aceite y que se complementa con la normativa aplicable: IEEE Std. 62-1995 (Reafirmada

en 2005): Guía IEEE para Diagnóstico en campo de Máquinas Eléctricas de Potencia –parte 1: Transformadores bañados en aceite, reguladores y reactancias.

El análisis de sangre equivale al análisis de aceite. Se trata de un método ideal, on-line y poco costoso que nos dice mucho de la máquina. Cierto que es lo mínimo que a partir de cierta potencia debería de hacerse a modo manual en cada transformador, pero ¿es suficiente?... A nuestro trabajador le siguen haciendo ensayos: orina, vista, audiometría, espirometría, reflejos, peso... e incluso con cierta edad, ensayos adaptados como electrocardiograma, radiografía, eco...

¿Qué opináis ahora del transformador al que solo se le hacen análisis de "sangre"? ¿Por qué a una máquina tan costosa y clave para nuestro negocio no la sometemos a un reconocimiento médico equivalente al de nuestro trabajador? ¿Podemos asumir una parada de producción en la industria, tolerar quedarnos en casa más de diez minutos sin suministro y las eléctricas tolerar dejar de cobrar cada kW?

En Europa no disponemos de normativa que nos guíe en cómo y qué ensayos realizar ya no en fábrica sino en campo. Sí existe a nivel mundial y a través del IEEE la normativa citada desarrollada tras muchos años de trabajo por especialistas en el sector con una serie de ensayos que nos ayudarán a conocer el estado y evolución de nuestro transformador.

A modo de breve resumen, el reconocimiento médico anual



F161. Ensayos de campo a un transformador de potencia en su puesta en servicio (50MVA).

de nuestro transformador debería de incluir los siguientes ensayos en su lugar de trabajo, en campo.

ENSAYOS DE CAMPO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Probada hoy día la eficacia de los sistemas de mantenimiento predictivo, son las empresas que más conciencia ejercen en este sentido las que a medio plazo sacan más alto rendimiento a sus activos. Según la importancia de la máquina, su edad y otros factores, lo apropiado es organizar sobre cada transformador un ajustado "reconocimiento médico" mediante un protocolo de ensayos previamente acordado. Presento a continuación un resumen de los ensayos mínimos para este programa, comercialmente disponibles y estandarizados.

VALORACIÓN DE LOS CIRCUITOS ELÉCTRICO / MAGNÉTICO

Se trata de un conjunto de ensayos realizados aprovechando una parada de la máquina (off-line). Se utiliza ins-

trumentación portátil para ejecutar una serie de medidas que permitan la obtención de los parámetros básicos del transformador.

Ensayo de vacío. Relación de transformación. Polaridad, grupo de conexión y corriente de excitación.

Este ensayo similar al "ensayo de vacío" realizado en fábrica se basa en la inserción de una tensión alterna en el bobinado de alta tensión del transformador por cada una de sus

Ensayos de circuito eléctrico/magnético

- Ensayo de vacío y Relación de transformación.
- Ensayo de cortocircuito (impedancia de dispersión).
- Resistencia de bobinados.
- Respuesta de frecuencia (FRA).
- Termografía Infrarroja.

fases estando el lado de baja abierto. Si se dispone de regulador se medirá en todas las posiciones.

► Relación de transformación: Cociente entre la Tensión en alta/baja. Debe de corresponder con los valores del protocolo/placa de características. La medida nos ayudará a detectar la salud de bobinados y regulador detectando cortos entre espiras, fallos mecánicos-eléctricos en el regulador, etc.

► Corriente de excitación. Es la corriente que circula por el devanado de alta con la baja abierta. No debe existir excesiva desviación entre los valores medidos entre fases. Este parámetro ayuda a detectar problemas de puntos calientes, deterioro del paquete magnético, aflojamiento del núcleo o desprendimiento del shunt magnético.

Ensayo de cortocircuito (Impedancia de dispersión)

Este ensayo se basa en la inserción de una tensión por un devanado (el de alta) estando el otro devanado en cortocircuito.

► Tensión de cortocircuito. El resultado en tanto por ciento e identificado en la placa de características del transformador es el resultado extrapolado por linealidad de tensiones al valor nominal y debería de aproximarse al del protocolo / placa de características del transformador. Su variación indicará irregularidades en el circuito magnético, desplazamiento de bobinados, cortocircuitos, deformaciones mecánicas...

Resistencia de bobinados

Esta prueba persigue la determinación de la resistencia

óhmica pura de los devanados de cada fase tanto en el lado de alta como en el de baja tensión y en cada posición del regulador. Se trata de un ensayo algo complejo debido a las altas corrientes y a la inductancia del transformador.

El resultado de este ensayo dará una indicación clara del estado de los bobinados, el regulador y posible degradación del conexionado (aflojamiento o calentamientos).

Ensayo de respuesta en frecuencia (FRA de "Frequency Response Analysis")

El objetivo de este ensayo es determinar la curva de respuesta en frecuencia del conjunto equivalente eléctrico / dieléctrico / magnético / mecánico del transformador evaluado buscando cambios en esos equivalentes que no deberían producirse. Hay diversos equipos de medida en el mercado y casi todos trabajan juntos en foros normativos internacionales para conformar un estándar que está en camino.

El resultado es una "firma" del transformador que incorpora implícita en su interior toda la in-

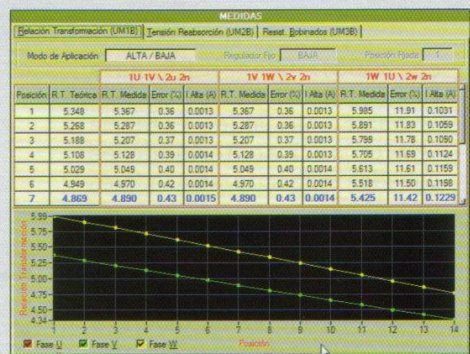


FIG 2. Ensayo de relación que muestra un corto entre espiras en baja. Aplicación diagnóstica del sistema ETP. Fases roja y verde superpuestas, amarilla separada.

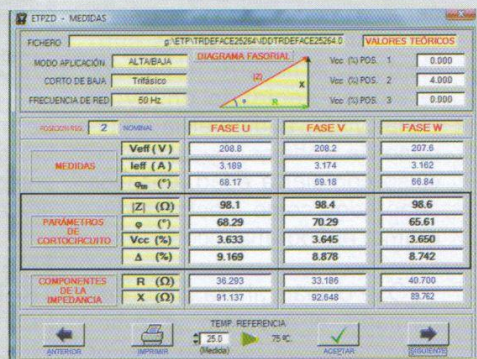


FIG 4. Pantalla de resultados de un ensayo de cortocircuito indicando cambios en el circuito geométrico.

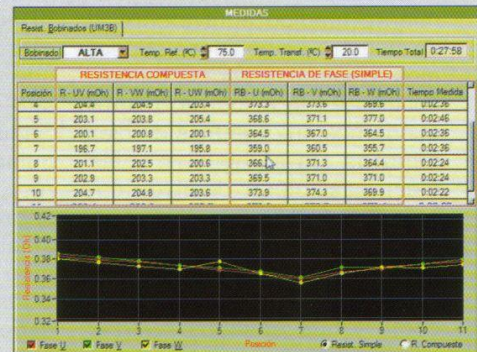


FIG 5. Resultados de un ensayo de resistencia de bobinados mostrando un problema en el devanado de alta.

Figura 3 .F163. Unidad de medida de relación de transformación trifásica.

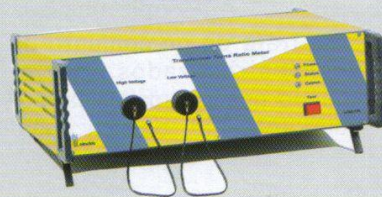




FIG 7. Fotografía de bobinado derrumbado y conexiones flojas en un transformador ensayado con FRA.

formación del completo estado de la máquina. Este ensayo es muy útil como complemento a los habituales y puede además servir para comprobar que el transformador no haya sufrido alteraciones debidas al transporte, bobinados sueltos o desplazados, problemas en el núcleo magnético, etc.

Termografía Infrarroja

Equipamiento que hasta hace unos años era complejo y caro hoy día se ha hecho accesible en el mundo eléctrico y se puede aplicar con eficacia y como ensayo on-line a los transformadores para evaluar desigualdades térmicas no lógicas indicando problemas de contacto, de refrigeración, etc.



FIG 8. Fotografía de punto caliente detectado con termografía.

Ensayos del circuito dieléctrico

- Resistencia de Aislamiento e Índice de Polarización (IR, PI).
- Tensión de reabsorción (RVM) y constante de tiempo.
- Capacidad, Tangente de Delta y pérdidas en dieléctrico / bornes.
- Descargas Parciales.

Ensayos físico-químicos en el aceite

- Rigidez dieléctrica.
- Humedad disuelta.
- Cromatografía de gases.
- Cromatografía de furanos.

ENSAYOS DE CAMPO DEL SISTEMA DIELECTRICO

Uno de los elementos clave en la vida del transformador de potencia y que va a determinar su vida útil remanente es su dieléctrico. El dieléctrico se divide en: líquido (aceite) sobre el que tendremos cierto grado de manipulación a través de posibles tratamientos y sólido (papel) sobre el que poco podemos hacer. Los ensayos sobre el sistema dieléctrico nos darán una idea sobre si la máquina envejece "con normalidad".

Resistencia de Aislamiento (Megado)

Este ensayo, históricamente, ha sido el más corriente, deno-

minado por los operarios, "megar", el transformador (el término viene de la marca de los primeros equipos Megger).

Se utiliza un equipo de medida capaz de generar altas tensiones en continua (5000V) que se aplica entre extremos del dieléctrico del transformador. La filosofía de medida se basa en el registro de la corriente / tensión de forma continua que evoluciona como respuesta a un escalón de tensión.

La resistencia de aislamiento es el cociente entre tensión y corriente en el minuto 1 del ensayo. Este parámetro debe de estar por encima de unos valores mínimos normalizados y debe corregirse en temperatura. Muestra problemas y el estado del sistema dieléctrico del transformador. Se usa también otro parámetro llamado Índice de Polarización (PI, Polarization Index). Para registrarlo se continúa el ensayo desde el minuto 1 hasta el minuto 10 siendo el IP el cociente de corrientes en ambos tiempos. Este valor es ya independiente de la temperatura y debería de ser cotejable entre ensayos sucesivos. Si el transformador dispusiera de toma a tierra del núcleo se podría rea-



FIG 9. Equipo de medida de resistencia de aislamiento e Índice de Polarización (10kV) Megger.

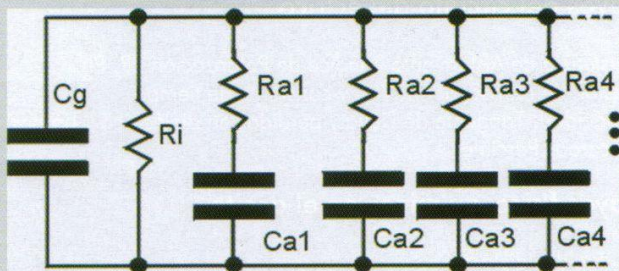


FIG 10. Esquema equivalente del circuito dieléctrico. R_i =resistencia de aislamiento, C_g =capacidad geométrica y R_a/C_a =circuito equivalente de absorción dieléctrica.

lizar el ensayo de aislamiento del núcleo a tierra.

A fin de obtener un conocimiento genérico del estado del dieléctrico (papel-aceite) del transformador existen diversos sistemas, quizá el más antiguo y posiblemente usado sea el ensayo: Tensión de Reabsorción (RVM, Recovery Voltage Measurement). Se obtiene el espectro de polarización del dieléctrico que incorpora a la vez información tanto de la humedad disuelta (el mayor enemigo del transformador) como de la degeneración de sus componentes.

Cualquier dieléctrico se simula mediante un circuito equivalente al de la figura 10. El ensayo de tensión de reabsorción persigue determinar el "espectro temporal" de los distintos circuitos R_a/C_a que incorporan la información de humedad / degradación del dieléctrico.

La curva obtenida (figura 11) responde al espectro equivalente de todas las R_a/C_a asociadas al circuito de la figura 10. El aspecto de la curva y la posición del máximo son indicativos de la calidad definitiva del dieléctrico papel/aceite. Mayor humedad = mayor desviación

del máximo hacia la izquierda en el eje de tiempos.

► Capacidad / Tangente de delta y pérdidas en el dieléctrico /bornes.

Otro acercamiento habitual a la hora de realizar la evaluación del dieléctrico es el ensayo de tangente de delta. Se utiliza una tensión alterna y se busca conocer el ángulo de pérdidas del elemento bajo ensayo y la capacidad equivalente de la muestra. Esta técnica de medida es de nuevo off-line, aunque existen desarrollos que permiten acercamientos on-line. Esta medida incorpora información del grado de

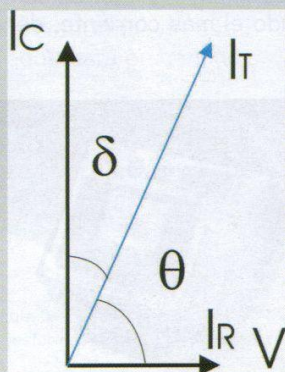


FIG 12. Corrientes fluyendo por el dieléctrico: I_R , resistiva en fase a V e I_C capacitiva desfasada 90° , la I_T , total define el ángulo δ y su tangente.

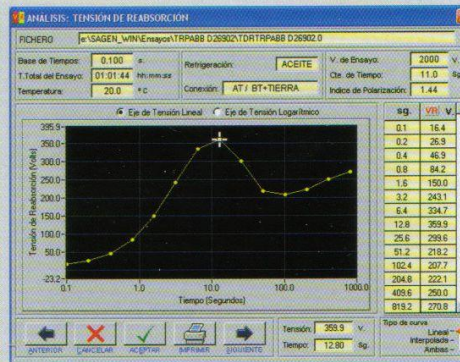


FIG 11. Pantalla de ensayo del sistema RVM.

humedad y contaminación y emula (mayor tensión) el comportamiento y las agresiones de tensión próximas a las de servicio. Se puede realizar de modo independiente tanto a bornes como al resto del transformador.

Ensayos de descargas parciales.

Se pueden realizar ensayos de descargas parciales sobre todo en los transformadores más críticos o de mayor potencia. Las descargas parciales son pequeñas descargas que aparecen en el interior de los dieléctricos como manifestación de la degeneración de los mismos. Estas descargas dan pistas de fenómenos de degradación térmica y con el tiempo pueden conducir en algunos casos exponencialmente a la destrucción del transformador de potencia. Hay dos sistemas usuales de detección: acústicos y eléctricos. El sistema eléctrico permitiría registrar las descargas a través de acopladores pero hasta la fecha tiene un éxito limitado en campo distinguiendo entre descargas reales y ruido. Las normas confían más de momento en el sistema acústico que busca registrar la manifestación mecánica sonora (en el rango ultrasónico) de las descargas

posibilitando incluso con algún sistema determinar su localización.

ENSAYOS FÍSICO-QUÍMICOS Y CROMATOGRAFÍA DE GASES.

Otro bloque importante de ensayos son aquellos en los que en campo sólo se extrae una muestra de aceite on/off line a partir de la cual luego vamos a deducir ciertas características de operación del transformador.

- ▶ Rigidez dieléctrica (tensión de ruptura).

La degradación del aceite se puede apreciar con sencillez con el registro de este parámetro. El ensayo se basa en la inserción entre electrodos sumergidos en aceite de una tensión creciente hasta que se produce la descarga. Un mayor valor de tensión indica un mejor aceite.

- ▶ Humedad.

El mayor enemigo del transformador es el agua. Hoy en día existen equipos que pueden ejecutar en campo, fábrica o taller el método Karl-Fischer sobre una mínima muestra de aceite indicando el contenido de humedad con alta precisión en ppm.

Otros ensayos habituales de laboratorio y que reportan información complementaria del estado del aceite / transformador son: tangente de delta en líquidos, tensión interfacial, acidez orgánica, contenido de inhibidor de oxidación, color, aspecto, punto de inflamación y escurrimiento, lodos, densidad, viscosidad,



FIG 13. Equipo de determinación de humedad disuelta en aceite.

contaminantes sólidos, residuo carbonoso, cenizas, PCB...

- ▶ Cromatografía de gases.

Tras mucho tiempo de investigación sobre los gases que se generan según qué falta se produzca en el transformador, hoy día se pueden realizar interpretaciones muy fiables de posibles problemas del transformador. Son parámetros básicos tanto las cantidades de ciertos tipos de gases generados como las proporciones relativas entre distintos gases y la velocidad de aparición/variación de los gases en las muestras recogidas. Se puede deducir la presencia de Descargas Parciales, puntos calientes, arco, combustiones, envejecimiento, sobrecalentamiento, detectándose

fallos incipientes que podrían determinar la avería del transformador. Existen incluso equipos en el mercado con la posibilidad de realizar este ensayo en servicio para los transformadores más críticos.

- ▶ Cromatografía de furanos (Furan Análisis).

Se busca conocer la cantidad de cierto componente (furaldehidos) en una muestra de aceite aislante que nunca está presente en el aceite de modo natural y solo existirá como subproducto de degeneración del papel anexo en el transformador.

Como complemento a estos últimos ensayos, indicar que existen tratamientos para reducir el grado de humedad y purificar el aceite eliminando productos de degradación y retirando partículas metálicas, etc. Pero el acceso al papel del transformador está limitado a su interfaz con el aceite, por lo que la vida del transformador es la vida del papel.

DIAGNÓSTICO Y TENDENCIAS

Resultados de los ensayos anteriores son los distintos parámetros registrados y que fueron previamente programados en el protocolo de ensayos. Estos parámetros se someterán a una evaluación de criterios para la emisión del diagnóstico.

Los criterios de diagnóstico pueden variar en función del transformador y de unas compañías a otras, pero existen unos valores mínimos, otros normalizados y otros que de



FIG 14. Aspecto del software experto de diagnóstico de medidas en transformadores de potencia

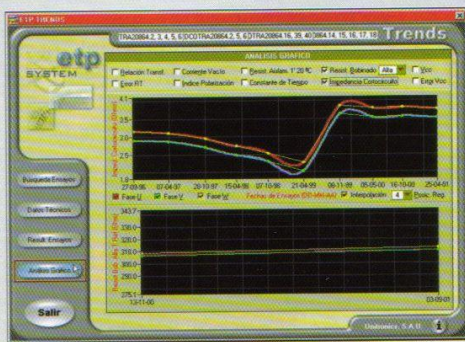


FIG 15. Aspecto del software de tendencias ETPTrends, mostrando un fallo en el regulador y su posterior reparación.

modo empírico conforman los programas expertos de diagnóstico que en este sentido dan una interpretación de los criterios de fallo. Estos programas dan una orientación del estado de la máquina, pero debe ser el experto de mantenimiento quien con todos los datos de la misma indique el diagnóstico final y ejerza las acciones oportunas: reparar, continuar la operación, programar nuevos ensayos, recomendar limitación de servicio...

Otro alcance vendrá determinado por el histórico/ tendencias del transformador. La evolución de los parámetros del mismo puede ayudar en la detección de la velocidad de degradación de la máquina y en las exigencias de mantenimiento de la misma.

CONCLUSIONES

Sería genial poder uniformizar unos mínimos trabajos de mantenimiento predictivo acercándonos a los estándares internacionales comentados. En tiempos de crisis es cuando tenemos que optimizar los trabajos y sacar el máximo partido a los activos disponibles. En cualquier caso resulta imprescindible disponer de un mínimo conjunto de ensayos de "puesta a

cero" para, por una parte, en las recepciones de los transformadores asegurar que la calidad que se contrata es la que estamos recibiendo; por otra parte, en el caso de disparo del transformador, necesitamos parámetros que nos permitan poder localizar el fallo con rapidez sin tener que "abrir".

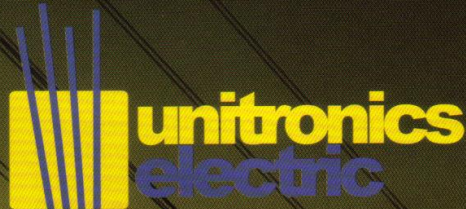
Por último, pensad de nuevo en nuestro trabajador. Cuando realiza su reconocimiento médico se pone en manos de especialistas y técnicos de laboratorio para realizar los ensayos y en manos de un doctor para emitir el diagnóstico final. ¿No es por tanto adecuado que bien nosotros o a quienes subcontratemos el ensayo dispongan de una adecuada cualificación (cursos, experiencia...)? Las razones son lógicas, de un lado la seguridad de la máquina y de los que realizan el ensayo y de otro lado la consistencia de los parámetros registrados y la fiabilidad del diagnóstico del supuesto experto. Estos ensayos, pese a ser sencillos y hoy en día automatizados, conllevan una serie de detalles de medida a tener en cuenta para que las medidas sean fiables aparte de los detalles de seguridad del usuario.

REFERENCIAS

1. www.unitronics-electric.com
2. ANSI/IEEE Std 62-1995. IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus-Part1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. IEEE Power Engineering Society-1995.

3. ANSI/IEEE Std C57.12.90 - 1993. IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution. Power and Regulating Transformers and IEEE Guide for Short-Circuit Testing of Distribution and Power Transformers.
4. ANSI/IEEE Std. C57.12.00 -1993. IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers.
5. UNE-EN 60156-1997. "Líquidos aislantes. Determinación de la tensión de ruptura dieléctrica a frecuencia industrial".
6. UNE-EN 60814-1999. "Líquidos aislantes. Papeles y cartones impregnados en aceite. Determinación del contenido en agua por valoración coulométrica automática de Karl Fischer".
7. UNE-EN60567-1997. "Guía para la toma de muestras de gases y de aceite en equipos rellenos de aceite y para el análisis de los gases libres y disueltos".
8. UNE-EN 60599. "Equipos electrónicos impregnados en aceite en servicio. Guía para la interpretación de los análisis de gases disueltos y libres".
9. UNE-EN 61620. "Líquidos aislantes. Determinación del factor de disipación dieléctrica por medida de la conductancia y la capacidad".
10. UNE-EN 61198. "Aceites minerales aislantes. Método para la determinación de 2-Furfural y compuestos relacionados". ■

¿Quiere conocer el estado real de sus transformadores?



Tangente de Delta



Relación de Transformación



Análisis de Frecuencia del Dieléctrico (DFR)



Análisis de Respuesta en Frecuencia (FRA)



Megger

www.unitronics-electric.com

A8.- Filosofía general de la
Protección Eléctrica en Luz
Del Sur



Departamento de Protecciones
LUZ DEL SUR

FILOSOFÍA DE LA PROTECCIÓN EN DISTRIBUCION

FILOSOFÍA DE LA PROTECCIÓN EN DISTRIBUCION

OBJETIVO

Dar una orientación referente a la ejecución de un estudio de protección, de tal forma que se consiga un mejor desempeño de los equipos de protección ofreciendo al cliente, calidad y continuidad en el suministro de energía.

Las fallas que ocurren en el sistema de distribución aéreo se representan de diversas formas, como por ejemplo: contactos de ramas de árboles, descargas eléctricas, vandalismos, animales en contacto con la línea eléctrica, ruptura de cables, objetos en equipos y en la línea eléctrica.

Estas fallas ocurren independientemente de la hora o del día, causando muchas veces transtornos tanto para los clientes como también para los operadores del sistema de distribución.

Esta variedad de fallas podremos clasificarlas según su origen, o sea:

Falla de origen transitoria: Es aquella que se autoextingue o se extingue con la actuación de la protección, no habiendo así la necesidad de reparos inmediatos en el sistema.

Falla de origen permanente: Es aquella que provoca interrupciones y exige reparación inmediata para la recomposición del sistema.

Por lo tanto, los equipos de protección deben ser dimensionados de modo que protejan el sistema en condiciones de falla y también que promuevan la continuidad y la calidad del suministro a los clientes en general.

Antes de elaborar un estudio de protección es necesario tener en manos algunas informaciones sobre el sistema a ser estudiado, tales como:

- Topología de la red.
- Equipos de protección instalados en el sistema.
- Disponibilidad de equipos, donde están localizados los responsables por la operación del sistema.
- Tipo de actividad y/o proceso de fabricación de los clientes industriales que necesitan de especial atención.
- Trechos con mayor probabilidad de fallas.
- Clase predominante del cliente: residencial, comercial, industrial, rural.

Para la reposición del servicio, el tiempo de espera para recomposición del sistema dependerá de la disponibilidad del personal de operación, de la capacidad de los enlaces auxiliares y de la magnitud del defecto.

Por otro lado, podemos decir que en caso de falla en el sistema, sufrirán interrupciones solamente aquellos clientes instalados entre el equipo de protección más próximo de la falla (responsable por eliminar la falla) y el final del circuito. Los demás clientes instalados para el lado de la fuente de este equipo de protección no sufrirán interrupción.

CAPITULO 1

CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA PROTECCIÓN

Los conceptos siguientes son básicos y fundamentales para el desarrollo de la protección del sistema de distribución.

ZONA DE PROTECCIÓN:

Es el tramo de una red de distribución protegido por un equipo de protección. La **zona de protección** es determinada en función del tipo de equipo de protección. Cada equipo de protección tiene su característica y finalidad específica en el sistema eléctrico de distribución. Así, al definir la **zona de protección** de los respectivos equipos de protección, es conveniente prever protección de respaldo, por lo menos, para el primer equipo instalado antes, de dirección de la carga. Así con la **zona de protección** establecida, será posible establecer los ajustes de los equipos de protección.

SENSIBILIDAD

Es la capacidad de un equipo de protección para interrumpir el circuito en condición de cortocircuito de valores mínimos en el final del tramo considerado **zona de protección** y el mismo tiempo de mantenerse cerrado con la circulación de la máxima corriente de carga del circuito.

COORDINACIÓN

Es la coordinación que se da a dos o mas equipos de protección, instalados en serie, para operar en una determinada secuencia de operación, previamente definida y en condiciones de falla en el sistema.

Regla Elemental de Coordinación

- Para fallas permanentes: El sistema de protección deberá aislar el menor tramo que esté en falla, el servicio será reestablecido por medio de traslados de carga y/o hasta reparar la avería.
- Para fallas transitorias: El sistema de protección deberá eliminar la falla en cualquier parte del sistema de distribución en el menor tiempo posible, no ubicándose una avería inminente, en estos casos no es necesario reparación alguna.

SELECTIVIDAD

Es la condición que se da a dos o mas equipos de protección de interrumpir y mantener aislado el menor tramo del sistema, provocado por cualquier tipo de falla (transitoria o permanente), sin interrumpir el suministro de los clientes instalados entre ellos y la fuente.

CURVA CARACTERÍSTICA TIEMPO - CORRIENTE

Representa la respuesta del equipo de protección para cualquier valor de ajuste, en función de la corriente de cortocircuito del sistema.

Las características Tiempo x Corriente, también llamadas curvas de tiempo, pueden ser representadas de tres maneras: Tiempo x Corriente, Tiempo x Múltiplo de la corriente de ajuste y Porcentajes de la corriente de ajuste.

En general, las características de los equipos de protección son presentadas de la formas Tiempo x Múltiplo o Porcentajes de la corriente de ajuste, porque de esta forma permiten presentar apenas una curva para cualquier valor de ajuste.

DIAGRAMAS DE COORDINACION

En el gráfico que ilustra la coordinación o la selectividad de los equipos de protección, que podrá ser obtenido en forma computacional o manual.

Es construido a través del uso correcto de las características **Tiempo x Corriente** de los diversos equipos de protección suministrados por los respectivos fabricantes.

De la forma manual existen algunos métodos como: punto a punto, plantilla y sobreposición de curvas.

Este último método es el más rápido, eficiente y práctico, pero exige que las características **Tiempo x Corriente** de los equipos utilizados estén en una misma escala.

CORRIENTE HOMOPOLAR

Es la corriente resultante de la suma de corrientes de cada fase del circuito a proteger, es decir en condiciones normales de funcionamiento el valor de la corriente homopolar es cero.

TENSION HOMOPOLAR

Es la tensión resultante de la suma de tensiones de cada fase del circuito a proteger, es decir en condiciones normales de funcionamiento el valor de la tensión homopolar es cero.

Y en caso de una falla a tierra, servirá de referencia para determinar la direccionalidad de la corriente homopolar.

DESBALANCE DE CORRIENTE CAPACITIVA

Es la corriente resultante de la suma de corrientes de fuga por los aislamientos de la red de distribución a proteger, y en condiciones normales de funcionamiento el valor de esta corriente es cero. En el caso que faltara una fase (por ejemplo cuando quema un fusible ó al realizar maniobras unipolares), entonces se originará un desbalance de corriente capacitiva.

CAPITULO 2 EQUIPAMIENTO DE LA PROTECCION

2.1 EQUIPAMIENTO DE FUERZA

INTERRUPTOR DE VACIO

Se utiliza para la apertura y cierre de circuitos alimentadores aéreos y subterráneos principales y laterales. Se instalan en las celdas de MT de las subestaciones convencionales y eventualmente celdas a la intemperie (tipo CEPS).

Están provistos para operar con relés digitales, y por lo tanto puede proteger contra cortocircuito (1, 2 ó 3 escalones) y fallas a tierra (1 ó 2 escalones). El medio de eliminación del arco eléctrico es por medio del vacío que posee cada cámara.

INTERRUPTOR DE MÍNIMO VOLUMEN DE ACEITE

Se utiliza para la apertura y cierre de circuitos alimentadores aéreos y subterráneos principales y laterales. Se instalan en las celdas de MT de las subestaciones convencionales.

Están provistos para operar con relés directos HB, por tanto protege solo contra cortocircuito (1 escalón de tiempo definido). El medio de eliminación del arco eléctrico es por medio del aceite dieléctrico que posee cada cámara.

INTERRUPTORES TRIPOLARES AEREOS

Se encuentran instalados en postes de la red aérea de MT, para el caso de los interruptores el medio de extinción del arco es el aceite ó SF6. Están provistos de relés digitales incorporados.

SECCIONADOR FUSIBLE TRIPOLAR DE POTENCIA

Se utiliza para conectar desconectar circuitos laterales. Se instala en subestaciones convencionales en las celdas de salida y la protección se realiza a través de fusible limitador de corriente. El medio de eliminación del arco eléctrico (en caso de apertura con carga) es por medio de unas cámaras de aire que posee cada fase.

SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR AÉREO CUT-OUT

Elementos en donde se instalan los fusibles tipo link (o rápidos). Además es posible operar (abrir y cerrar) sin carga mediante mando manual y con carga se apertura mediante pértiga de maniobras (load booster). Se instalan verticalmente en la parte superior de las estructuras de las subestaciones y líneas aéreas.

2.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

RELÉ PRIMARIO DE SOBRECORRIENTE TIPO HB (redes 10 kV)

Es un relé de tiempo definido y solo posee la protección de sobrecorriente temporizado, cuyo devanado de corriente es conectado directamente en la línea del interruptor (el cuerpo del relé está al potencial de la línea protegida). La energía para el disparo del interruptor se transmite a través de varillas aisladas.

RELE DIGITAL SIN PROTECCION DIRECCIONAL DE TIERRA (redes 10 y 22.9 kV)

Es un relé cuyas funciones principales son: sobrecorriente de fases temporizado y sobrecorriente de fases instantáneo, además sobrecorriente de tierra no direccional. Se complementa con la instalación de transformadores de corriente (adicionalmente, para obtener mayor sensibilidad en la protección de tierra se instala un transformador toroidal). En algunos casos no necesitan tensión auxiliar y los más recientes necesitan de una tensión auxiliar de 24 Vdc (02 baterías y un rectificador instalados en un tablero de protección).

RELE DIGITAL CON PROTECCION DIRECCIONAL DE TIERRA (redes 10 kV)

Es un relé cuyas funciones principales son: sobrecorriente de fases temporizado y sobrecorriente de fases instantáneo, además sobrecorriente de tierra direccional. Se complementa con la instalación de 3 transformadores de corriente, 3 transformadores de tensión y 1 transformador de corriente toroidal de neutro. Estos relés necesitan de una tensión auxiliar de 24 Vdc (02 baterías y un rectificador instalados en un tablero de protección).

FUSIBLE

Los fusibles se emplean para proteger las instalaciones contra cortocircuito, ya que constituyen un medio seguro e eficaz de protección.

Cuando se presenta un cortocircuito, las secciones del fusible se calientan y finalmente se funden por efecto Joule.

Los fusibles limitadores de corriente van instalados en el seccionador tripolar de potencia.

Los fusibles tipo k (o rápidos) van instalados en los seccionadores unipolares aéreos (cut out), estos mismo fusibles se instalan para proteger los transformadores de distribución aéreos.

Los fusibles tipo E y C se instalan para proteger los transformadores de distribución en subestaciones convencionales y compactas respectivamente.

2.3 TRANSFORMADORES REDUCTORES

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE FASES

El uso de estos transformadores servirá para sensar los niveles de corriente de cortocircuito, y se utilizarán en 10 y 22.9 kV.

Los transformadores de corriente tipo protección se instalarán a la salida de cada fase del circuito a proteger.

La capacidad en el lado primario del transformación quedará establecido de acuerdo a la capacidad máxima del circuito y según el nivel de cortocircuito en el punto de instalación. Con respecto al lado secundario queda estandarizado en 5 A.

Estos transformadores reducirán la corriente que circula en la media tensión, los cuales serán cableados al relé digital.

Las capacidades estándares son 200-300/5 y 400-600/5, es decir, con doble relación de transformación en el primario.

Los transformadores de corriente que se utilizarán deben de ser del tipo toroidal no seccionable y se utilizarán en los niveles de tensión de 10 y 22.9 kV, y serán instalados en la parte aislada del cable de salida del circuito a proteger, y es por este motivo que el aislamiento de los transformadores de corriente tipo toroidal es de 3 kV y son de libre mantenimiento.

En la actualidad existen transformadores tipo bloque, los cuales requieren una frecuencia de mantenimiento, motivo por el cual no se recomienda su adquisición.

TRANSFORMADOR DE TENSION DE FASES

El uso de estos transformadores esta limitado a un sistema con conexión delta aislado y servirán para determinar la dirección de la corriente de falla a tierra.

Los transformadores de tensión tipo protección se instalarán a la salida de cada fase del circuito a proteger y se utilizan solo asociados a relés digitales con direccionalidad de tierra.

La capacidad en el lado primario del transformación quedará establecido de acuerdo al nivel de tensión del circuito a proteger dividido entre raíz de 3 (por ejemplo para un sistema 10 kV se necesita transformadores de $10/\sqrt{3}$ en el lado primario)

Para el lado secundario se requieren dos arrollamientos, uno para medición (referencial) y otro de protección.

Estos transformadores reducirán la tensión del sistema en la media tensión, los cuales serán cableados hacia el relé digital.

En la actualidad todos los transformadores de tensión son del tipo bloque.

TRANSFORMADOR DE TIPO TOROIDAL DE NEUTRO

El uso de estos transformadores esta limitado a un sistema con conexión delta aislado y servirán para medir el nivel de corriente de falla a tierra.

La capacidad en el lado primario del transformación quedará establecido en 50 A.

Con respecto al lado secundario queda estandarizado en 1 A.

Estos transformadores reducirán la sumatoria de corriente que circula por las 3 fases (valor que en condiciones normales de funcionamiento es cero), los cuales serán cableados al relé digital.

El transformador de corriente que se utilizará debe de ser del tipo toroidal seccionable y se utilizará en el nivel de tensión de 10 kV, y será instalado en la parte aislada del cable de salida del circuito a proteger, y es por este motivo que el aislamiento de los transformadores de corriente tipo toroidal es de 3 kV y son de libre mantenimiento.

2.4 COMPENENTES COMPLEMENTARIOS

GABINETES DE CONTROL Y PROTECCION DE TRANSFORMADORES ELEVADORES / REDUCTORES

Los gabinetes de control y protección sirven para albergar a los relés digitales, a los rectificadores, a las baterías y a las borneras de señalización, mando y protección.

Cada gabinete debe de tener la capacidad de albergar hasta 6 relés digitales con sus respectivas señalizaciones y dispositivos de mando.

Hasta el gabinete llegará el cableado de los diversos transformadores de protección de cada celda de distribución y a su vez saldrán cables de mando hacia los interruptores de potencia.

TABLEROS DE CONTROL Y PROTECCION DE TRANSFORMADORES ELEVADORES / REDUCTORES

Los tableros de control y protección sirven para albergar a las señales de los diversos relés instalados en los transformadores.

Cada gabinete debe de tener la capacidad de albergar la señalización de hasta 2 transformadores con sus respectivas señalizaciones y dispositivos de mando.

Hasta el tablero llegará el cableado de los diversos relés de cada transformador y a su vez saldrán cables de mando hacia los interruptores de potencia.

RECTIFICADORES

Los rectificadores sirven para alimentar a los relés digitales y para cargar el resorte de los interruptores de potencia.

El rectificadores recibirá una alimentación en 220 Vac y proporcionará una tensión de 24 Vdc hacia los relés digitales y hacia el motor de carga de cada interruptor.

BATERIAS

Las baterías sirven para proporcionar alimentación a los relés y a los motores de carga de los interruptores en el caso que no exista la fuente de 220 Vac que alimenta a los rectificadores.

Estas baterías estarán conectadas en el lado de 24 Vdc del rectificador y deberán de proporcionar alimentación de los relés como mínimo de hasta 7 días.

Las baterías adquiridas deben tener la característica de libre mantenimiento y a una tensión de 12 Vdc, es decir su conexión debe de realizarse dos en serie (2 x 12 Vdc).

CAPITULO 3 COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN EN LA RED DE DISTRIBUCION

El alcance de la coordinación establece la protección de cables, conductores y transformadores en la red de distribución.

Con tal fin es necesario contar con la siguiente información:

- Diagrama unifilar del alimentador.
- Salida del alimentador, indicando el equipo de protección instalado y sus ajustes actuales.
- Número, sección, tipo y longitud de los alimentadores de cada sección.
- Medición o evaluación de la carga a lo largo de red de distribución.
- Seccionamientos existentes.
- Enlaces auxiliares con otros alimentadores, con la evaluación de disponibilidad de carga.
- Cálculo de las corrientes de cortocircuito trifásico, bifásico y monofásico en cada derivación y en cada nodo de la red de distribución.
- Potencia y tensión de cortocircuito de los transformadores de distribución.

3.1 PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITOS DE CABLES Y CONDUCTORES EN MEDIA TENSION

Para realizar la protección eléctrica de cables y conductores, es necesario contar con equipos o dispositivos, tanto de maniobra como de protección. Ambos deben actuar de una manera apropiada para poner fuera de servicio o desconectar el tramo de un circuito bajo falla, antes de que sufran daños debido al efecto térmico producidos por una corriente de cortocircuito.

Los cables y conductores que se utilizan en una red de distribución primaria pueden destinarse a alimentadores troncales y laterales.

Cables subterráneos

Se utilizan cables secos de cobre (N2XSY) y de aluminio (NA2XSY), y los cables impregnados en aceite (NKY).

Conductores aéreos

Se utilizan conductores desnudos de cobre y de aluminio, además de los aislados (autoportantes) de cobre (N2XS2Y) y de aluminio (NA2XSA2Y).

3.1.1 PROTECCIÓN DE CIRCUITOS TRONCALES

La protección de un circuito troncal se realizará única y exclusivamente mediante relés.

Para el seteo de la función de sobrecorriente temporizada (reles directos HB y relés digitales), se procederá de la siguiente forma:

- El ajuste de la corriente, solo como referencia, debe de hacerse a un valor mayor o igual al 160% de la capacidad nominal del conductor a proteger.
- La temporización que se asignan a los relés que protegen cada tramo del alimentador troncal, debe de considerar incrementos de 0.3 en 0.3 seg., teniendo en cuenta que el valor máximo en la salida del alimentador es 1.2 seg. Estos valores de tiempo debe de incluir la temporización del relé mismo y del tiempo de actuación del interruptor durante la desconexión, y será corroborado por las pruebas durante su puesta en servicio.

Nota.- Debido a que en las salidas de los alimentadores, el tiempo máximo de seteo para la función de sobrecorriente temporizada es 1.2 seg., se limita la instalación de sub estaciones convencionales de manera longitudinal hasta una cantidad máxima de cuatro (04). Caso contrario se debe de realizar coordinaciones previas con el Departamento de Protecciones.

Para el seteo de la función de sobrecorriente instantánea (solo relés digitales), se procederá de la siguiente manera:

- El ajuste de corriente debe de considerar el valor del cortocircuito bifásico al 85% de la longitud de la troncal a proteger.

En el caso que la capacidad de cortocircuito térmica admisible es excedida en algún punto del alimentador troncal, entonces se tienen las siguientes alternativas de solución:

- Se procede a instalar relés digitales que contengan la función de sobrecorriente instantánea, el cuál contempla solo el tiempo de actuación del interruptor de potencia (estimado en 0.1 seg.)

- Se procede a disminuir la temporización (solo para relé directo HB) hasta lograr que la capacidad térmica admisible de los cables o líneas sea mayor o igual al nivel de cortocircuito trifásico que se tiene en cualquier punto del alimentador troncal a proteger (el uso de esta alternativa disminuirá la cobertura de protección y limitará la instalación de sub estaciones convencionales en forma longitudinal).

En el caso que un alimentador no cuente con suficientes subestaciones convencionales, entonces se recomienda la instalación de Cabinas Especiales de Protección y Seccionamiento (CEPS), compuesto con elementos suficientes para albergar una protección con función de direccionalidad de tierra.

3.1.2 PROTECCIÓN DE CIRCUITOS LATERALES

La protección de un circuito lateral se realizará mediante relés ó fusibles limitadores de corriente asociados a seccionadores tripolares.

Se procede de manera similar a la protección de un alimentador troncal, sin embargo, en el caso que la capacidad de cortocircuito térmica admisible sea excedida en algún punto del alimentador lateral, entonces se procederá de la siguiente manera:

- Instalar relés digitales y la protección se realizará mediante la función de sobrecorriente instantánea, el cuál contempla solo el tiempo de actuación del interruptor de potencia (estimado en 0.1 seg.).
- En caso de persistir el problema, instalar un seccionador de potencia y la protección se realizará mediante sus fusibles limitadores de corriente (esta alternativa se utilizará siempre y cuando el alimentador lateral no cuente con enlaces auxiliares).

3.1.3 PROTECCION INTERMEDIA DE CIRCUITOS LATERALES

La protección se realizará mediante el uso interruptores tripolares aéreos provistos de relés digitales ó mediante seccionadores unipolares (cut out) provisto de fusibles tipo K.

Interruptores tripolares aéreos con de relés digitales

Se realizará, siempre y cuando no exista fusibles aguas arriba del equipo. Las consideraciones para el seteo del relé son las mismas descritas anteriormente, con tal fin este dispositivo de protección se considerará como un circuito lateral alimentado desde la celda de una sub estación convencional.

Seccionadores unipolares (cut out) con fusibles tipo K

La capacidad nominal del fusible deberá ser mayor o igual a la corriente de carga máxima (I_c) del circuito, considerando el crecimiento de la carga previsto para cinco (05) años, considerando una tasa de crecimiento anual de carga.

La instalación de fusibles que protegen a la red de media tensión queda limitada a los circuitos laterales sin enlaces auxiliares, de tal forma que no restringir la capacidad de traslado de carga. Es decir, caso de tener la posibilidad de anillar circuitos (mediante el uso de enlaces auxiliares), no deben de existir fusibles en ningún punto del anillo.

En ningún caso los PDS's con fusibles unipolares tipo K funcionaran en la condición de normalmente abierto, en caso de ser necesario tener una apertura permanente, estos deben de ser reemplazados por dispositivos de maniobra tripolares.

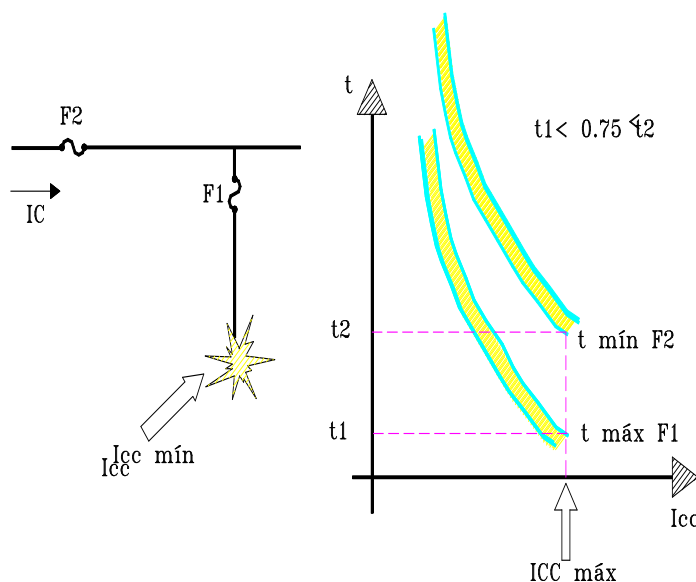
Recomendación.

- Para el caso de instalación de fusibles unipolares en sistemas con delta aislado, se recomienda que el circuito a proteger no supere la capacitancia de 0.2 uf, debido a que una apertura unipolar (ya sea con o sin carga) generaría la aparición de una corriente de tierra por desbalance de capacitancias de 2 A., lo que ocasionaría una falsa apertura del relé de tierra (direccional y no direccional) instalado aguas arriba. Caso contrario se requerirá la intervención del DRE para la instalación de un dispositivo de maniobra tripolar.

Coordinación entre fusibles

La selectividad entre dos o más fusibles instalados en forma longitudinal, es satisfactoria cuando el tiempo total de interrupción del fusible protector no excede al 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido.

Como consecuencia de lo anteriormente mencionado y para lograr una adecuada coordinación entre fusibles, su instalación longitudinal esta limitado a circuitos en donde la corriente de cortocircuito trifásico no superen los 5000 A., salvo en los casos que se supere la capacidad de cortocircuito térmica admisible de alguna parte de la red y para lo cual se hace necesaria la instalación de fusibles.



3.2 PROTECCIÓN CONTRA FALLAS A TIERRA EN EL SISTEMA DELTA AISLADO

Esta protección es exclusiva de los relés digitales.

3.2.1 PROTECCION MEDIANTE RELES CON DIRECCIONALIDAD DE TIERRA

El uso de este relé es recomendado para proteger circuitos cuya capacitancia total, visto aguas abajo del relé, sean superiores a 0.2 uf. Caso contrario solo será necesario el uso de un relé sin direccionalidad de tierra.

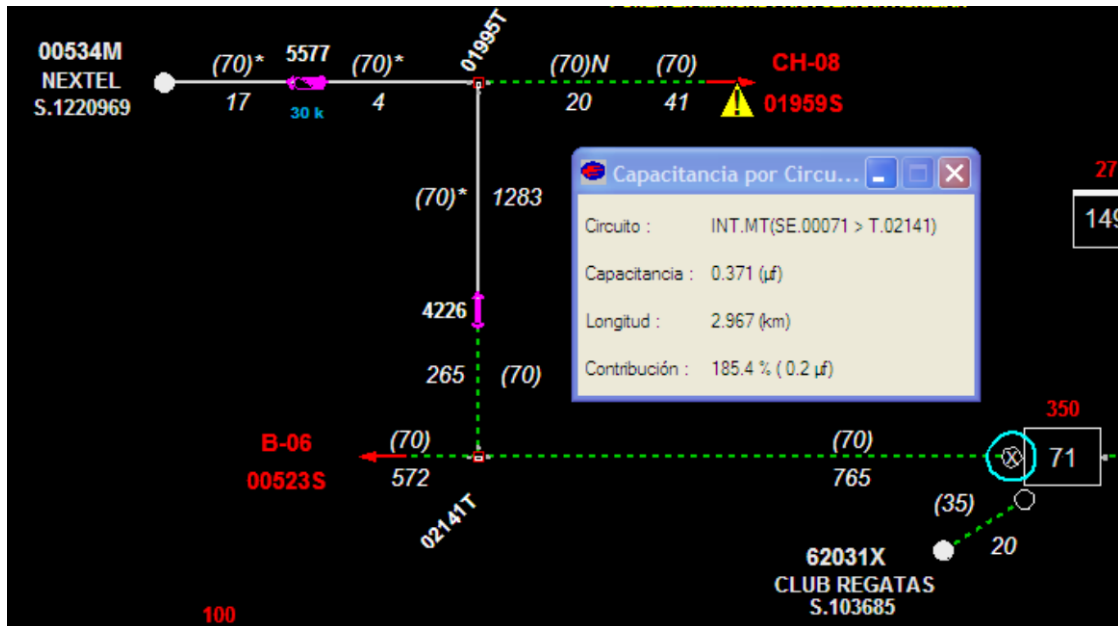
El seteo de la corriente de tierra para el primer escalón queda definido en 2 A. (el cual contempla que la falla a tierra sea despejada hasta con una resistencia de falla de hasta 2800 ohm).

El tiempo de despeje de esta falla a nivel de la salida del alimentador queda definido en 3 seg., por lo tanto, la temporización que se asignan para el primer escalón debe de considerar decrementos de 0.5 en 0.5 seg. Estos valores de tiempo debe de incluir la temporización del relé mismo y del tiempo de actuación del interruptor durante la desconexión, y será corroborado por las pruebas durante su puesta en servicio.

El seteo del segundo escalón (en A.) queda definido en 10 veces el valor de la capacitancia (en uf) del circuito aguas abajo visto por el relé.

Por ejemplo, en caso de instalar un relé de tierra en la SE 71 a 2141T, el seteo del segundo escalón quedará definido en:

$$I_o = 0.371 \text{ uf} \times 10 = 3.7 \text{ A.}$$



El tiempo de despeje de esta falla a nivel de la salida del alimentador queda definido en 1.2 seg., por lo tanto, la temporización que se asignan para el segundo escalón debe de considerar decrementos de 0.3 en 0.3 seg.

En caso que la capacitancia sea menor a 0.2 uf, el seteo del segundo escalón debe quedar deshabilitado.

Para el seteo del segundo escalón y en el caso de utilizar la función 51N (falla a tierra no direccional), solo será posible su activación, si las capacitancias visto aguas abajo del relé sean menores al 40% de las capacitancias del total de alimentadores conectado en la barra correspondiente, caso contrario dicha función debe quedar deshabilitada.

3.2.2 PROTECCION MEDIANTE RELES SIN DIRECCIONALIDAD DE TIERRA

El uso del relé sin direccionalidad de tierra es recomendado para proteger circuitos cuya capacitancia visto aguas abajo del relé sean inferiores a 0.2 uf. Caso contrario se recomienda la instalación de un relé con direccionalidad de tierra (ver consideración al final del acápite 3.2.2).

El primer escalón se seteará a 2 A., siempre y cuando la capacitancia de la red vista aguas abajo no supere los 0.2 uf., caso contrario ocasionaría una falsa apertura ante una falla a tierra originado cualquier otro alimentador y que este conectado de la misma barra; por lo tanto el primer escalón debe de quedar deshabilitado.

La temporización queda definida de igual manera que un relé con direccionalidad de tierra.

Si a pesar de superar el valor de capacitancia mencionado, es necesario una protección con el primer escalón en 2 A., será necesario la instalación de un relé con direccionalidad de tierra.

Para el seteo del segundo escalón, se procede de manera similar que un relé con direccionalidad de tierra.

Consideración: En caso que la capacitancia sea mayor a 0.2 uf y se elija instalar un relé sin direccionalidad de tierra, se debe de tener en cuenta que no serán despejadas las fallas a tierra cuyos valores fluctúen entre 2 A. y el valor de seteo del segundo escalón.

Por ejemplo, para una capacitancia es 0.5 uf le corresponde un seteo de 5 A., en este caso se deja una brecha en la cual no actuará el relé (entre 2 y 5 A.), en cuyo caso la falla será despejada por el relé instalados aguas arriba, afectando a una mayor cantidad de usuarios.

3.2.3 PROTECCION MEDIANTE LA FUNCION DE TENSION HOMOPOLAR

Su utilización es exclusiva para SET's y en Cabinas con transformadores reductores con un solo un alimentador de salida y con la conexión delta aislado en el lado secundario.

La selectividad entre relés se realizará mediante temporización, con un desfase entre protecciones de 0.5 seg. El valor de la tensión homopolar quedará definido en coordinación con el Departamento de Protecciones.

La instalación de la protección mediante tensión homopolar se realizará en diversas partes de la red, siempre y cuando se encuentren distribuidos de manera longitudinal, es decir, en una derivación no debe de existir una protección con tensión homopolar hacia un ramal y otra protección similar hacia el otro ramal.

3.3 PROTECCIÓN DE CLIENTES EN MEDIA TENSION

La protección de un cliente en media tensión, alimentado desde una celda de una sub estación convencional se realizará mediante relés ó con seccionadores tripolares asociados a fusibles limitadores de corriente, en el caso de clientes con medición a la intemperie, la protección se realizará mediante fusibles de expulsión (tipo k).

Protección mediante rele:

Los seteos para la función de sobrecorriente temporizada e instantánea queda definido de la siguiente manera:

El tiempo de actuación del relé de sobrecorriente temporizada queda definido en 0.2 seg. ó menores (valor de diseño para las instalaciones del cliente), salvo manifestación expresa del cliente. Para el ajuste de la corriente debe de hacerse a un valor mayor o igual al 160% de la potencia contratada.

El ajuste de la corriente para la función de sobrecorriente instantánea debe de considerar el valor del cortocircuito bifásico al 85% de la longitud del cable de alimentación de su cabina particular.

La definición del tipo de relé digital a utilizar para proteger fallas a tierra en el sistema delta aislado queda definido según corresponda:

- Si la capacitancia en media tensión de la red del cliente no supera los 0.2 uf, será suficiente el uso de un rele con función de sobrecorriente de falla a tierra no direccional.
- Caso contrario será necesario la instalación de un rele con función de sobrecorriente de falla a tierra direccional.

Protección mediante fusibles

Se debe de tener en cuenta que el tiempo máximo de despeje de falla es 0.02 seg. (valor de diseño para las instalaciones del cliente).

Recomendaciones

- Para corrientes de cortocircuito mayores a 5000 A, y con protección en el punto de alimentación del cliente mediante fusibles, se debe de evitar la instalación de interruptores con relés en la cabina particular del cliente. Debido a que con esta configuración es prácticamente nulo la utilidad del interruptor y relé instalado dentro de las instalaciones del cliente, debido a que no existirá una adecuada coordinación entre ambos equipos.
- Para caso de clientes en PMI con potencia contratada mayores de 550 Kw en 10 kV, adicionalmente se recomienda instalar un dispositivo de apertura tripolar en su punto de entrega.

Cabe mencionar que la definición de los seteos dentro de las instalaciones particulares queda bajo la total responsabilidad del cliente.

3.4 PROTECCIÓN EN CABINAS CON TRANSFORMADORES ELEVADORES / REDUCTORES

El alcance de la coordinación establece la protección del transformador y de las salidas de la redes de distribución en media tensión.

Con tal fin es necesario contar con la siguiente información:

- Diagrama unifilar de las salidas desde la cabina.
- Datos de placa del transformador (relación de transformación, potencia, tensión de cortocircuito y grupo de conexión)
- Salida del alimentador, indicando el equipo de protección instalado y sus ajustes actuales.
- Número, sección, tipo y longitud de los alimentadores de cada sección.
- Medición o evaluación de la carga a lo largo de red de distribución.
- Seccionamientos existentes.
- Enlaces auxiliares con otros alimentadores, con la evaluación de disponibilidad de carga.
- Cálculo de las corrientes de cortocircuito trifásico, bifásico y monofásico en cada derivación y en cada nodo de la red de distribución.

3.4.1 PROTECCIÓN EN CABLES Y CONDUCTORES A LA SALIDA DE TRANSFORMADORES ELEVADORES / REDUCTORES

Se procederá de manera similar a lo descrito anteriormente.

Sin embargo se debe de tener algunas consideraciones adicionales para los siguientes casos:

- En caso que se trate de un transformador en donde el secundario funcione con la conexión delta aislada, por ejemplo 22.9/10 kV con conexión Ynd5.
- En el caso que a pesar de funcionar como elevador, y bajo cualquier circunstancia haya la posibilidad de invertir la funcionalidad del transformador de elevador a reductor.

Para los casos anteriormente descritos, es totalmente necesario tener una confiabilidad del 100% con respecto a la operatividad de los dispositivos de protección contra fallas a tierra en el lado delta aislado, y es por este motivo que se presentan las siguientes alternativas de solución:

- Tener una conexión permanente a través del SCADA y monitoreada por Centro de Control mediante alarmas, sobre el buen funcionamiento de la tensión auxiliar de los relés de protección.
- Tener una protección de tierra como respaldo e independiente al principal, es decir, la protección principal de sobrecorriente direccional de tierra seteado en los relés instalados en cada celda de salida del lado delta aislado; mientras que la protección de respaldo debe de funcionar mediante otro relé que gobierna el interruptor en el lado de alta tensión del transformador y será alimentado mediante otro juego de rectificador y baterías, esta protección de respaldo debe de funcionar mediante la función de sobretensión homopolar.

3.4.2 PROTECCIÓN PROPIA DEL TRANSFORMADOR ELEVADOR / REDUCTOR

La protección propia del transformador se realiza por relés que vienen ya incorporados, y su funcionamiento y seteo esta descrito a continuación:

Relé de sobretemperatura.- Se introduce en el estuche previsto en el tanque del transformador y permite mediante dos contactos graduables entre 20° y 120 °C, medir la temperatura del aceite y emitir señales de alarma y de disparo. Adicionalmente cuenta con un indicador de máxima temperatura.

Mediante la información de la temperatura se regula el relé en dos escalones: el primer escalón (normalmente a 70 °C) se enciende la señal de alarma y el segundo escalón (normalmente a 90 °C) se envía la señal de disparo.

Relé Bucholz.- Cuando se desea anunciar y proteger un transformador con tanque de expansión de fallas que ocurren en su interior.

Este detecta el efecto de cortocircuito entre espiras, entre devanados, contra masa, uniones defectuosas, etc., que se manifiestan mediante emanaciones de gas que buscan la salida por el tanque de expansión pero que se acumulan en la parte superior del la parte superior del relé disminuyendo su nivel de aceite y permitiendo el descenso de dos flotadores con contactos que cierran circuitos eléctricos primero de alarma y posteriormente de disparo del interruptor.

Relé de imagen térmica.- Cuando se desea anunciar y proteger un transformador contra sobretemperaturas que provienen del núcleo.

Mediante esta información se regulan en cuatro escalones: el primer escalón (normalmente a 50 °C) se enciende el primer ventilador, el segundo escalón (normalmente a 70 °C) se enciende el segundo ventilador, el tercer escalón (normalmente a 80 °C) se enciende la señal de alarma y el cuarto escalón (normalmente a 100 °C) se envía la señal de disparo.

Indicador del nivel de aceite.- Permite conocer si el nivel de aceite dentro del transformador es suficiente, y la marcación se realiza teniendo como referencia los 20 °C. En este caso solo emite la señal de alarma.

3.5 PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

La red de distribución en sub estaciones convencionales (a nivel o subterránea), compactas (pedestal o subterráneas), y subestaciones aéreas (monoposte y biposte), cuentan con diversos y diferentes equipos de protección, cuyo principal objetivo, es de proteger al transformador de distribución. Además se debe proteger adecuadamente la red de baja tensión, previniendo una correcta coordinación de los dispositivos de protección del lado de media tensión con los de baja tensión.

3.5.1 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION PROTECCION CONTRA SOBRECARGA

La protección de un transformador mayor de 160 KVA instalado en sub estaciones convencionales se realizará mediante interruptores termomagnéticos y serán seteados a la capacidad nominal del disyuntor de acuerdo a la norma PE-1-101 (válido para transformadores de 160, 250, 400 y 630 KVA).

PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITOS

En la protección de los transformadores de distribución, de los tres tipos de subestaciones se utilizan fusibles primarios que se van a proteger contra cortocircuitos en barras de media tensión y fallas internas, así como las fallas que se puedan producir en las barras de baja tensión.

Para realizar la coordinación de los elementos de protección se han considerado los siguientes factores, que de acuerdo a normas es importante considerar:

- La curva característica del fusible de media tensión (tiempo total de fusión) que protegerá al transformador debe evitar superar los valores dados por su curva de capacidad térmica.
- La curva característica del fusible de media tensión (tiempo inicial de fusión) no debe de actuar ante la corriente de inserción del transformador, que puede ser de 8 a 12 veces la corriente nominal del transformador durante 0.1s.
- En la caso de un defecto en la red de baja tensión, los fusibles limitadores de corriente tipo NH deberán fundirse antes que actúe el fusible instalado en la media tensión.

3.5.2 PROTECCIÓN EN CABLES Y CONDUCTORES EN SALIDA DE BAJA TENSION

Siguiendo las recomendaciones mencionadas anteriormente, se ha determinado la capacidad de los fusibles en el lado primario del transformador y el máximo fusible a ser instalado en el lado secundario para que exista una adecuada coordinación de la protección.

Adicionalmente, se consigue proteger adecuadamente los cables a la salida de la red de baja tensión con una capacidad máxima de fusible que lo protegerá adecuadamente.

Lo mencionado anteriormente se encuentra detallado en la norma PD-9-101 (Coordinación de fusibles en MT y BT).

De haber conflicto entre la máxima capacidad de fusible en BT recomendado para que exista una adecuada coordinación con el fusible en MT y la máxima capacidad de fusible en BT recomendado para proteger adecuadamente el cable de salida en BT, entonces se procederá a instalar el menor de ellos.

ANEXO 1

NORMAS A CONSULTAR

CABLES Y CONDUCTORES

RD-3-010	Parámetros de cables y conductores de BT y MT
CD-7-010	Cable NKY de 10 kV
CD-7-013	Cable N2XSY de 10 kV
CD-7-016	Cable NA2XSY de 10 kV
CD-9-310	Cable N2XSY de 22.9 kV
CD-9-320	Cable NA2XSY de 22.9 kV
LD-7-001	Cable autoportante N2XS2Y de 10 kV
LD-7-005	Cable autoportante NA2XSA2Y de 10 kV
LD-9-005	Cable autoportante NA2XSA2Y de 22.9 kV
LD-9-010	Conductor desnudo de cobre 10 y 22.9 kV
LD-9-020	Conductor desnudo de aluminio 10 y 22.9 kV

EQUIPAMIENTO DE FUERZA

PE-7-101	Interruptor de mínimo volumen de aceite y relés HB
PE-7-133	Interruptor de potencia en 10 kV
PE-9-133	Interruptor de potencia en 22.9 kV
PE-7-118	Seccionador de potencia CS4 para 10 kV
PE-7-121	Seccionador de potencia NALF
PE-9-111	Seccionador de potencia para 22.9 kV
PE-9-118	Seccionador de potencia CS4 para 22.9 kV

RELES

PE-7-139	Relés digitales
----------	-----------------

FUSIBLES

Fusibles para la protección de las redes de distribución en media tensión:

PE-7-111	Fusibles limitadores de corriente en seccionadores de potencia para 10 kV
PE-9-111	Fusibles limitadores de corriente en seccionadores de potencia para 22.9 kV
PE-9-314	Fusibles tipo K para proteger redes en 10 y 22.9 kV

Fusibles para la protección primaria en transformadores de distribución:

PE-7-541	Fusibles tipo C para transformadores en sub estación compacta en 10 kV
PE-7-112	Fusibles tipo E para transformadores en sub estación convencional en 10 kV
PE-9-112	Fusibles tipo E para transformadores en sub estación convencional en 22.9 kV
PE-9-314	Fusibles tipo K para transformadores en sub estación aérea en 10 y 22.9 kV

Fusibles para la protección en tableros de distribución de baja tensión y en cada salida de llave:

PE-1-112	Fusibles tipo lámina
PE-1-111	Fusibles tipo NH

TRANSFORMADORES REDUCTORES

PE-7-138	Transformador de tensión tipo protección
PE-7-143	Transformador toriodal

COMPONENTES COMPLEMENTARIOS

PE-9-720	Gabinete de control y protección
PE-9-430	Tablero de protección para transformadores elevadores/reductores
PE-7-149	Rectificador
PE-7-147	Baterías

OTROS COMPONENTES

PE-7-420	Cabina especial de protección y seccionamiento (CEPS) para 10 kV
PE-9-420	Cabina especial de protección y seccionamiento (CEPS) para 22.9 kV
PE-7-312	Portafusible tipo cut out
PE-7-381	Pertiga de maniobra y matachispa (load booster)

ANEXO 2 REFERENCIAS FOTOGRAFICAS

INTERRUPTOR DE MINIMO VOLUMEN DE ACEITE Y RELE DIRECTO HB



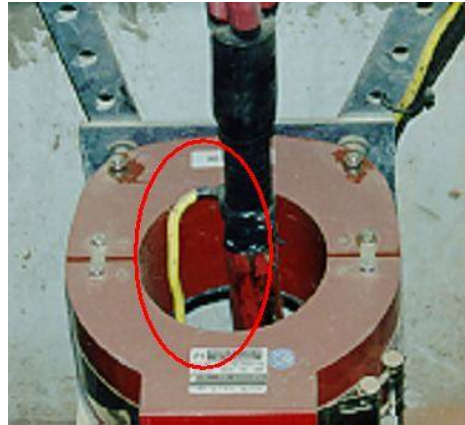
INTERRUPTOR DE
VACIO



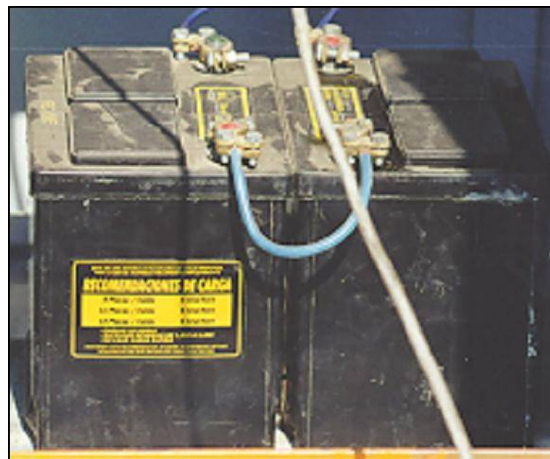
SECCIONADOR DE
POTENCIA



TRANSFORMADORES DE TENSION Y TOROIDAL



RECTIFICADOR Y BANCO DE BATERIAS



RELES CON DIRECCIONALIDAD DE TIERRA

RELE DPU 2000R / 1500R (ABB)



RELE DFP 300 (GENERAL ELECTRIC)



RELE MRI3
(SEG)

RELE REX521
(ABB)



RELES SIN DIRECCIONALIDAD DE TIERRA



RELE MRI3
(SEG)



RELE 7SJ
(Siemens)

RELE REF 610 (ABB)



RELE WIP1 (SEG) - Autónomo



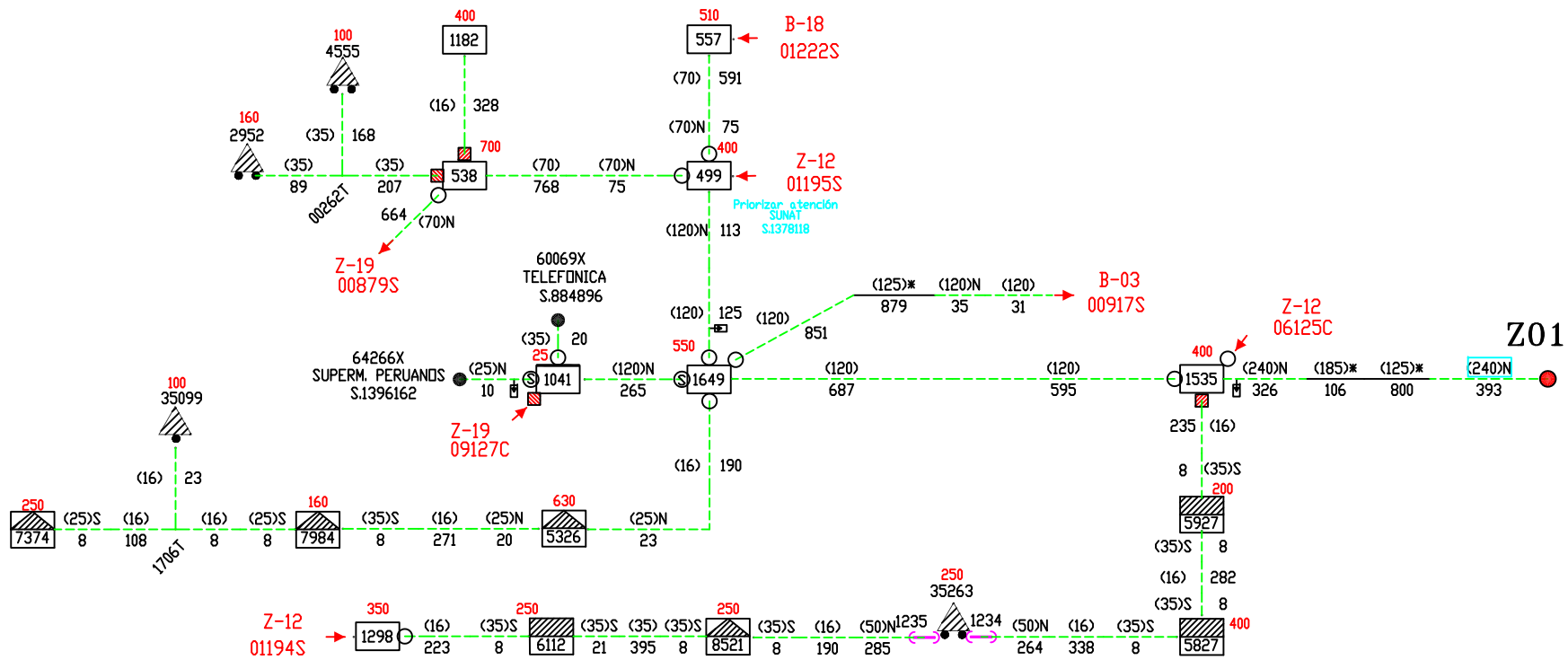
RELE Micom P124 (Alstom)
Autónomo



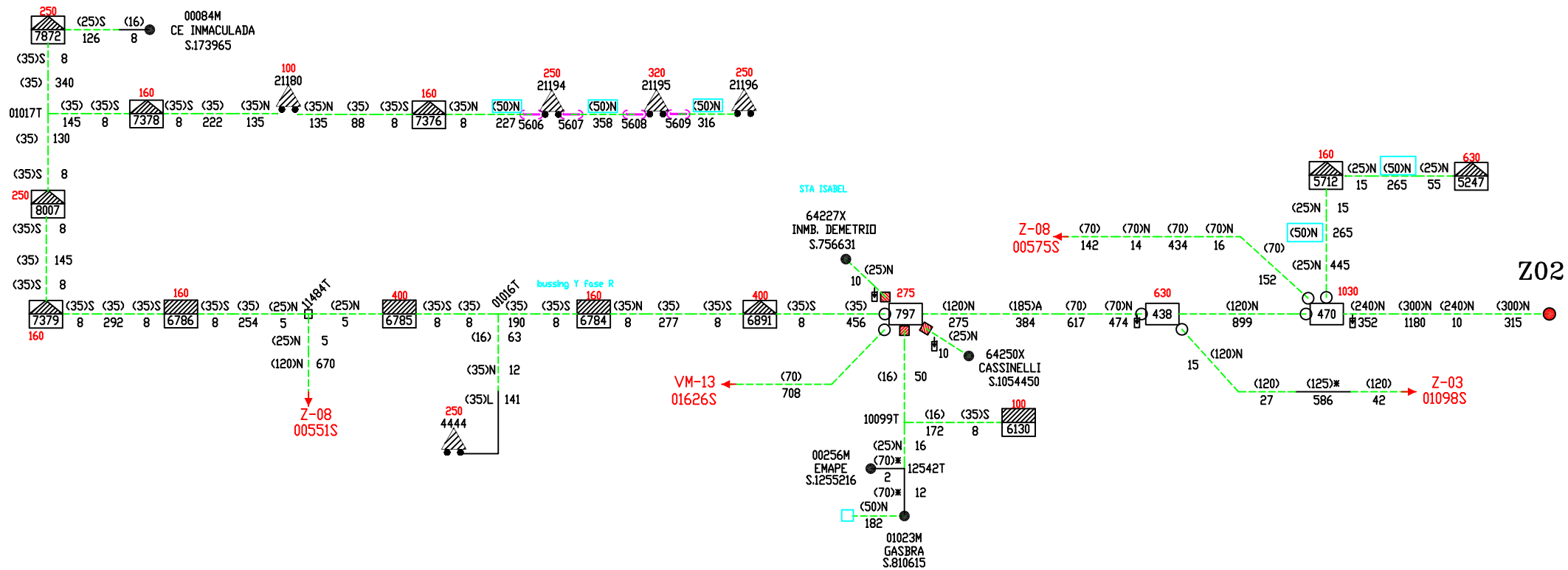
RELE PS421 (Alstom)
Autónomo



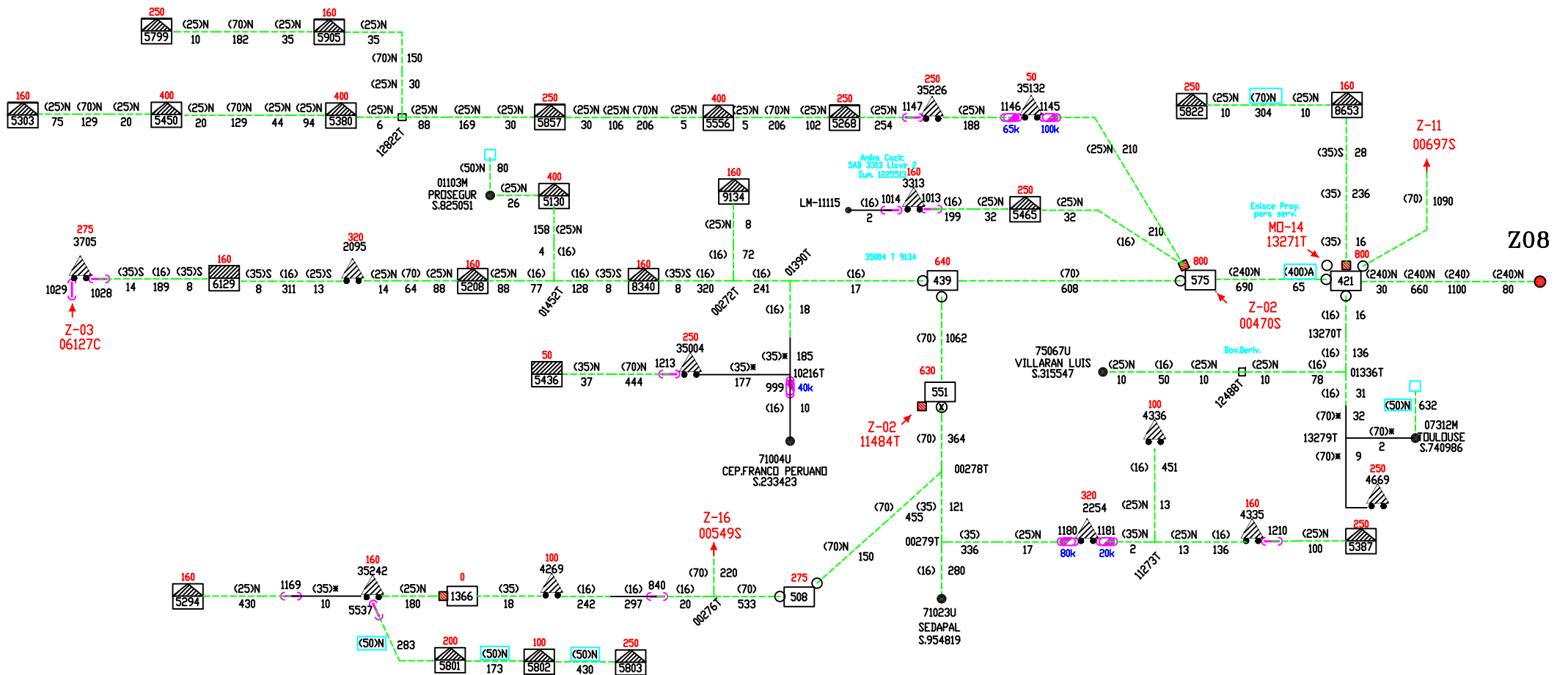
PLANOS



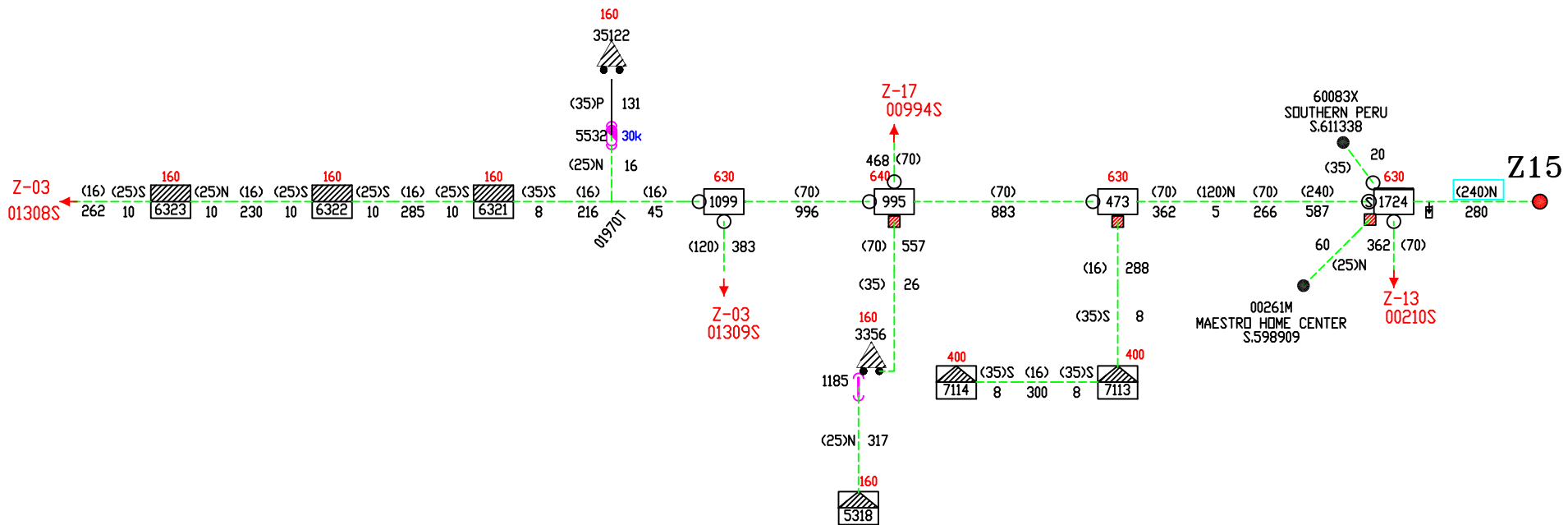
<p align="center">LEYENDA EQUIPOS DE MANIOBRA</p> <p> SECC. POTENCIA CON FUSIBLE INT. RELE SOBREC. DE FASES INT. RELE SOBREC. DE FASES Y DIRECT. A TIERRA INT. RELE BLOQUEADO O SIN RELE INT. POT. RELE DIRECTO </p>		<p align="center">LEYENDA TIPO DE CONDUCTOR</p> <p> Cu AEREO * ALEAC. DE AL P AUTOPORTANTE Cu L AUTOPORTANTE AL NKY SUBTERRANEO N N2XSY S NYSY </p>		<p>SISTEMA DE INFORMACION TECNICO</p>
		<p>BALNEARIOS Z-01</p> <p>SET BALNEARIOS (Z)</p> <p>ESQUEMA DE LA RED DE 10 KV</p>		



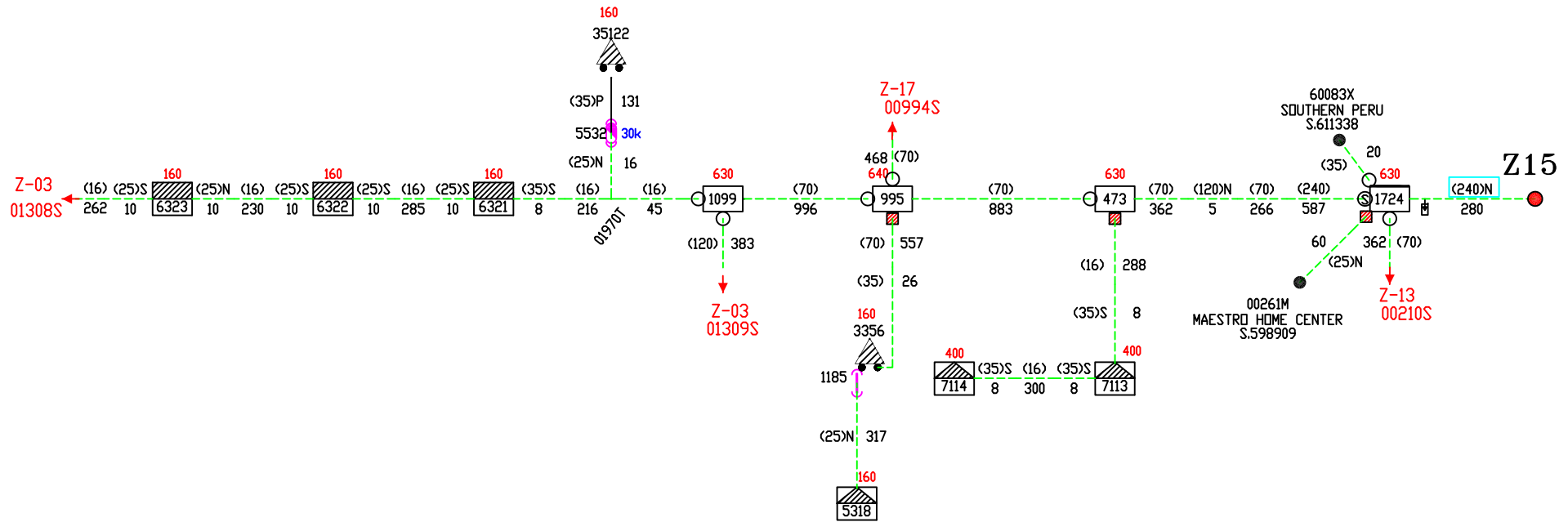
LEYENDA EQUIPOS DE MANIOBRA	LEYENDA TIPO DE CONDUCTOR	 SISTEMA DE INFORMACION TECNICO
[Hatched Box] SECC. POTENCIA CON FUSIBLE (S) INT. RELE SOBREC. DE FASES (Z) INT. RELE SOBREC. DE FASES Y DIRECT. A TIERRA (X) INT. RELE BLOQUEADO O SIN RELE (O) INT. PDT. RELE DIRECTO	Cu ARREO * ALEAC. DE AL P AUTOPORTANTE Cu L AUTOPORTANTE AL NKY SUBTERRANEO N N2XSY S NYSY	
BALNEARIOS Z-02 SET BALNEARIOS (Z) ESQUEMA DE LA RED DE 10 KV		



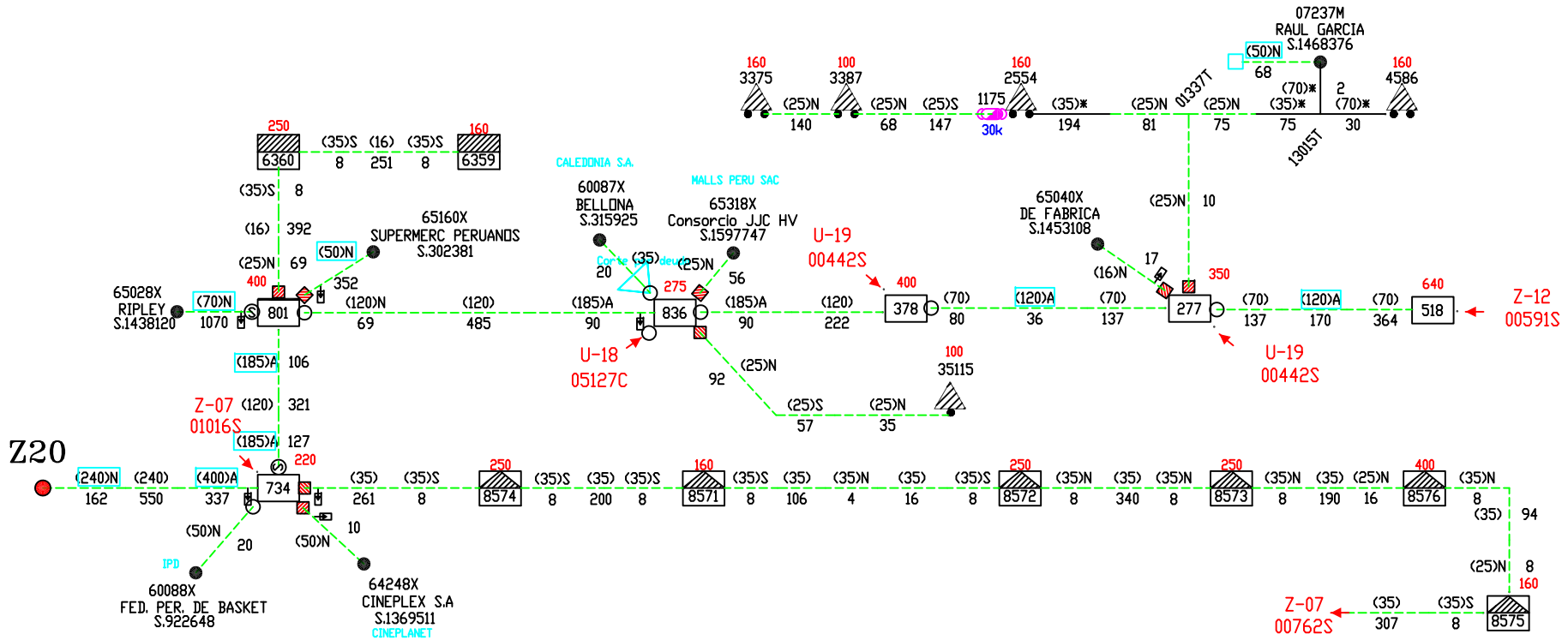
LEYENDA EQUIPOS DE MANIOBRA	LEYENDA TIPO DE CONDUCTOR	 SISTEMA DE INFORMACION TECNICO LUZ DEL SUR
[Hatched Box] SECC. POTENCIA CON FUSIBLE [Circle with S] INT. RELE SOBREC. DE FASES [Circle with Z] INT. RELE SOBREC. DE FASES Y DIRECT. A TIERRA [Circle with X] INT. RELE BLOQUEADO O SIN RELE [Circle] INT. POT. RELE DIRECTO	Cu ARRBO * ALEAC. DE Al P AUTOPORTANTE Cu L AUTOPORTANTE Al NKY SUBTERRANEO N N2XSY S NYSY	



LEYENDA EQUIPOS DE MANIOBRA	LEYENDA TIPO DE CONDUCTOR	 SISTEMA DE INFORMACION TECNICO
[Hatched Box] SECC. POTENCIA CON FUSIBLE (S) INT. RELE SOBREC. DE FASES (O) INT. RELE SOBREC. DE FASES Y DIRECT. A TIERRA (X) INT. RELE BLOQUEADO O SIN RELE (C) INT. POT. RELE DIRECTO	Cu AEREO * ALEAC. DE AL P AUTOPORTANTE Cu L AUTOPORTANTE AL NKY SUBTERRANEO N N2XSY S NYSY	



LEYENDA EQUIPOS DE MANIOBRA	LEYENDA TIPO DE CONDUCTOR	 SISTEMA DE INFORMACION TECNICO
[Hatched Box] SECC. POTENCIA CON FUSIBLE (S) INT. RELE SOBREC. DE FASES (O) INT. RELE SOBREC. DE FASES Y DIRECT. A TIERRA (X) INT. RELE BLOQUEADO O SIN RELE (C) INT. POT. RELE DIRECTO	Cu AEREO * ALEAC. DE AL P AUTOPORTANTE Cu L AUTOPORTANTE AL NKY SUBTERRANEO N N2XSY S NYSY	



 SISTEMA DE INFORMACION TECNICO	
LEYENDA EQUIPOS DE MANIOBRA ▨ SECC. POTENCIA CON FUSIBLE (S) INT. RELE SOBREC. DE FASES (L) INT. RELE SOBREC. DE FASES Y DIRECT. A TIERRA (X) INT. RELE BLOQUEADO O SIN RELE (O) INT. POT. RELE DIRECTO	LEYENDA TIPO DE CONDUCTOR Cu AEREO * ALEAC. DE Al P AUTOPORTANTE Cu L AUTOPORTANTE Al NKY SUBTERRANEO N N2XS S NYS
BALNEARIOS Z-20 SET BALNEARIOS (Z) ESQUEMA DE LA RED DE 10 KV	