



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“CAMBIO DE TENSIÓN DE LOS SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN EN LA INDUSTRIA EN MÉXICO”**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO
DE:**

**INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO
AREA: ELÉCTRICA DE POTENCIA**

PRESENTA:

PABLO ORTIZ SEGURA

**DIRECTOR DE TESIS:
M.I. BARRIOS MARTÍNEZ ESTHER.**



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. MAYO, 2014

Agradecimientos.

Quiero agradecer a quien me dio la vida a quien admiro mucho desde que yo era niño a quien me hizo una persona de bien, que día a día lucha para sacarme adelante y a pesar de las pruebas difíciles que nos ha puesto la vida él nos ha sacado adelante. Ahora sigo su ejemplo porque el escogió la profesión más difícil de esta vida; la de ser un buen padre, gracias por ser el mejor de mundo JOAQUIN ORTIZ ORTIZ.

Agradezco también a quien me dio la vida, que día con día dedica su tiempo y espacio para darme amor, educación y comprensión. Porque siempre está conmigo en las buenas y en las malas ella siempre me cuida me entiende y comprende. La admiro por ser mi madre por ser como es VICTORIA ELENA SEGURA LEON.

De igual forma agradezco a mis hermanos LETICIA, ROBERTO Y CRISTINA a quienes estimo mucho por ser mis hermanos mayores quienes me brindaron todo su apoyo, ellos me pusieron el ejemplo y me animaron a seguir adelante, me brindaron ese amor inexplicable de hermanos gracias.

También quiero agradecer a la M.I. ESTHER BARRIOS MARTINEZ directora de tesis, por todo el apoyo incondicional que me ha brindado por la educación y la formación profesional que me ha dado.

A quien agradezco infinitamente es a la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, quien me acogió en sus aulas, en ellas me brindo una buena educación y me dio una formación excepcional GRACIAS.

Título

“Cambio de Tensión de los Sistemas de Distribución en la Industria en México”.

Objetivo.

Suministrar un documento de consulta clara que se pueda seguir en los casos de cambio de tensión de los Sistemas de Distribución en el sector Industrial.

Definición del Problema.

El Sistema de Distribución industrial es una de las bases de cualquier proceso de producción, mantenerlo en operación a través de los años implica la consideración tanto de periodos de actualización de equipo y de características eléctricas que mantengan el paso de la modernidad. Los ingenieros y técnicos necesitan documentación clara en la que pueden consultar aspectos que los ayuden a que los Sistemas de Distribución de las empresas como carga eléctrica de tipo industrial se ajusten a las normas vigentes NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas y NMX-J098-ANCE-1999 Sistemas Eléctricos de Potencia-Suministro-Tensiones Eléctricas Normalizadas, cumpliendo con criterios de ahorro de energía y económico. En la actualidad no existe un documento de consulta en literatura abierta que abarque éstas consideraciones de manera clara y fácil de aplicar.

El cambio de tensión es una necesidad presente, por normas, las tensiones obsoletas deben ser reemplazadas.

Resultado esperado.

Presentar un trabajo de consulta para los ingenieros y técnicos que tengan a su cargo el cambio de tensión de un Sistema de Distribución de una empresa con carga de tipo industrial.

Símbolos y Acrónimos.

A ampere
 Ω ohm
h hora
Hz Hertz
V volt
W watt

Abreviaturas.

ca Corriente alterna.
cc Corriente continua.
CFE Comisión Federal de Electricidad.
fp Factor de Potencia.
VA Voltampere.
Wh Watt - hora.
NMX Norma mexicana.
NOM Norma oficial mexicana.
DAC Doméstica de Alto Consumo.
SE Subestación Eléctrica.
SEP Sistema Eléctrico de Potencia.
SF₆ Hexafloruro de Azufre.
TP Transformador de Potencial.
TC Transformador de Corriente.

Índice.

CAP.1.- Introducción.

- 1.1 ¿Por qué el cambio de tensión?
- 1.2 Antecedentes.
- 1.3 Ahorro económico.
- 1.4 Ahorro energético.
- 1.5 Retorno de inversión.

CAP.2.- Equipos.

- 2.1. Subestación Eléctrica 85 kV / 13.8 kV.
- 2.2. Arreglo de la subestación.
- 2.3. Equipos Primarios.
- 2.4. Tablero de Media Tensión.

CAP.3.- Sistema de Protección.

- 3.1. Cálculo de Corto Circuito.
- 3.2. Equipo de Protección.
- 3.3. Coordinación de Protecciones Eléctricas.
- 3.4. Sistema de Puesta a tierra.

CAP.4.- Puesta en Servicio.

- 4.1. Pruebas Primarias.
- 4.2. Análisis de resultados de protocolos de prueba.
- 4.3. Pasos a seguir para la puesta en Marcha.

CAP.5.- Estudio de caso “Cambio de tensión de una empresa tabiquera”.

- 5.1 Estudio de flujos de la energía.
- 5.2 Estudio de corto circuito.
- 5.3 Estudio de coordinación de protecciones.

Conclusiones y Recomendaciones.

Apéndice.

Glosario.

Bibliografía.

Cap. 1.- Introducción.

1.1 ¿Por qué el cambio de tensión?

La energía eléctrica es un insumo indispensable para el desarrollo de la economía en su conjunto y para la producción de bienes y servicios, generando el incremento de recursos y en consecuencia también las actividades productivas del país.

Hoy en día, no es posible pensar en un mundo sin energía eléctrica, ya que prácticamente todo se mueve por medio de ésta. Las comodidades que proporciona a los seres humanos, los aparatos eléctricos, nuestra seguridad, los hospitales, las actividades productivas en las industrias, en el comercio y en los medios de comunicación, entre otros procesos, no podríamos realizarlos sin la energía eléctrica.

Por medio de las instalaciones eléctricas tenemos el suministro de electricidad, sin embargo, no en todos los casos es lo eficiente que pudiera ser si se calculara y se diseñara ésta instalación.

Tomando en consideración las normas vigentes en instalaciones eléctricas en media y baja tensión, que establecen las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades.

El cumplimiento de las disposiciones indicadas en estas normas y el uso de equipos y productos certificados, garantizan que la utilización de la energía eléctrica sea segura. Cuando se menciona a la seguridad, se refiere a la del usuario y del equipo, se debe considerar también la continuidad del suministro de energía a los procesos con instalaciones confiables.

En la práctica, se encuentra con áreas en la instalación eléctrica en las que podemos prescindir por algunos minutos de la energía eléctrica si ocurriera una falla, pero hay muchas áreas en las que se debe garantizar la continuidad del servicio y en las que una falla debería quedar aislada a fin de no interrumpir el resto del proceso.

Nuevamente se ve la importancia de los equipos certificados, calibrados, probados y de un correcto diseño de la instalación, que debe incluir los estudios eléctricos, como son, el cálculo de corto circuito, flujos de potencia y la coordinación de protecciones como mínimo, que nos darán como resultado la selección correcta de los aparatos de protección.

Existen otro tipo de estudios, como la calidad de la energía. Por el uso necesario

de cargas no lineales en los procesos que de alguna forma causan interferencia a nuestro sistema, se deben instalar los equipos y protecciones para contener o eliminar esta interferencia del sistema eléctrico.

El principal centro de consumo de energía lo constituye la región Noreste que representó el ¹24.8 %, donde Nuevo León fue la entidad federativa de mayor consumo, con una alta concentración industrial, comercial y de servicios.

En la medida en que la energía eléctrica es uno de los insumos principales para las diferentes actividades productivas del país, su demanda, como es de esperarse, crece conforme se incrementa el producto interno bruto (PBI). En este sentido en los últimos años, el ²crecimiento de la demanda de energía eléctrica, es superior al de la propia economía.

El obtener tarifas eléctricas más ventajosas es un factor muy estimulante para la ubicación de industrias. Aunque este factor es de menor importancia en épocas de costos crecientes y tarifas inciertas que en período de condiciones económicas estables. La regulación de tarifas por las comisiones municipales de servicios presiona fuertemente sobre las empresas, para que hagan el máximo de economías en el servicio eléctrico y obtengan beneficios, manteniendo las tarifas constantes para los costos crecientes.

El crecimiento de la demanda del ³4.7% anual, provoca que los grandes consumidores de energía se conecten en tensiones de subtransmisión. Para abastecer estos servicios la C.F.E. ha instalado subestaciones “⁴Tipo Cliente” considerando primordialmente la continuidad y calidad del servicio sin descuidar la confiabilidad del propio anillo de subtransmisión en 230 kV y de 85 kV que se encuentra en el Estado de México y algunas partes del Distrito Federal.

Un estudio de flujos de cargas es la determinación de la tensión, corriente, potencia y factor de potencia en varios puntos de una red eléctrica, en condiciones estables de funcionamiento. Los estudios de flujo de cargas son fundamentales en la planeación, puesto que su funcionamiento satisfactorio depende del conocimiento de los efectos de la interconexión con otras redes, de

¹ Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026

http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/SECTOR_ELECTRICO.pdf

^{2,3} Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026

http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/SECTOR_ELECTRICO.pdf

⁴Manual de Diseño de Subestaciones, Gerencia de Ingeniería, Subdirección de planeación estratégica, Subgerencia de desarrollo tecnológico, Compañía de Luz y Fuerza del Centro, 2003.

las cargas, de las centrales generadoras y de las líneas de transmisión, antes de que se instalen.

Antes del desarrollo de computadoras, el estudio de flujo de cargas se ejecutaba en analizadores de redes de corriente alterna, los cuales suministraban una reproducción a pequeña escala y monofásica de la red al interconectar los elementos del circuito y fuentes de tensión. Bajo estas condiciones de simulación, efectuar las conexiones, hacer los ajustes y leer los datos eran laboriosos y requerían de mucho tiempo. Ahora las computadoras suministran las soluciones del estudio de flujo de cargas de sistemas complejos. Por ejemplo, un programa de computadora puede manipular 1500 buses de tensión, 2500 líneas, 500 transformadores con derivación variable bajo carga y 25 transformadores de desplazamiento de fase o más. Además, los resultados complejos se imprimen rápido y económicamente.

En los sistemas eléctricos de potencia, las subestaciones distribuyen a través de sus circuitos la energía eléctrica a los centros de consumo. El equipo primario de las subestaciones debe mantenerse en las mejores condiciones operativas, para reducir las probabilidades de falla; mejorando así, la continuidad del servicio.

Analizando lo anterior, es necesario que los trabajos de preparación del equipo primario para su puesta en servicio de la subestación eléctrica y las actividades de mantenimiento sean de calidad, entre otros aspectos, para evitar la salida prematura del equipo en operación.

Uno de los temas más importantes es el de las tensiones del sistema eléctrico nacional. Según lo reportado para la CFE para transmisión se tienen; 161, 230, 400 kV y para subtransmisión; 69, 85, 115, 138 kV.

La red de distribución está integrada por las líneas de subtransmisión de 69, 85, 115 y 138 kV; así como las de distribución en niveles de 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV y baja tensión. Para distribución en plantas industriales: 34.5 kV, 23 kV, 13.8 kV, 4.16 kV, 440 V, 220/127 V.

Otros de los temas importantes que se abordan en este escrito son los beneficios al cambiar la tensión como mayor seguridad en el suministro. Por lo general, la alimentación de las subestaciones proviene de líneas de alto voltaje que por estar protegidas hacen que la probabilidad de fallas sea menor. Por lo tanto, existe una mejor regulación del voltaje.

También el uso racional de la energía es un tema que se aborda ya que al reducir las caídas de tensión, con el uso de conductores de mayor calibre también disminuye, de modo que es posible tener voltajes de distribución de 440 V, 4.16kV, 23kV, etc., con los que habrá menos pérdidas.

La economía juega un papel importante en el cambio de tensión debido a que el

costo del suministro de energía de alta tensión es más bajo que el de baja tensión. Además, la instalación de subestaciones en los grandes centros de consumo permite ahorrar materiales.

Antes de diseñar una subestación, es necesario solicitar a la compañía proveedora de energía eléctrica datos como el nivel de voltaje disponible, la variación del nivel de voltaje en la red, el punto de entrega del suministro, la ruta de la línea, la corriente de corto circuito trifásico y monofásico en el punto de suministro y las tarifas.

El presente trabajo suministra una herramienta de consulta para los ingenieros y técnicos involucrados en este importante tema. En la actualidad hay muchas empresas que se encuentran en esta situación con tensiones congeladas y que por normatividad tienen que cambiarse.

1.2 Antecedentes.

En la actualidad los consumos de energía eléctrica se han incrementado debido al desarrollo industrial y de servicios. Con el objetivo de proporcionar los servicios que exigen dichos consumos, la red de distribución eléctrica de la C.F.E. ha proporcionado energía a nivel de transmisión y subtransmisión, 230 o 85 kV, respectivamente. La tarifa horaria para servicios en alta tensión, así como la continuidad, calidad y confiabilidad del servicio, se encuentran entre los beneficios más representativos.

Las subestaciones eléctricas tipo cliente son construidas para recibir tensiones de subtransmisión ya que el costo de la inversión se puede amortizar, en un periodo de 2 a 5 años, dependiendo el tipo de industria, proceso, demanda que se solicite.

Para evaluar la factibilidad de proporcionar el servicio de 85 o 230 kV se deben analizar los siguientes factores:

- El consumo de energía y demanda mensual.
- Los datos estadísticos, el número y el tiempo de interrupción del servicio del posible o posibles alimentadores que abastecerán al cliente.
- La inversión requerida por el cliente para el desarrollo del proyecto y construcción de la subestación, considerando la infraestructura eléctrica de subestaciones y líneas existentes.

Los servicios en 85kV o 230 kV tipo cliente, se suministran en base a la carga eléctrica, para cargas mayores de 5 MVA la tensión de suministro se determina por la factibilidad para proporcionar el servicio en base a un estudio técnico-económico.

Para cargas menores a 5 MVA su factibilidad se evalúa considerando el número de interrupciones del servicio actual y posibles daños que se puedan provocar al existir variaciones de tensión que afecten procesos de producción.

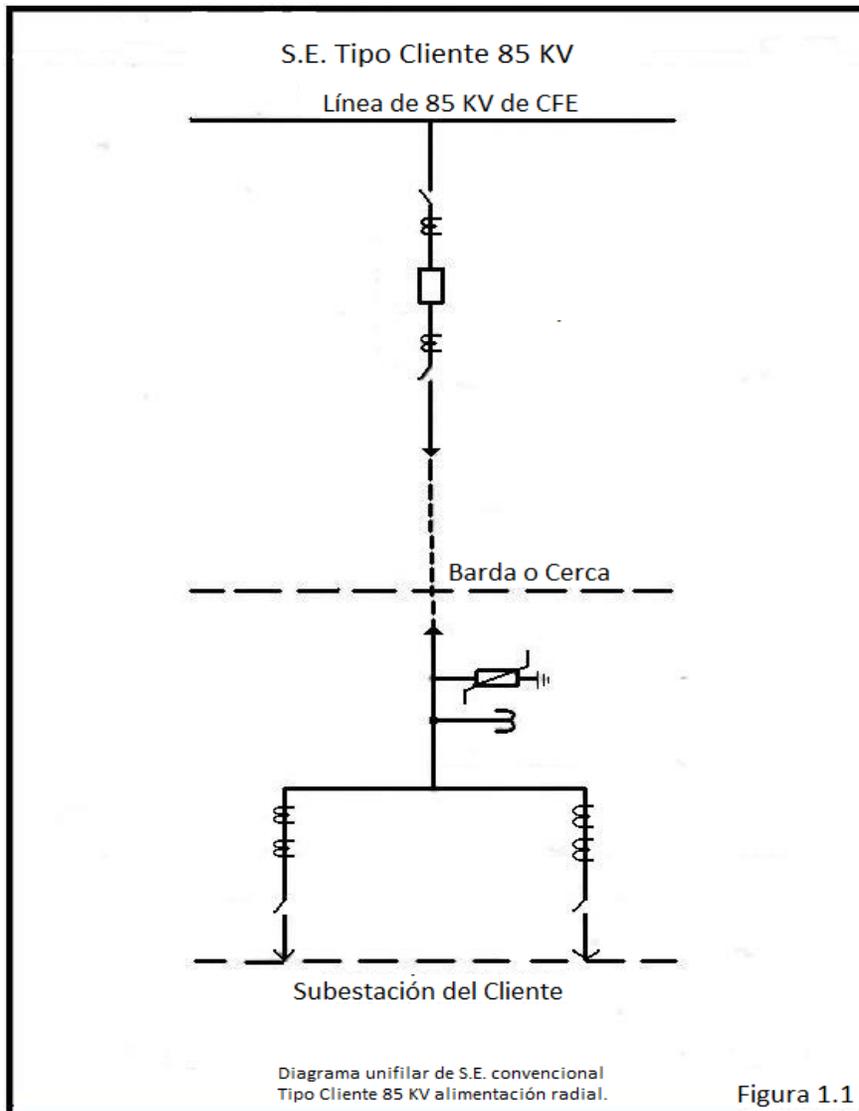
El proyecto y construcción de dichas subestaciones se realiza en dos tipos: convencionales y encapsuladas en hexafluoruro de azufre. Ambos tipos de subestaciones se pueden instalar a la intemperie, sin embargo, las de hexafluoruro de azufre SF₆ generalmente se construyen en edificios debido a que estas ocupan aproximadamente 20% de la superficie necesaria para las convencionales⁵.

La selección del tipo de subestación, está determinada por el costo, la superficie disponible, la facilidad de mantenimiento y tiempo requerido en la adquisición del equipo y construcción.

Las características de las subestaciones Tipo cliente son las siguientes:

Se dividen en dos secciones eléctricamente interconectadas y físicamente divididas, la acometida principal pertenece a la C.F.E. y el alimentador a la empresa privada. Es decir, las subestaciones tienen dos secciones eléctricamente conectadas por un pequeño tramo de conductor ya sea aéreo o subterráneo, sin embargo, están divididas físicamente por una barda o cerca, como se muestra en la figura 1.1.

⁵Manual de Diseño de Subestaciones, Gerencia de Ingeniería, Subdirección de planeación estratégica, Subgerencia de desarrollo tecnológico, Compañía de Luz y Fuerza del Centro, 2003.



Los arreglos de las subestaciones se pueden clasificar por el tipo de suministro y por su diagrama de conexiones.

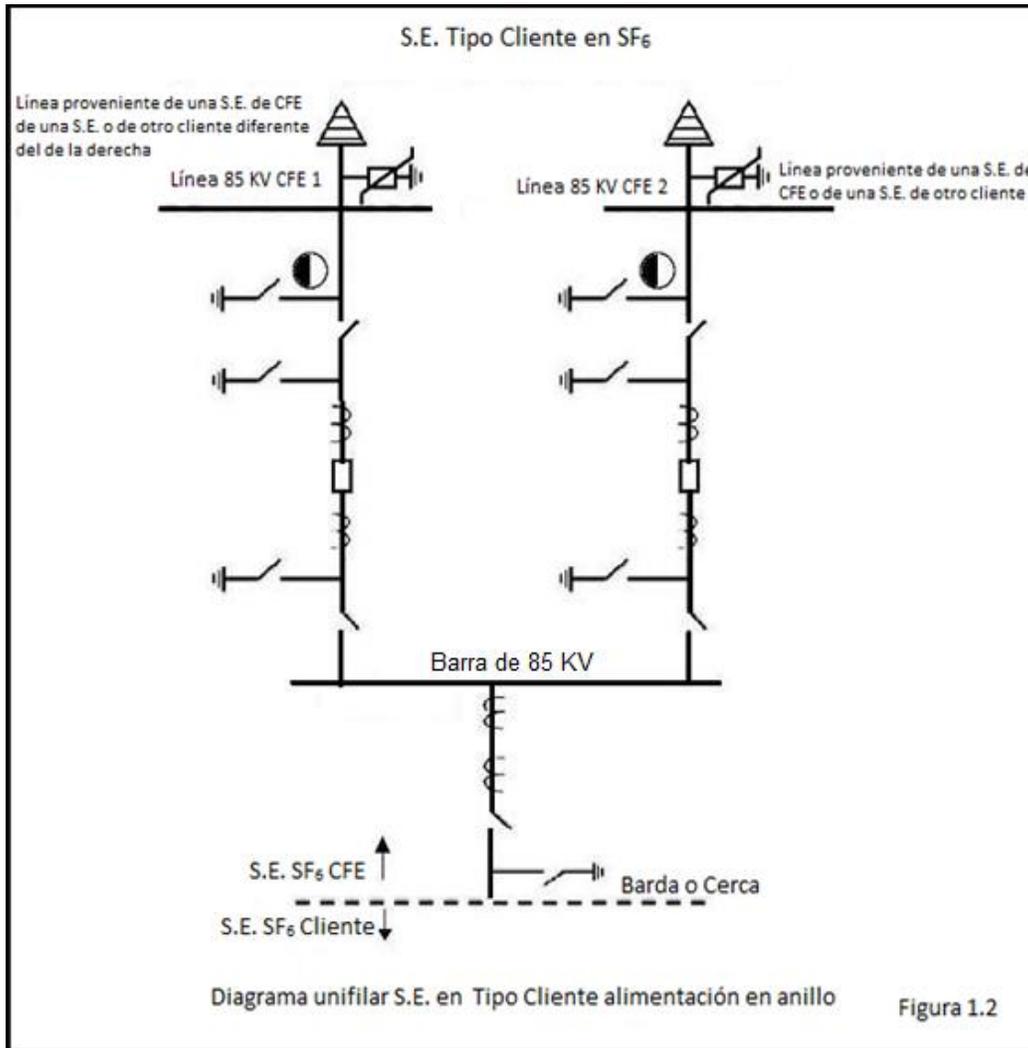
Por el tipo Suministro las subestaciones pueden tener:

- Alimentación radial.
- Alimentación en anillo.

Las subestaciones con alimentación radial, se caracterizan por suministrar el servicio de una sola subestación de la CFE., como se muestra en la figura 1.1. Para lo cual se tienen dos tipos de sistemas: radial con una sola alimentación, donde la subestación suministradora abastece una sola subestación tipo cliente o radial con doble alimentación, donde la subestación suministradora abastece a la subestación tipo cliente a través de dos líneas o cables.

Las subestaciones con alimentación en anillo, se caracterizan por abastecer al cliente de dos o más subestaciones de la CFE diferentes y a su vez las propias subestaciones tipo cliente se pueden conectar entre sí.

El diagrama de conexiones normalizado en las subestaciones de 85 kV es la barra sencilla, en la figura 1.2 se muestra, la barra empleada en ambas tensiones y en subestaciones convencionales o aisladas en gas SF₆.



En las subestaciones en SF₆ se adicionan cuchillas de puesta a tierra rápidas en la salida de líneas y cuchillas de puesta a tierra lentas en el resto de la instalación, entre las barras de la subestación y a las propias cuchillas desconectoras. El otro normalizado en 230 kV es arreglo en anillo ya sea para subestaciones convencionales o en SF₆ que incluye un interruptor de enlace para efectos de mantenimiento. La acometida para cualquiera de los arreglos y tensiones seleccionadas se puede realizar por medio de la línea de transmisión o cable de potencia con aislamiento sintético extruído.

1.3. Ahorro Económico.

El costo de la energía representa un porcentaje elevado dentro de los gastos de operación de cualquier industria y más si se consideran las multas por el bajo factor de potencia. Por lo tanto, el establecimiento de estrategias operativas para hacer uso eficiente de la energía y obtener como consecuencia ahorros económicos es de vital importancia.

El ahorro económico en la industria implica un análisis de factibilidad que permita, a cambio de un incremento en la calidad del servicio y alta confiabilidad, realizar una inversión inicial que en un corto periodo sea rentable considerando lo siguiente:

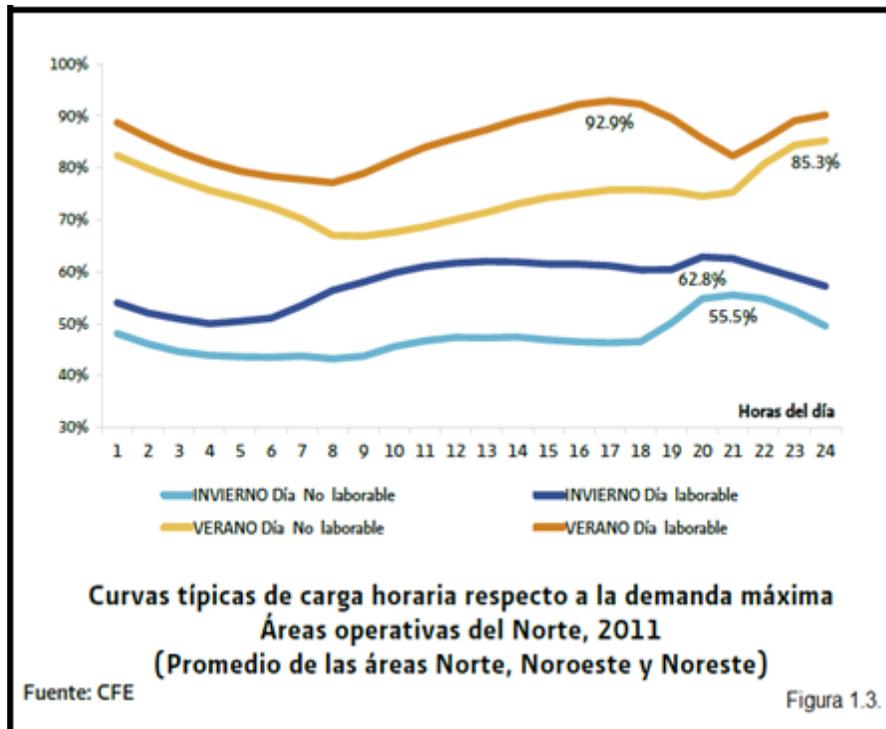
- La construcción de subestaciones tipo cliente en tensiones de subtransmisión, ya que el costo de la inversión se puede amortizar en un período de 2 a 5 años, dependiendo del tipo de empresa, procesos y demanda de cada usuario en particular.
- La alimentación a subestaciones tipo cliente se debe realizar de dos subestaciones diferentes para aquellas industrias que requieran continuidad en el servicio alta, ya que con este tipo de arreglo las posibilidades de interrupción son mínimas.
- Para la construcción de las subestaciones tipo cliente se deben utilizar los diagramas de conexiones normalizados, ya que se tienen ahorros en la realización del proyecto y en la propia construcción.
- Para industrias con procesos continuos, el contratar el servicio en tensiones de subtransmisión significa eliminar las pérdidas por interrupciones, ya que en este nivel de tensión se reduce el número y el tiempo total de ellas.

Para realizar un análisis económico se consideran los siguientes factores:

- Demanda.
- Demanda máxima.

Las tarifas eléctricas de uso general de baja y media tensión de más de 25 kW contratadas incluyen, además del cargo por consumo (kWh) un cargo por demanda máxima (kW), este aspecto es de suma importancia y requiere un debido control del proceso.

En la figura 1.3 se observa el comportamiento de la demanda máxima a lo largo del día en la región noreste del país que es la que consume mayor energía eléctrica en todo el país.



Con la información de las curvas de carga de la figura 1.3, se puede coordinar el uso de la energía eléctrica, en los picos de demanda máxima que la energía eléctrica es más cara, tratando de realizar lo menos posibles procesos que consuman mucha energía en la industria.

El control y administración de la demanda, implica todas las actividades encaminadas a optimizar el uso de la capacidad del equipo instalado, tanto de los usuarios como de los suministradores de energía eléctrica así, se reduce o controla la demanda durante un período de tiempo, comúnmente en el horario de mayor costo de la energía, optimizando la operación de los equipos eléctricos sin afectar el proceso de producción. Por lo tanto, la acción de interrumpir por intervalos de tiempo la operación de cargas eléctricas que inciden directamente sobre la demanda facturable, reduce o limita los niveles de consumo en razón de los precios tarifarios, a la práctica anterior, se le conoce como cambio de hábito de consumo.

Es importante señalar que el cambio de hábito de consumo, se plantea como una alternativa de ahorro económico en sistemas eficientes, ya que actualmente el cargo por demanda representa entre un 20% a un 30% de la facturación eléctrica. Además de la reducción en el cargo por demanda, el cambio de hábito de consumo también se verá reflejado en el cargo por consumo en el horario pico.

Por lo anterior, se requiere que los ingenieros o técnicos que están aplicando

este tipo de programas tengan un amplio conocimiento del proceso productivo de la empresa y su capacidad de flexibilidad, asimismo, tener conocimientos sobre los consumos horarios, particulares y totales, además de los costos de producción y su balance.

El cambio de hábito, no es disminuir el consumo de energía, se trata de hacer un uso más eficiente de la potencia que se demanda. Sin embargo, en el proceso de análisis, para controlar las cargas se encuentran vicios ocultos, que podrán ser evaluados por los expertos de cada proceso para erradicarlos y de esta manera reducir significativamente el uso de energía eléctrica.

La demanda máxima puede ser administrada y controlada manualmente o con ayuda de dispositivos automáticos. Cuando se realiza un método de control manual el personal coordina la operación de los equipos en función del proceso de producción a fin de evitar los picos de cargas innecesarias. Este método tiene algunas limitaciones en cuanto a rapidez y precisión debido al factor humano. Por otro lado, en el método de control automático se programan los equipos a través de dispositivos electrónicos o mecánicos para controlar los picos de demanda. Sin importar el tipo de control que se utilice, debe conocerse el proceso de producción perfectamente, ya que de ahí se toman los datos para realizar la optimización, tales como:

- La información de valores de producción y energía necesarios.
- La identificación del día y la hora en que ocurre la demanda máxima y las cargas que contribuyen a la misma.
- La identificación de los equipos que pueden sacarse de operación sin afectar el proceso de producción.

Es recomendable comenzar con un método manual de control de demandas antes de automatizar este proceso. Las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica se clasifican de acuerdo con su uso y nivel de tensión.

- Temporal (comercial): 7.

Tarifa 7. Servicio temporal: Esta tarifa se aplica a todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso, exclusivamente donde y cuando las capacidades de las instalaciones del suministrador lo permitan y éste tenga líneas de distribución adecuadas para dar el servicio.

- Generales en baja tensión (comercial): 2 y 3.

Tarifa 2. Servicio general hasta 25 KW de demanda: Esta tarifa se aplica a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 kW, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

Tarifa 3. Servicio general para más de 25 KW de demanda: Esta tarifa se aplica a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más 25 kW, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

- Generales en media tensión (industrial): O-M, H-M y H-MC.

Tarifa O-M. Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda menor a 100 kW.

Tarifa H-M. Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda menor a 100 kW o más. La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de 100 kW o la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.

Tarifa H-MC. Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión en las regiones Baja California y Noreste, con una demanda de 100 kW o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

- Media tensión con cargos fijos: OMF, H-MF y H-MCF.
- Generales en alta tensión: HS, HS-L, HT y HT-L.

Tarifa HS. Esta tarifa se aplica a los servicios que se destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

Tarifa HT. Esta tarifa se aplica a los servicios que se destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel transmisión y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad

de dicha subestación a un factor de 90%.

Las demandas máximas en los distintos periodos se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kW, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente.

Cualquier fracción de kW de demanda facturable se tomará como kW completos.

Tarifa HTL. Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

- Alta tensión con cargos fijos: HSF, HS-LF, HTF y HT-LF.
- Respaldo en media tensión: HM-R, HM-RF y HM-RM.

Tarifa HM-RF. Esta tarifa se aplica para el servicio de respaldo para falla a productores externos, suministrando en media tensión, con una demanda de 500 kW o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.

La demanda máxima medida se determinará diariamente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kW, durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que cualquier otro intervalo de 15 minutos. Cualquier fracción de kW se tomará como kW completo.

Por cada día que se registre una demanda máxima medida mayor que el límite superior de la banda de tolerancia que se establezca en el contrato de suministro, se cuenta en día de utilización del servicio de respaldo.

Los días en que se utilice el servicio de respaldo se clasificarán en acumulables y no acumulables. Son no acumulables los primeros 31 días de cada año natural que se utilice el servicio de respaldo, con excepción de que, cuando exista un periodo de respaldo de más de 10 días consecutivos, los posteriores al décimo serán acumulables. Todos los demás días en que se utilice el servicio de respaldo son acumulables.

- Respaldo en alta tensión: HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF y HT-RM.
- Servicio interrumpible: I-15 e I-30.

Todas las tarifas eléctricas se encuentran sujetas a ajustes mensuales, con excepción de las tarifas agrícolas de estímulo 9-CU y 9-N, que se ajustan anualmente. Por otro lado las tarifas del servicio en media tensión (MT) y alta

tensión (AT) en uso general y respaldo, así como las de servicio interrumpible, tienen diferencias metodológicas respecto a las tarifas específicas.

Las tarifas generales se actualizan mediante un factor de ajuste automático mensual que refleja las variaciones en los precios de los combustibles y la inflación. Asimismo, dichas tarifas tienen cargos por consumo y por demanda con diferencias regionales, horarias y estacionales. El resto de las tarifas (domésticas, servicios públicos y agrícolas) se ajustan mediante factores fijos, sin diferencias horarias.

Las tarifas domésticas (sin incluir la DAC), las agrícolas 9 y 9-M y las de servicios públicos, se ajustan mediante factores fijos y el resto (DAC, comerciales e industriales) mediante ciertos factores que incorporan las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación.

Los factores fijos se autorizan generalmente en forma anual, mediante acuerdos específicos y se relacionan con las estimaciones de la evolución esperada de la inflación. Por otra parte, el ajuste automático mensual refleja los movimientos de los precios de los combustibles fósiles utilizados en la generación de electricidad. Los cambios en el costo de combustibles se estiman con base en dos elementos:

- Las variaciones en el precio de los combustibles.
- Los cambios de proporción en el que los combustibles fósiles participan en la generación total.

Para fines estadísticos, se considera que el sector comercial está constituido por los clientes de las tarifas generales de baja tensión y la tarifa 7. De la misma manera, en el sector industrial se incluyen a los clientes de las tarifas generales y de respaldo, tanto de media como de alta tensión. En el sector agrícola se aplican las tarifas de estímulo para bombeo de agua de riego, mientras que en el sector servicios se incluyen los usos destinados para el alumbrado público, semáforos, bombeo de agua potable y aguas negras, etc.

Es importante mencionar que se han realizado diversas modificaciones a las tarifas eléctricas. Entre ellas destacan las reducciones de 50% y 15% en la facturación incremental por demanda y energía de punta, respectivamente, para los usuarios de las tarifas horarias en alta tensión que incrementen su demanda y consumo de energía en el periodo de punta, a partir de enero de 2012.

Por otro lado, los subsidios a las tarifas eléctricas se definen como la diferencia entre el precio de la electricidad pagada por los consumidores y el costo promedio de suministro. Los subsidios a las tarifas de la CFE, son financiados mediante una transferencia contable. El Gobierno Federal reembolsa a la paraestatal los subsidios transferidos a sus consumidores descontándole los impuestos y aprovechamientos que de cualquier otra manera la CFE tendría que pagar al gobierno.

Las tarifas más altas son las destinadas al sector comercial y de servicios, posteriormente las tarifas industriales se ubican en un rango intermedio siendo la mediana empresa más alta. Destaca la tarifa residencial que, a partir de 2002, se separa de la tendencia, con mínimas variaciones hasta el final del periodo. Por último, el sector agrícola recibió la tarifa más baja y casi sin variación en los últimos 15 años.

En México, el subsidio se encuentra implícito en las tarifas domésticas y en dos tarifas agrícolas. Las tarifas domésticas están subsidiadas dependiendo de la temperatura y estación en que se apliquen. Éstas están estructuradas en tres rangos con objeto de subsidiar a los usuarios en función de su nivel de consumo debido a la temperatura. Así, en las regiones de mayor temperatura, los bloques de consumo son más grandes. A los usuarios de alto consumo se les aplica la tarifa DAC y no reciben ningún tipo de subsidio. Al cierre de 2011 el monto estimado de subsidios otorgado a los usuarios con tarifa doméstica ascendió a 85,801 millones de pesos.

Teóricamente, las tarifas industriales y comerciales no deben contar con subsidios y deben tender a cubrir los costos totales de suministro. Estas tarifas no cuentan con subsidio y la diferencia con el costo marginal se debe a las diferencias que existen respecto a los costos contables de la CFE, los cuales por lo general se mantienen por encima de los costos marginales de largo plazo.

En 2011 los subsidios para las tarifas de servicios ascendieron a 2,032 millones de pesos (2.02% del total). Estas tarifas cubrieron el 97% en promedio de su costo total de suministro en 2010⁶.

Los métodos y tecnología para el control de la demanda eléctrica continua avanzando, sin embargo, se pueden presentar dificultades en su implementación debido al desconocimiento de:

- La estructura tarifaria horarios base, intermedio, semipunta y punta.
- Demanda máxima y demanda facturable.
- Los beneficios económicos que pueden lograrse.

Es necesario un amplio conocimiento del proceso para priorizar por tiempos, las cargas que se desconectarán y reconectarán, antes de instalar los equipos que controlarán de forma automática la demanda. Sin embargo, cuando a pesar de la instalación de equipos de control de la demanda, no se obtienen los resultados deseados puede derivarse de las siguientes causas:

⁶ Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026

http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/SECTOR_ELECTRICO.pdf

- Mal diseño.
- Falta de mantenimiento.
- Falta de capacitación del personal operativo.
- Mala priorización de cargas y de los tiempos de desconexión y reconexión.
- Condiciones ambientales inadecuadas.

Al establecer estrategias de cambio de hábitos de consumo de la energía eléctrica el suministrador y el cliente obtienen los diversos beneficios:

Para el cliente:

- Conocimiento de la estructura tarifaria del personal operativo.
- Involucramiento del personal para conocer todas las etapas del proceso.
- Crecimiento de la cultura del ahorro en la organización.
- Disminuir el consumo en el horario punta.
- Bajar la demanda facturable.
- Disminución del cargo por demanda kW.
- Reducir el cargo por consumo kWh.
- Ahorro del 20% al 30% en el importe de su facturación.
- Empresas más competitivas.

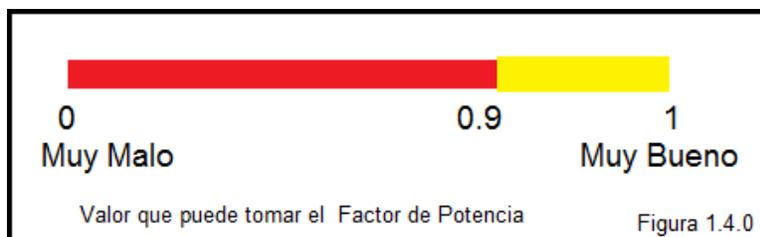
Para el suministrador:

- Reducir el requerimiento de demanda en el horario punta, generando estabilidad en el sistema eléctrico nacional.
- Disminución de pérdidas por el sobrecalentamiento de los equipos.
- Aumento de la vida útil de los equipos.
- Diferir las inversiones en infraestructura.

1.4 Ahorro energético.

Para proteger la instalación eléctrica interna y recibir una calidad de servicio eléctrico adecuado, es muy útil que se esté informado acerca de la importancia del factor de potencia del consumo de la instalación.

El factor de potencia puede tomar valores entre 0 y 1, lo que significa que:



El valor ideal del factor de potencia es 1, esto indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo. Por el contrario, un factor de potencia menor a la unidad significa mayor consumo de energía necesaria para producir un trabajo útil.

Considerando lo anterior el factor de potencia por debajo del 0.9 significa energía desperdiciada por la empresa y en consecuencia un incremento innecesario en el importe de su facturación por este concepto.

De acuerdo al comportamiento del factor de potencia se aplica una penalización cuando el f.p. es < al 0.9 o bonificación cuando el f.p. es > al 0.9 conforme a la siguiente tabla 1.4.1:

Concepto	Fórmula	% Máximo Aplicable
Bonificación	$\frac{1}{4} \left[1 - \left(\frac{90}{F.P.} \right) \right] \times 100$	2.5
Penalización	$\frac{3}{5} \left[\left(\frac{90}{F.P.} \right) - 1 \right] \times 100$	120

Tabla 1.4.1⁷

Los valores resultantes de la aplicación para mejorar el factor de potencia de estas fórmulas se redondea a un solo decimal, según sea o no menor que cinco el segundo decimal. En ningún caso se aplicarán porcentajes de recargo superiores a 120%, ni porcentajes de bonificación superiores a 2.5%.

La mayoría de los equipos eléctricos utilizan potencia activa o real que es la que hace el trabajo y utilizan también la potencia reactiva, la cual no produce un trabajo físico directo en los equipos y originan el bajo factor de potencia. Un alto consumo de energía reactiva puede producirse como consecuencia principalmente de:

- Gran número de motores.
- Presencia de equipos de refrigeración y aire acondicionado.
- Subutilización de la capacidad instalada en equipos electromecánicos, por

⁷www.cfe.gob.mx/.../Attachments/3/Factordepotencia1.pdf

- deficiente planificación y operación en el sistema eléctrico de la industria.
- Mal estado físico de la red eléctrica y los equipos de la industria.

Además del incremento en el importe de la facturación, un bajo factor de potencia también deriva en los problemas técnicos siguientes:

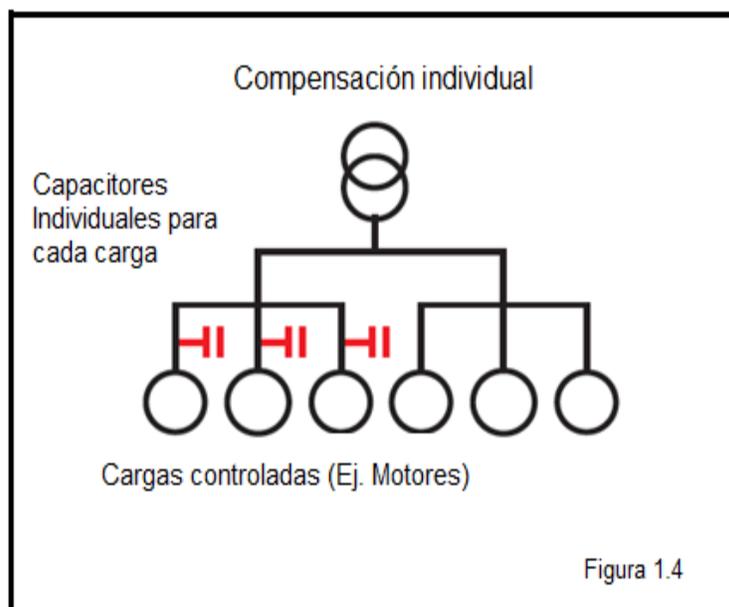
- Consumo de corriente mayor.
- Aumento de las pérdidas en conductores.
- Desgaste prematuro de los conductores.
- Sobrecarga de transformadores y líneas de distribución.
- Incremento en caídas de voltaje.

Los beneficios al corregir el factor de potencia son los siguientes:

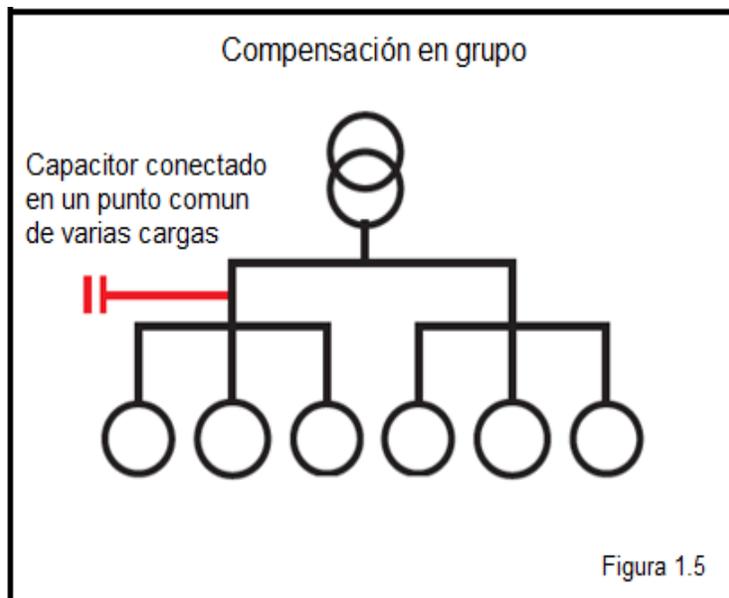
- Disminución de pérdidas en los conductores.
- Reducción de las pérdidas de las caídas de tensión.
- Aumento de la disponibilidad de potencia de transformadores y líneas.
- Incremento de la vida útil de las instalaciones eléctricas.
- Reducción del costo de su facturación de energía eléctrica.

Ya que el bajo factor de potencia se origina por la carga inductiva, para corregir el factor de potencia es necesario compensar este consumo reactivo mediante bancos de capacitores, filtros de armónicas o ambos. Se pueden manejar tres arreglos para la aplicación de capacitores, los cuales pueden combinarse entre sí según el arreglo que más beneficie en cada caso.

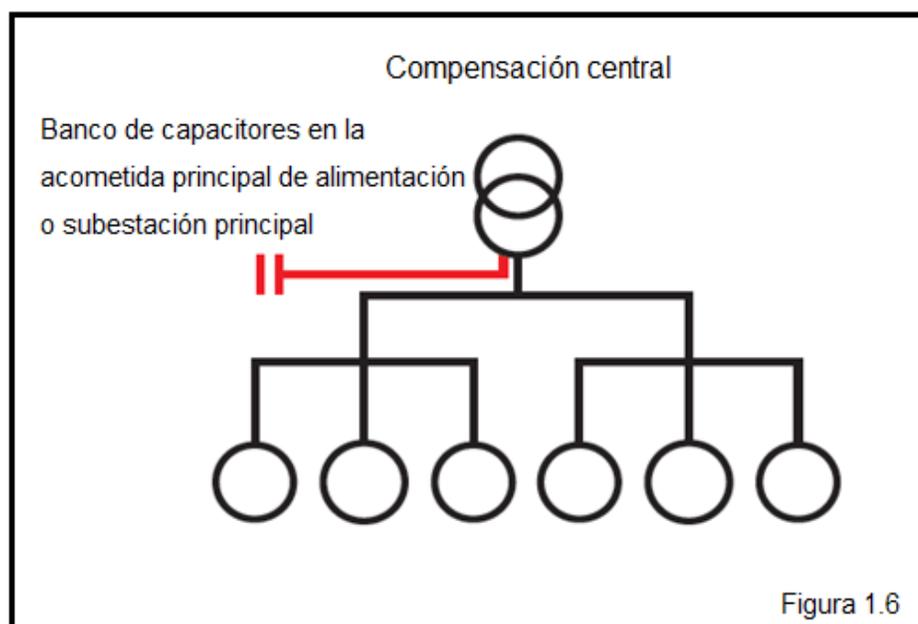
Un arreglo muy usado es la compensación individual, esta entra en servicio cuando opere la carga controlada como se muestra en la figura 1.4.



Varias cargas de igual capacidad y periodo de trabajo, se pueden compensar con un capacitor en común, en un punto único como un centro de carga. A esta se le llama compensación en grupo como se muestra en la figura 1.5.



La compensación central es aquella que con cargas distintas que operan a diferentes períodos pueden ser compensadas con un banco único de capacitores, como lo muestra la figura 1.6. El banco de capacitores se conecta a la entrada de la instalación el cual mejora el nivel de voltaje pero no reduce las pérdidas.

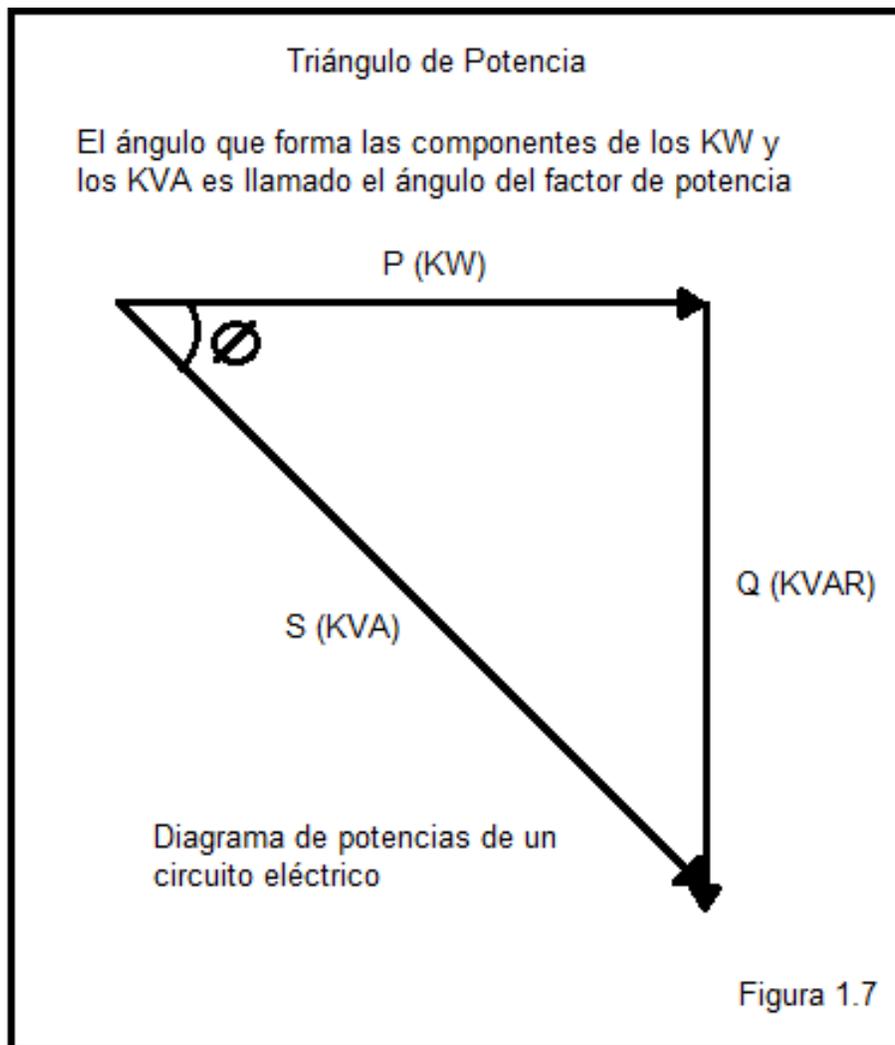


1.5 Retorno de inversión.

El costo del banco de capacitores puede tener un retorno de inversión muy corto debido al ahorro que se obtiene al evitar los cargos por factor de potencia.

Con el fin de identificar las armónicas del sistema eléctrico y definir el equipo es necesario realizar un estudio completo de la calidad de la energía.

Cuando se reducen los kVA, se reduce la corriente total. Cuando la Q es cero, el factor de potencia es la unidad, como se muestra en la figura 1.7.



Del triángulo de potencia se obtiene las siguientes relaciones:

$$\cos \phi = f.p = \frac{kW}{kVA} \dots \dots \dots (1)$$

$$\text{Tang } \phi = \frac{kVA}{kW} \dots\dots\dots(2)$$

$$\text{Sen } \phi = \frac{kVAR}{kVA} \dots\dots\dots(3)$$

$$kVAR = kW \times \text{Sen } \phi \dots\dots\dots(4)$$

Si se asume que es necesario determinar el capacitor para mejorar el factor de potencia:

$$kVA \text{ (Original) con el factor de potencia actual} = kW \times \tan \phi_1 \dots\dots\dots(5)$$

$$kVA \text{ Para mejorar el factor de potencia} = kW \times \tan \phi_2 \dots\dots\dots(6)$$

El factor del capacitor para mejorar el factor de potencia es:

$$CkVAR = kW \times (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) \dots\dots\dots(7)$$

Cap.2.-Equipos.

En las redes de distribución, parte de la problemática de las pérdidas y la regulación del voltaje está relacionada con la ubicación de las subestaciones eléctricas.

Hay dos tipos de subestaciones: las primarias asociadas a las líneas de subtransmisión o de transmisión y las secundarias que constituyen la alimentación de las cargas.

2.1. Subestación Eléctrica 85 kV / 13.8 kV.

La localización y la capacidad de las subestaciones son dos problemas fundamentales a resolver con las subestaciones de distribución.

La localización de una subestación de distribución, se determina desde la fase de planeación y se relaciona con aspectos como: el nivel de voltaje, la regulación de voltaje, los costos de la subtransmisión, los costos de la subestación, los costos de los alimentadores primarios y de los transformadores de distribución.

Para obtener la localización óptima de una subestación, se deben tomar en consideración los factores siguientes:

- Tan cercana como sea posible a la carga dentro de su área de servicio.
- Que logre los límites de regulación de voltaje sin necesidad de tomar medidas adicionales, es decir, que a máxima demanda la caída de voltaje de los alimentadores esté dentro de sus límites.
- Que facilite los accesos de las líneas o alimentadores entrantes o salientes.
- Ubicar en los terrenos que permitan ampliar su estructura ampliación futura.
- Que no debe afectar el terreno o casas, minimice los efectos de su ubicación.

La capacidad de la subestación de distribución se determina considerando los factores siguientes:

- La necesidad de satisfacer la máxima demanda actual y considerar el crecimiento futuro en un escenario al menos de 5 años.
- La conveniencia de que el área servida para la subestación sea lo más compacta posible para dar un valor razonable de kVA/Km^2 .

La capacidad de la subestación se relaciona con su ubicación mediante los conceptos de la forma cuadrada de área de servicio suministrado por la subestación.

Cuando se va alimentar un sistema nuevo o cuando un nivel nuevo de tensión eléctrica se integra a uno existente debe seleccionarse uno a más de los sistemas preferentes de tensión eléctrica nominal.

La selección lógica y económica para la construcción de la nueva subestación, depende de algunos factores, como el tipo y el tamaño del sistema.

El diseño y operación de sistemas eléctricos y el diseño de equipos alimentados por tales sistemas deben coordinarse con respecto a tensiones eléctricas normalizadas⁸ de tal forma que los equipos funcionen satisfactoriamente en la banda de tensiones de utilización que se encuentran en el sistema.

Las tensiones eléctricas normalizadas son aquellas a las que funcionan normalmente los circuitos eléctricos. Debido al diseño de fabricación de los equipos, la tensión eléctrica a la que trabaja un equipo eléctrico no debe ser menor a la tensión real del circuito al que se encuentra conectado.

En la tabla 1 se muestran las tensiones eléctricas preferentes que hay en México, así como las tensiones restringidas, que en nuestro caso, son las sugeridas para la nueva instalación.

Tabla 1.- Tensiones Nominales de Sistemas Eléctricos (kV).		
Preferente	Restringidas	Congeladas
0.120	85	2.4
0.127	138	4.4
0.220	161	6.9
0.240		11.8
13.8		20
23		44
34.5		60
69		66
115		70
230		90
400		150

⁸ NMX-J-098-ANCE-1995

2.2. Arreglo de la subestación.

Los diagramas de conexiones más utilizados en las subestaciones de 85/13.8kV son los siguientes:

- a) Para la sección de 85 kV un diagrama con un juego de barras colectoras principales y un juego de barras colectoras auxiliares e interruptor “comodín”, que se transformó posteriormente en un diagrama de barra partida.
- b) Para la sección de 13.8 kV se utilizan dos tipos de diagramas: uno con un juego de barras principales y un juego de barras de transferencia y el otro con barra sencilla.

La estructura con primario con doble alimentación es una estructura topológica que se lleva a cabo en zonas con grandes cargas concentradas, por ejemplo, cargas de tipo turístico, cargas industriales, o bien grandes centros comerciales cuya característica de expansión o crecimiento sea muy larga. Un ejemplo de este tipo de cargas, pueden ser las zonas hoteleras, y se aplica por lo general en donde la continuidad del servicio sea importante. Su rango de aplicación es amplio, pues va desde los 5 KVA/Km² hasta 30 KVA/Km².

La operación apertura y cierre de interruptores se hace con base en un esquema de alimentación preferente y emergente, con transferencias manuales y automáticas. Cuando sale de operación un alimentador, los servicios llamados preferentes se pasan a otro alimentador que actúa como emergente. Esta transferencia de carga o alimentadores, se puede hacer en forma automática y sólo toma unos cuantos ciclos.

En la mayor parte de las subestaciones de 85/13.8kV con transformadores trifásicos se utiliza un diagrama de conexiones en anillo en la sección de 13.8kV. A continuación se explica el funcionamiento de este arreglo y sus ventajas figura 2.2.1. Para dos transformadores cada uno de ellos tiene dos alimentadores; el interruptor B está normalmente abierto. En caso de que un transformador quede fuera, por motivo de una falla, por ejemplo el transformador T-2, se abre el interruptor C e inmediatamente después se cierra automáticamente el interruptor B y el servicio es reanudado prácticamente sin interrupción y sin causar trastornos a los usuarios.

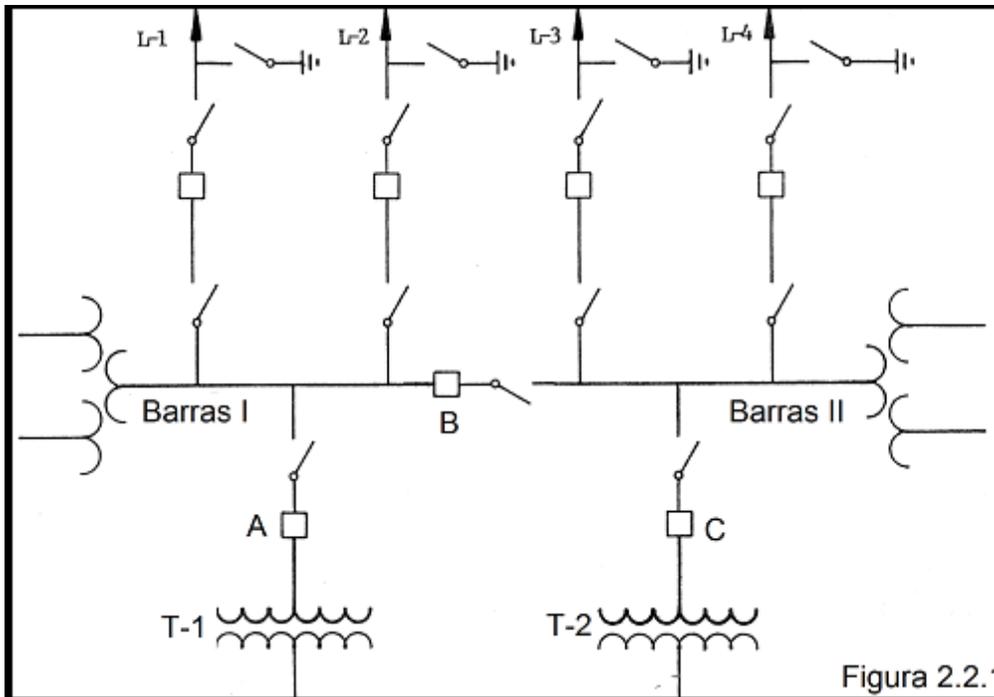


Figura 2.2.1

Al salir para revisión cualquier interruptor de los normalmente cerrados, el alimentador respectivo se cargará, cerrando el interruptor de amarre, al transformador vecino. Entonces se puede especificar que teniendo transferencia automática se dispone de un arreglo que permite servicio continuo y al fallar un transformador la carga se distribuye en forma simétrica entre los transformadores adyacentes.

En algunas subestaciones de 85/13.8 kV, debido a que los terrenos disponibles son reducidos, la sección de 13.8 kV se ha realizado mediante instalaciones compactas prefabricadas. En estos casos se ha utilizado un arreglo con un solo juego de barras colectoras. El aprovechamiento de la capacidad de transformación instalada es menor, ya que, para limitar el cortocircuito a un valor máximo de 500 MVA, no deben operarse más de dos transformadores en paralelo. Cada transformador tiene normalmente dos alimentadores de 13.8 kV y la capacidad de estos no puede pasar de 9 MVA, aceptando la misma sobrecarga de 20% en uno de los transformadores cuando el otro está fuera de servicio.

Para las subestaciones de 85/13.8kV con transformadores trifásicos, en el diagrama de conexiones utilizado del lado de 85 kV, se emplea generalmente un arreglo de barra partida, excepto cuando la falta de espacio obliga a utilizar un solo juego de barras colectoras.

2.3. Equipos Primarios.

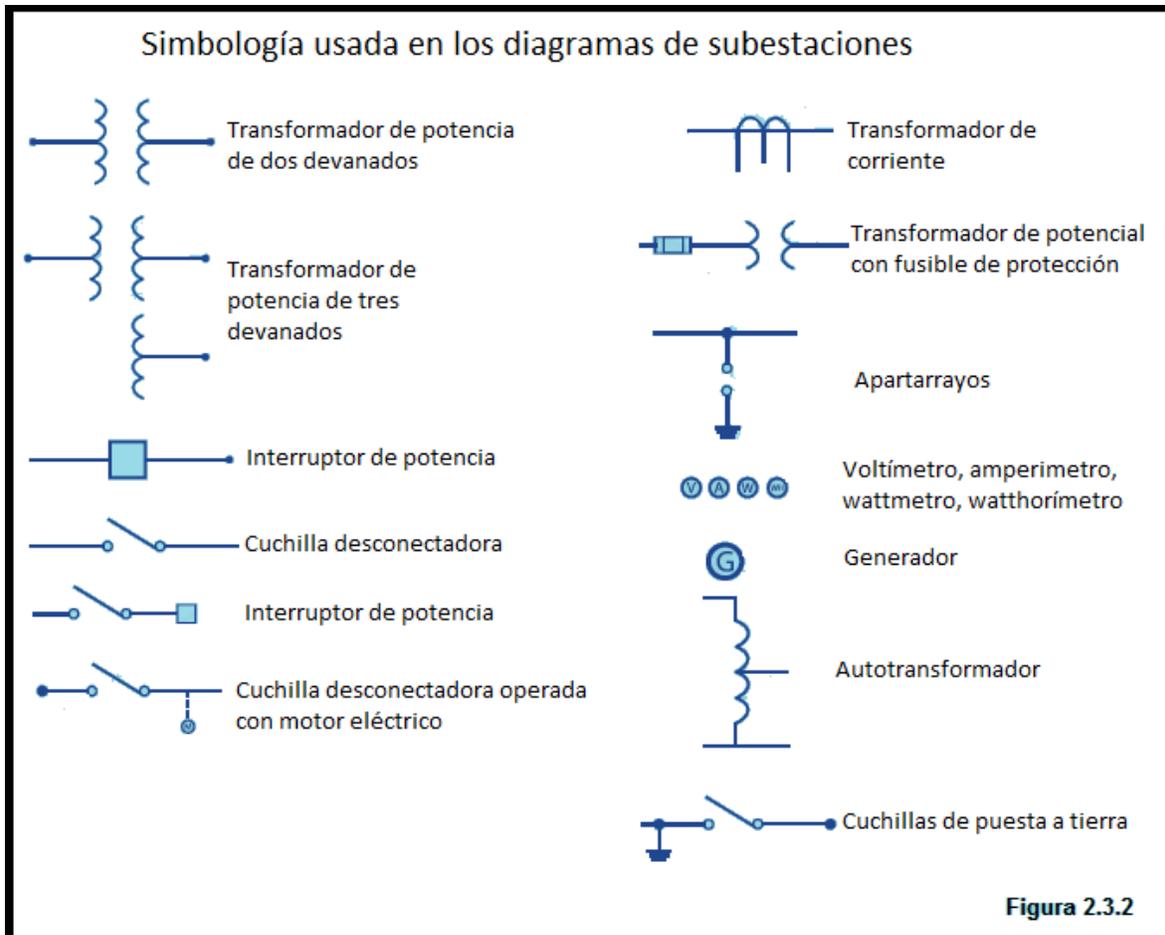
Una subestación eléctrica está compuesta por dispositivos capaces de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión, corriente, frecuencia, etc.) y son un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema eléctrico.

Los equipos primarios principales de una subestación son:

- Transformadores de Potencia.
- Apartarrayos.
- Fusibles.
- Interruptores de Potencia.
- Restauradores.
- Cuchillas fusibles.
- Cuchillas desconectadoras.
- Cuchillas de puesta a tierra.
- Transformadores de Instrumento (TC's y TP's).
- Barras o buses.
- Medidores de energía (Corriente, Voltaje, Watts, etc.).
- Relevadores de protección.
- Pararrayos

Algunos de estos equipos podemos ver su simbología en la figura⁹ 2.3.2

⁹ Elementos de diseño de Subestaciones Eléctricas, Segunda edición EnriquezHarper 2005 Editorial Limusa



Además de los equipos primarios existen algunos otros sistemas en una subestación:

- a) Sistema de protección contra sobrevoltaje y sobrecorriente.
- b) Sistema de medición y control.
- c) Sistema de barras colectoras o buses.
- d) Sistemas auxiliares: sistema de enfriamiento, filtrado de aceite, presión etc.

2.4. Tablero de Media Tensión.

El tablero de media tensión puede ser un tablero Metal Clad conformado por varios gabinetes metálicos o secciones firmemente ensambladas y autosoportadas con divisiones metálicas conectada a tierra, conteniendo en su interior equipo requerido para cumplir su función operativa.

Estos tableros cuentan con el equipo para poder operar en condiciones de

servicio normal, instalación interior y servicio continuo; son utilizados en zonas densamente pobladas en subestaciones de distribución, requieren de espacios reducidos. Este diseño es de una alta confiabilidad y seguridad en su operación además de ofrecer un mejor aspecto visual al medio. Esto no limita que los tableros Metal Clad se utilicen en otras áreas, donde la influencia de agentes externos animales y vandalismo, puedan ocasionar daños irreversibles al equipo que es instalado a la intemperie.

El equipo primario que conforma este tipo de tableros es el mismo que el de una subestación convencional; solo que este es diseñado con un nivel básico de aislamiento menor debido al servicio de tipo interior al que opera.

Cap. 3.- Sistema de Protección.

Los objetivos de la protección y la coordinación del sistema eléctrico son prevenir daños a las personas, minimizar daños a los componentes del sistema y limitar la duración de la interrupción del servicio cuando el equipo falla por un error humano o por eventos de la naturaleza sobre una parte del sistema. El sistema eléctrico deberá ser diseñado y mantenido para protegerse asimismo.

Los dispositivos de protección deben tener una capacidad de interrupción adecuada y las partes energizadas deben estar cerradas o aisladas para que no estén expuestas a las personas en caso de explosión, fuego, arqueo.

Las principales anomalías contra las que hay que proteger al sistema eléctrico son:

- Cortocircuitos, ocasionados por una falla de aislamiento debido a exceso de humedad, daño mecánico al equipo eléctrico y por una falla del equipo.
- Sobrecargas, por conectar equipos más grandes o adicionar más equipos. Pueden también ser ocasionados por una instalación o mantenimiento inadecuado o no seguir los procedimientos de operación, éstas se pueden presentar en el arranque, períodos de aceleración y ventilación obstruida.
- Descargas atmosféricas.

Para aislar el cortocircuito y las sobrecargas se requiere de la aplicación de los dispositivos de protección que censan cuando una corriente anormal circule. Estos dispositivos deben remover la zona afectada del sistema.

3.1. Cálculo de Corto Circuito.

Un corto circuito ocurre cuando se presenta una falla de aislamiento entre conductores o entre un conductor o tierra.

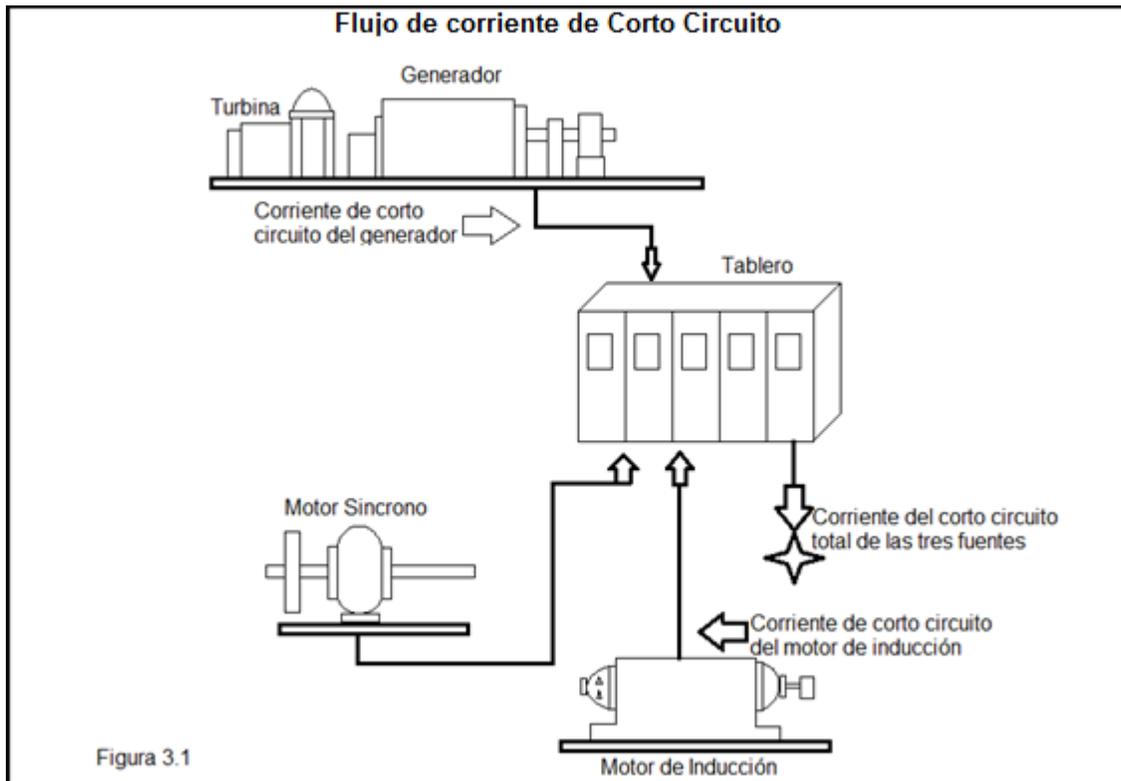
El conocer las corrientes de corto circuito en un sistema eléctrico se aplican para determinar las corrientes de interrupción de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

La corriente de interrupción (capacidad interruptiva) debe ser alta para que el dispositivo de protección abra con seguridad la máxima corriente de corto circuito que se presente.

La magnitud de la corriente de corto circuito se relaciona directamente con la capacidad de la fuente de energía. Las tres fuentes básicas de la corriente de corto circuito son:

- Generadores.
- Motores síncronos y condensadores síncronos.
- Motores de inducción.

En la figura 3.1 se observa el comportamiento del flujo de la corriente de corto circuito de cada uno de las tres fuentes.



La corriente de falla de cada máquina rotativa es limitada por la impedancia de la máquina y de la impedancia entre la máquina y el cortocircuito.

La ley de Ohm $I = \frac{E}{Z}$, es la relación que se utiliza para determinar la corriente I de corto circuito, donde E es la tensión que maneja la fuente y Z es la impedancia de la fuente al cortocircuito incluyendo la impedancia de la fuente.

En el estudio de cortocircuito se deben tomar en cuenta las impedancias de transformadores. En conductores involucramos cables, barras y tubos de las máquinas rotativas.

Una parte significativa es la preparación de los datos para el cálculo de cortocircuito.

Primero, se establece las impedancias de cada elemento del circuito y después realizar la reducción de impedancia en serie y en paralelo.

Segundo, se establece la forma de expresar las impedancias:

- Ohms.
- Por Unidad.

En sistema por unidad hay 4 cantidades base:

- La potencia aparente.
- La tensión.
- La corriente.
- La impedancia.

La relación de la base, por unidad y la actual cantidad:

$$\text{cantidad en p.u. (tensión, corriente, etc.)} = \frac{\text{cantidad actual}}{\text{cantidad base}} \dots\dots(8)$$

$$I \text{ base (A)} = \frac{(kVA_{base} \times 100)}{(\sqrt{3}) \times (V_{base})} \dots\dots(9)$$

$$I \text{ base (A)} = \frac{(kVA_{base})}{(\sqrt{3}) \times (kV_{base})} \dots\dots(10)$$

$$I \text{ base (A)} = \frac{(MVA_{base}) \times (106)}{(\sqrt{3}) \times (V_{base})} \dots\dots(11)$$

$$I \text{ base (A)} = \frac{(kVA_{base}) \times (1000)}{(\sqrt{3}) \times (kV_{base})} \dots\dots(12)$$

$$Z \text{ base } (\Omega) = \frac{(V \text{ base})}{(\sqrt{3}) \times (I \text{ base})} \dots\dots(13)$$

$$Z \text{ base } (\Omega) = \frac{(V \text{ base})^2}{(kVA \text{ base}) \times (1000)} \dots\dots(14)$$

$$Z \text{ base } (\Omega) = \frac{(kV \text{ base})^2 \times (1000)}{(kVA \text{ base})} \dots\dots(15)$$

$$Z \text{ base } (\Omega) = \frac{(kV \text{ base})^2}{(MVA \text{ base})} \dots\dots(16)$$

La impedancia de los cables es generalmente expresada en ohms (Ω).

$$Z_{pu} = \text{Impedancia por unidad} \dots\dots(17)$$

$$Z_{pu} = \frac{(Z \text{ actual en } \Omega) \times (MVA \text{ base})}{(kV \text{ base})^2} \dots\dots\dots(18)$$

$$Z_{pu} = \frac{(Z \text{ actual en } \Omega) \times (kVA \text{ base})}{(kV \text{ base})^2 \times (100)} \dots\dots\dots(19)$$

La impedancia del transformador está en por ciento y se convierte por:

$$Z_{pu} = \frac{(\%Z) \times (kVA \text{ base})}{(kVA \text{ Transformador}) \times (100)} \dots\dots\dots(20)$$

$$Z_{pu} = \frac{(\%Z) \times (10) \times (MVA \text{ base})}{(kVA \text{ Transformador})} \dots\dots\dots(21)$$

La reactancia del motor puede ser obtenida de tablas y después convertirla a p.u.

$$X_{pu} = \frac{(X_{pu}) \times (kVA \text{ base})}{kVA \text{ motor}} \dots\dots\dots(22)$$

La corriente de cortocircuito se determina por:

$$I_{cc} = \frac{(kVA \text{ base})}{(Z_{pu}) \times (1.73) \times (kV)} \dots\dots\dots(23)$$

El procedimiento para calcular las corrientes de cortocircuito en un sistema eléctrico industrial, se describe en los pasos siguientes.

- Paso 1, Realizar diagramas unifilares del sistema.
- Paso 2, Preparar Datos de los equipos y convertirlos a impedancias.
- Paso 3, Reducir de impedancias.
- Paso 4, Calcular la corriente de cortocircuito en todas las barras.

3.2. Equipo de Protección.

Hay tres dispositivos fundamentales para un sistema de protecciones:

- Relevadores.
- Interruptores automáticos.
- Fusibles.

Los relevadores son dispositivos instalados en el sistema para detectar problemas y complementar el circuito eléctrico, se asocian con interruptores automáticos o con contactores.

Los fusibles censan y son dispositivos de interrupción conectados en serie con el

circuito y actúan a efectos térmicos producidos cuando la corriente circula a través de él. El fusible es diseñado para abrir en tiempo predeterminado dependiendo de la cantidad de corriente que circule. Los fusibles pueden ser limitadores de corriente o no. Los fusibles no son recuperables, su elemento es consumido cuando interrumpe una corriente anormal.

Los interruptores automáticos son dispositivos de aislamiento solamente y se utilizan en conjunto con dispositivos sensibles para una función de detección completa. Los sensores conectados en serie pueden ser térmicos o magnéticos.

El objetivo de las curvas características Tiempo - Corriente es mostrar la relación entre los valores de sobrecorriente y las funciones de apertura de fusibles, las corrientes se representan en la parte baja de la curva y los valores de tiempo son normalmente indicados en la parte vertical.

El ingeniero de un sistema eléctrico debe determinar el diseño preliminar:

- Los requerimientos de la carga.
- La corriente de cortocircuito que se representa en caso de que ocurra una falla.
- Los ajustes y las curvas tiempo–corriente.

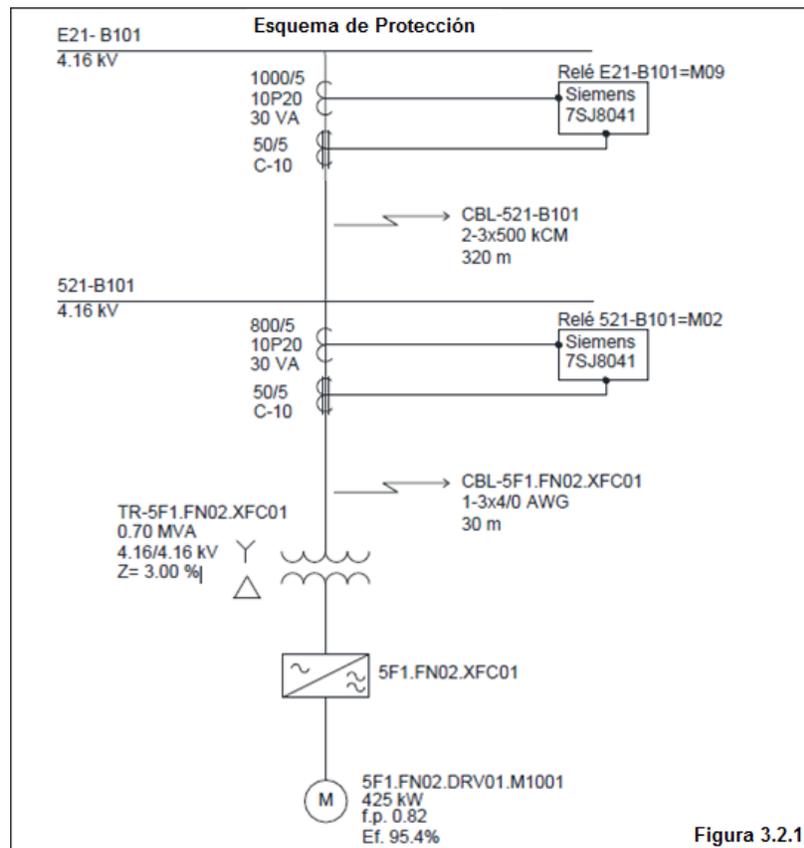


Figura 3.2.1

Un valor aceptado para estas protecciones, es de alrededor de 11 veces la corriente nominal del motor. La corriente de magnetización de la mayor parte de motores, es de alrededor de 10 veces a la corriente nominal, la corriente de magnetización varía en función de la letra de código de los motores.

Se recomienda calibrar el nivel de disparo más bajo posible de la protección de sobrecorriente contra fallas de líneas a tierra (50G y 50N) menor al 50% de la corriente de falla a línea a tierra.

El relevador es energizado para protección contra fallas a tierra (50/51N). Por la corriente residual de tres transformadores de corriente (uno por fase) y recibe solamente el flujo de corriente residual desbalanceada al ocurrir alguna falla a tierra.

Protección térmica de sobre carga (49). En ajustes de relevadores térmicos de sobre carga a motores, es deseable permitir que el motor soporte sobrecargas de un valor y duración que no lo dañen.

Es recomendable una corriente nominal de disparo del 115 al 125% de la corriente a plena carga.

3.3 Coordinación de Protecciones Eléctricas.

La coordinación de protecciones es la selección y ajuste, de los dispositivos de protección para aislar la parte del sistema eléctrico cuando ocurren fallas. Para ello se ordenan las curvas tiempo–corriente de todos los dispositivos en serie desde equipos a la fuente.

Un estudio de coordinación de protecciones es un análisis obligatorio antes de poner en servicio de manera segura y efectiva un sistema eléctrico.

El sistema de protección debe detectar cualquier falla u operación anormal de una forma rápida, selectiva y dependiendo de los requerimientos del sistema, accionar la apertura del mínimo de interruptores posibles, para aislar y eliminar el elemento defectuoso del resto del sistema. La operación rápida y efectiva de las protecciones tiene las ventajas siguientes:

- Disminuir o prevenir el daño al elemento fallado, y por lo tanto, reducir el tiempo y costo de reparación, permitiendo el restablecimiento del servicio con menor demora.
- Reducir la duración y gravedad de la interrupción, mejorando así la continuidad del servicio de energía eléctrica.

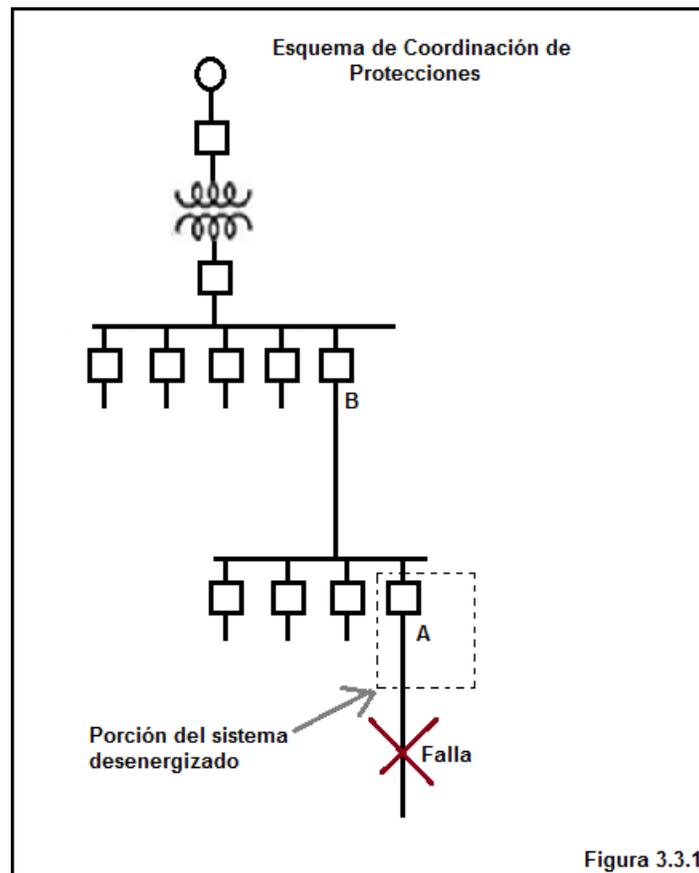
El estudio de coordinación de protecciones nos ayuda a verificar la selección de

los equipos asociados a la protección eléctrica tales como:

- Los transformadores de instrumentos.
- Los fusibles, los interruptores y los relevadores.

La metodología del estudio de coordinación de protecciones es la siguiente: El análisis de corto circuito es el punto de partida para el estudio de coordinación de protecciones. La metodología para el estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente parte del análisis de corto circuito y continúa con la selección de los puntos de operación de las curvas de los dispositivos de protección y las curvas características tiempo-corriente de los elementos serie del sistema. La información anterior, se expresan en ejes logarítmicos, para dar la gráfica final de coordinación.

En caso de haber una falla en el sistema eléctrico el primer dispositivo de protección más cercano a la carga en falla debe operar rápidamente. Como se muestra en la figura 3.3.1, el interruptor que abre es el A, el segundo dispositivo en operando como respaldo con cierto retraso de tiempo es la siguiente protección que está hacia la fuente, en este caso es el interruptor B, este segundo solo debe abrir en caso de que el interruptor A no abra, así se aísla la falla en una pequeña porción del sistema eléctrico sin afectar las demás cargas.



De esta manera se deben cumplir las limitaciones que los dispositivos de protección. Los límites de operación de los equipos, son:

- a) La corriente de inrush o energización de los transformadores: La corriente de inrush se representa como un punto en el esquema de coordinación de protecciones. El valor de esta corriente es de 8 a 12 veces la corriente nominal del transformador, la cual se presenta en un tiempo de 0.1 segundo.
- b) Las curvas de daño de los cables y transformadores: Los equipos y accesorios deben soportar las temperaturas altas ocasionadas por el exceso de corriente. Estos límites deben quedar por encima de las curvas de las protecciones, para evitar que sufran daños si esta no llega a operar; en lo que opera la protección de respaldo.
- c) Perfil de arranque de los motores: En el estudio de las protecciones, es necesario considerar el análisis de motores eléctricos, sobre todo los de mayor potencia. Esta representación conocida como perfil de arranque del motor, está definido por las corrientes de rotor bloqueado, corriente de arranque y la corriente de operación nominal. A cada corriente le corresponden sus respectivos tiempos de operación en función de las características nominales de operación normal y transitoria de cada motor.
- d) Cargas estáticas o resistivas: Las cargas fijas, tales como iluminación, resistencias, fuerza, etc. no tienen mayores exigencias en el proceso de coordinación y ajuste, pues estas cargas no implican la presencia de grandes transitorios electromecánicos en su operación, y al estar alejadas de las fuentes de potencia, da como resultado un bajo nivel de corriente de falla. Por estas razones regularmente no son representadas en el estudio.

Para la selección y ajuste de protecciones se deben tomar las características que definen el comportamiento de una coordinación ideal:

- Sensibilidad.
- Selectividad.
- Velocidad.
- Confiabilidad.
- Costo.

La coordinación de protecciones adecuada puede significar una protección efectiva, requiere que el dispositivo de protección sea seleccionado, calibrado, y ajustado para permitir circular la corriente normal de carga del equipo y sólo abriendo instantáneamente o con un dial de tiempo cuando se presente un valor de corriente que sobrepase el umbral definido del flujo de corriente. Para la

mayor continuidad en el servicio se requiere que los dispositivos operen con esta selectividad. El máximo servicio y la máxima continuidad son aspectos difíciles de equilibrar en el proceso de coordinación de las protecciones, por lo que lógicamente se prefiere la protección ante la coordinación selectiva.

El proceso de coordinación de protecciones implica necesariamente el uso de curvas tiempo-corriente de los distintos elementos de protección que intervienen.

Esto obliga a considerar ciertos intervalos de tiempo entre las curvas y dispositivos de protección, ya que es la única forma de garantizar una operación secuencial correcta.

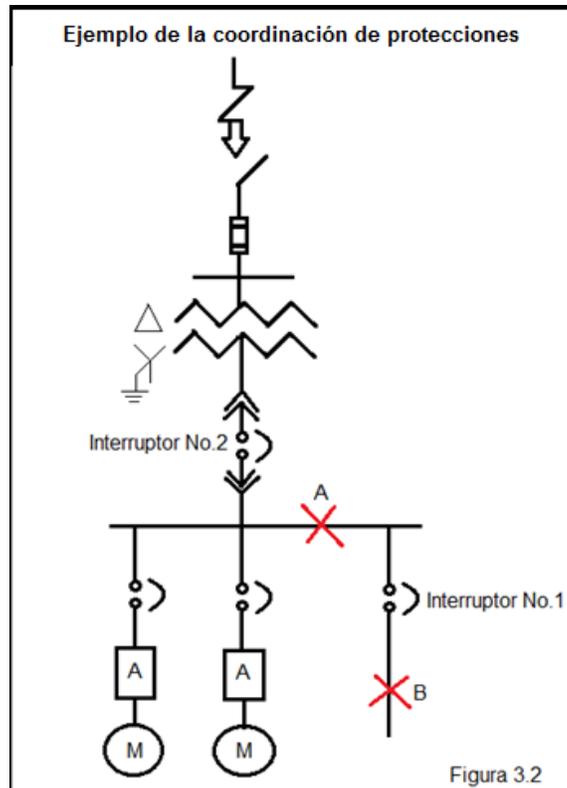
La coordinación de los intervalos de tiempo de los dispositivos de protección se determina de acuerdo con los siguientes parámetros:

- La magnitud de la corriente de falla en el punto que se esté protegiendo.
- Características del detector del dispositivo de protección.
- La sensibilidad del dispositivo de protección correspondiente a las magnitudes de las corrientes de falla.
- El margen de tiempo que se presenta entre el detector del dispositivo de protección y el propio tiempo de apertura del interruptor.

Para poder construir las curvas en el estudio de coordinación de protecciones se debe de considerar lo siguiente:

- a) Una curva de coordinación considera en tiempo de 0 segundos, el cual es considerado como el tiempo en que ocurre la falla.
- b) Una curva de coordinación es un arreglo de la región debajo y la zona en el lado izquierdo de la curva, es la zona de no operación.
- c) Las curvas del relevador de protección son usualmente representadas por una sola línea.
- d) Las curvas de disparo del interruptor automático incluyen en el tiempo de operación y tiempo de disparo, son representadas por bandas.
- e) Las bandas representan los límites del tiempo máximo y mínimo a las corrientes seleccionadas durante las cuales la interrupción del circuito es esperada.

Para una mayor comprensión de éste análisis, se presenta un ejemplo del sistema eléctrico de la figura 3.2.

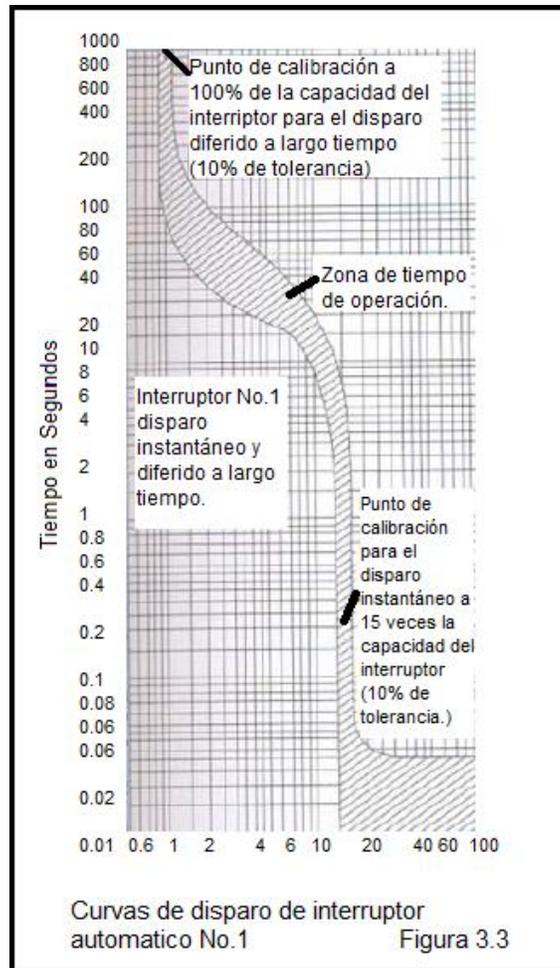


El interruptor automático No.1 tiene la capacidad interruptiva adecuada para interrumpir un corto circuito cuando se presenta en el punto B.

El interruptor automático No.2 debe tener la característica de no abrir cuando ocurra un cortocircuito en el punto B, pero si se ocurre un cortocircuito en el punto A, el interruptor No.2 debe abrir.

Si se cumple lo anterior, entonces se dice que existe una coordinación entre el interruptor automático No.1 y el interruptor automático No.2.

Las curvas características tiempo–corriente, se obtienen de los fabricantes; estas curvas se comparan gráficamente. En la figura 3.3 se muestra la curva característica del interruptor automático No.1, que tiene una característica de tiempo largo e instantáneo. La curva tiene una banda considerablemente ancha, la cual se conoce como zona de operación.

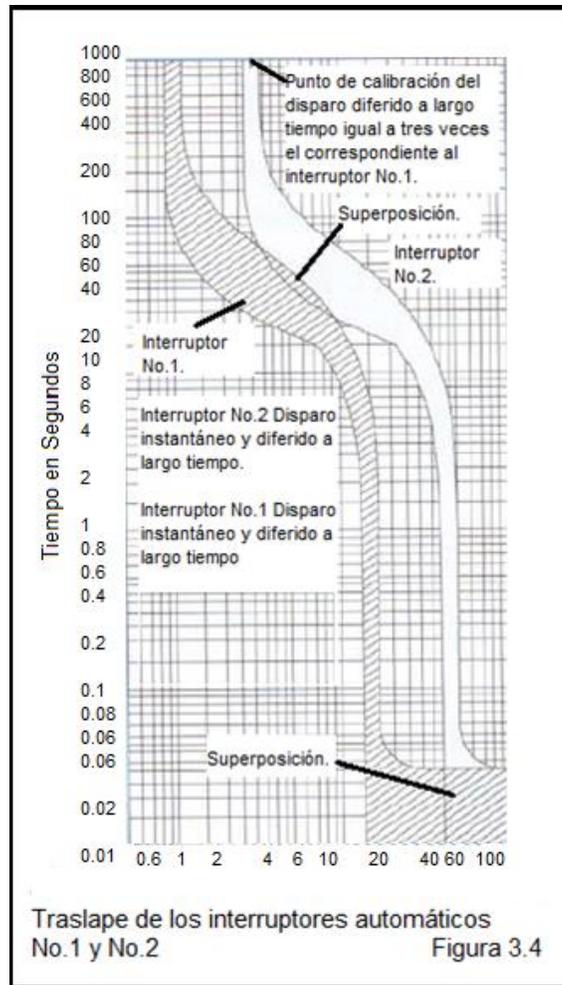


El interruptor No.2 debe tener la capacidad de conducir una corriente mayor que la que conducen los interruptores derivados. Se considera que puede manejar 3 veces más que la del interruptor No.1

Caso 1.

Si los interruptores automáticos No.1 y No.2 tienen características similares, se trazan las curvas en la misma gráfica.

En la figura 3.4 se observa que la curva del interruptor automático No.2, se sobrepone en dos puntos con la curva del interruptor automático No.1.



- Se sobrepone primero la región de disparo retardado entre los puntos 4 a 10 veces la corriente.
- Se sobrepone en la zona de disparo instantáneo mayor a 40 veces la corriente del interruptor automático No.1.

Estos traslapes pueden ocasionar que el interruptor automático No.2 dispare en falso cuando ocurren fallas en punto "B". Para evitar que esto suceda, los interruptores automáticos No.1 y No.2 se deben de coordinar, para ello, la curva del interruptor automático No.2 debe quedar arriba y a la derecha de la curva del interruptor automático No.1

Para obtener la coordinación de las protecciones, se altera la característica de disparo del interruptor automático No.2, seleccionando un interruptor automático con capacidad de corriente mayor que la del interruptor automático No.1.

Existen software especializado de ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia industrial, comercial y de empresas de suministro. Estas

herramientas permiten trabajar directamente desde el unifilar, además cuentan con una interface hombre-máquina interactiva y amigable desarrollada para software de análisis de sistemas de potencia, utilizan las más avanzadas técnicas de análisis de redes desarrolladas, un ejemplo de estos software de cálculo DlgSILENTPowerFactoryversión®, Paladin® DesigneBase, CYME®, entre otros.

3.4. Sistema de Puesta a tierra

Los sistemas eléctricos son puestos a tierra para limitar las tensiones originadas por descargas atmosféricas, por un contacto no intencional con líneas de mayor tensión y para estabilizar la tensión a tierra durante el funcionamiento normal. Además, los sistemas y los conductores del circuito son puestos a tierra para facilitar la operación de los dispositivos de protección en caso de que se presente fallas a tierra.

Las funciones principales de la puesta a tierra del equipo son:

- Proteger a las personas contra descargas eléctricas.
- Limitar la tensión a tierra cuando ocurra un cortocircuito a tierra de las partes metálicas expuestas que no transportan corriente eléctrica, canalizaciones y otro tipo de envolvente de conductores.
- Conducir en forma segura las corrientes de falla a tierra para rápida operación de los dispositivos de protección.

Es por ello que se debe asegurar el funcionamiento adecuado de los conductores de puesta a tierra, lo anterior se logra si:

- Son permanentes y continuos.
- Tienen la capacidad de conducir en forma segura la corriente de falla a tierra.
- Tienen la impedancia suficientemente baja para limitar la tensión a tierra a un valor seguro y facilitar la operación de los dispositivos de protección de los circuitos eléctricos.

Los conductores de puesta a tierra se deben instalar siguiendo los lineamientos indicados en la norma vigente¹⁰, para que la instalación eléctrica sea segura.

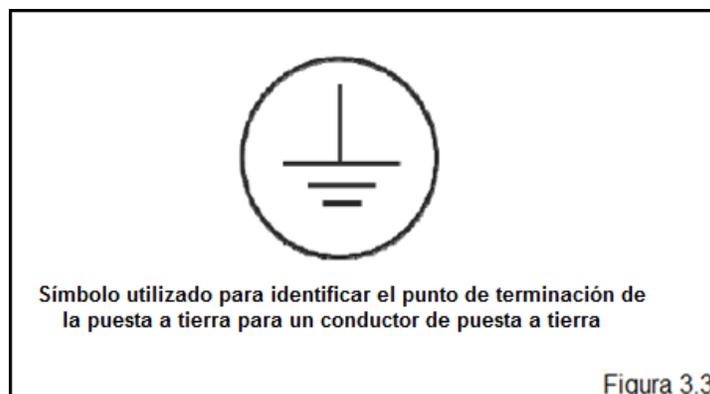
Si los conductores puestos a tierra son conectados a los conductores de puesta a

¹⁰NOM-001-SEDE-2012 NOM 001 SEDE 2012

tierra del equipo en más de un punto, se establecerán trayectorias de retorno de la corriente del neutro. Esta corriente eléctrica que circula por los conductores de puesta a tierra en funcionamiento normal, provoca lo siguiente:

- Interferencia con la operación del equipo, dispositivos o sistemas que son sensibles a la interferencia electromagnética, así como los equipos electrónicos, sistemas de comunicación, sistemas de cómputo, PLC'S, variadores de velocidad, etc.
- Interferencia con los sensores y operación de falla a tierra.
- Suficiente energía en un arco para provocar la ignición de materiales inflamables.
- Sobrecalentamientos debido al calor generado en canalizaciones, etc., como resultado de las corrientes circulantes.

El símbolo de puesta a tierra que se debe utilizar en planos eléctricos e identificación de terminales de puesta a tierra, se encuentra en la figura ¹¹250-126 de la norma vigente NOM-001-SEDE-2012, este símbolo lo podemos ver en la figura 3.3.



En cuanto al tamaño mínimo del conductor de puesta a tierra del equipo, este se debe seleccionar de acuerdo a la tabla 2¹² Tamaño de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos, de la norma vigente NOM-SEDE-2012, en base al valor del dispositivo de protección del propio circuito eléctrico y debe ser capaz de transportar la corriente de falla a tierra.

¹¹ Figura 250-126, NOM-001-SEDE-2012 NOM 001 SEDE 2012

¹²NOM-001-SEDE-2012 NOM 001 SEDE 2012

Tabla 2.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos.				
Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc. Sin exceder de: Amperes	Cobre		Cable de Aluminio o aluminio con cobre	
	mm ²	AWG o Kcmil	mm ²	AWG o Kcmil
15	2.08	14	3.31	-
20	3.31	12	5.26	-
60	5.26	10	8.37	-
100	8.37	8	13.30	6
200	13.30	6	21.20	4
300	21.20	4	33.60	2
400	33.60	2	42.40	1
500	33.60	2	53.50	1/0
600	42.40	1	67.40	2/0
800	53.50	1/0	85.00	3/0
1000	67.40	2/0	107	4/0
1200	85.00	3/0	127	250
1600	107	4/0	177	350
2000	127	250	203	400
2500	177	350	304	600
3000	203	400	304	600
4000	253	500	380	750
5000	355	700	608	1200
6000	405	800	608	1200

Tabla 2.

Para ejemplificar el uso de la tabla anterior se desarrolla el siguiente ejemplo:

Se tiene un circuito eléctrico de 5 receptáculos de 15 A que tiene un dispositivo de protección de 1X15 A. Seleccione el conductor de puesta a tierra del circuito.

Paso 1: Se consulta la tabla 2, en la primera columna de la izquierda se busca 15 A y en la columna de conductor de puesta a tierra de cobre se indica el tamaño del conductor de puesta a tierra.

Paso 2: El tamaño del conductor de puesta a tierra es:
Conductor de cobre de tamaño No. 2.08mm² (14 AWG).

Es importante que cuando la selección del conductor del circuito alimentador o derivado se realiza por caída de tensión, el conductor de puesta a tierra se debe compensar por caída de tensión.

Otro ejemplo en el cual empleamos la tabla anterior es el siguiente:

En un circuito eléctrico para alimentar una carga de 150 A, a una tensión de 380

V, en tres fases, y una longitud de 100 m, con una protección de 3X150 A, se tienen los siguientes resultados:

Conductor por capacidad de corriente: No. 53.5 mm² (1/0 AWG)
Conductor por caída de tensión: No. 107 mm² (4/0 AWG)

Paso 1: Selección del conductor de puesta a tierra.

Se consulta la tabla 2 y resulta un conductor de puesta a tierra de tamaño No. 13.3 mm² (6 AWG)

Paso 2: Factor de crecimiento del conductor seleccionando por capacidad de corriente y por caída de tensión:

Factor de crecimiento de 53.5 mm² (1/0 AWG) a 107 mm² (4/0AWG)
Fc: $107 \text{ mm}^2 / 53.5 \text{ mm}^2$
Fc: 2

Paso 3: Compensación del conductor de puesta a tierra por caída de tensión.

Se aplica el factor de crecimiento al conductor de puesta a tierra:

Conductor de puesta a tierra por caída = $(13.3) \times (2)$,
= 26.6 mm²

Corresponde a un tamaño de 33.6 mm² (2 AWG).

Por lo tanto, se debe instalar un conductor de puesta a tierra de tamaño 33.6 mm² (2 AWG), junto con los conductores de circuito.

El cálculo del electrodo de puesta a tierra es en base a la selección transversal mayor de los conductores de acometida y a la tabla ¹³3 Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna.

¹³NOM-001-SEDE-2012 NOM 001 SEDE 2012

Tabla 3.- Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna.							
Tamaño del mayor conductor de entrada a la acometida o área equivalente para conductores en paralelo				Tamaño de conductor al electrodo de puesta a tierra			
Cobre		Aluminio		Cobre		Aluminio	
mm ²	AWG o Kcmil	mm ²	AWG o Kcmil	mm ²	AWG o Kcmil	mm ²	AWG o Kcmil
33.6 o menor	2 o menor	53.50 o menor	1/0 o menor	8.37	8	13.3	6
42.4 o 53.5	1 0 1/0	67.40 o 85.00	2/0 o 3/0	13.3	6	21.2	4
67.4 0 85.0	2/0 o 3/0	107 o 127	4/0 o 250	21.2	4	33.6	2
Más de 85.0 a 177	Más de 3/0 a 350	Más de 127 a 253	Más de 250 a 500	33.6	2	53.5	1/0
Más de 117 a 304.0	Más de 350 a 600	Más de 253 a 456	Más de 500 a 900	53.5	1/0	85.0	3/0
Más de 304.0 a 557.38	Más de 600 a 1100	Más de 456 a 887	Más de 900 a 1750	67.4	2/0	107	4/0
Más de 557.38	Más de 1100	Más de 887	Más de 1750	85.0	3/0	127	250

Tabla 3

Para una mejor comprensión de la forma de utilizar la tabla anterior se realiza el siguiente ejemplo:

Se tiene una acometida trifásica de 220 V, de 4 conductores tamaño 107 mm² (4/0 AWG). ¿Cuál es el conductor del electrodo de puesta a tierra que se debe instalar?

Paso 1: Se consulta la tabla 3 y en la columna de tamaño del mayor conductor de entrada de acometida se busca 107 mm² (4/0 AWG), se desplaza a la columna del conductor del electrodo de puesta a tierra y se encuentra en la columna de cobre tamaño 33.6 mm² (2 AWG).

Paso 2: Conductor del electrodo de puesta a tierra: tamaño 33.6 mm² (2 AWG) de cobre.

La puesta a tierra aislada es importante para los circuitos eléctricos de cargas electrónicas sensibles que requieren una puesta a tierra libre de corrientes y tensiones inducidas para un funcionamiento adecuado.

Esta puesta a tierra se debe aislarse del sistema de puesta a tierra de la instalación eléctrica, ya que se desconocen los efectos que se pueden producir cuando ocurra una falla de cortocircuito a tierra o se presente una descarga atmosférica.

También pueden ocurrir daños a los equipos si se abusa de la instalación de la puesta a tierra aislada.

La puesta a tierra consiste en instalar junto a los conductores del circuito, fase, neutro, conductor de puesta a tierra, un conductor de puesta a tierra aislado. El conductor con aislamiento color verde con franjas continuas de color amarillo para que este conductor no tenga contacto con ninguna parte metálica para prevenir las corrientes eléctricas circulantes o la inyección de tensiones.

Otro ejemplo es un circuito eléctrico monofásico para alimentar una computadora a 127 V o 120 V, se compone de los siguientes conductores:

- Un conductor de fase.
- Un conductor neutro.
- Un conductor de puesta a tierra, para el cual nunca se debe omitir, el aislamiento color verde o desnudo
- Un conductor de puesta a tierra aislado igual verde con una franja de color amarillo.

La unión con otros sistemas de puesta a tierra en la subestación eléctrica si en la propiedad del usuario existen varios sistemas de puesta a tierra como:

- Puesta a tierra de la acometida.
- Puesta a tierra de comunicaciones.
- Puesta a tierra del sistema de protección contra descargas atmosféricas.
- Puesta a tierra de referencia de señal.
- Puesta a tierra de telefonía.
- Sistema de puesta a tierra de subestaciones.
- Apartarrayos, etc.

Todos estos sistemas de puesta a tierra se deben de interconectar para limitar las diferencias de potencial entre ellos.

Los electrodos de puesta a tierra permitidos por la ¹⁴norma vigente artículo 250-50, se dividen en dos:

- Sistema de electrodos de puesta a tierra.
- Electrodos de puesta a tierra especialmente contruidos.

El sistema de electrodos de puesta a tierra está compuesto por:

- La tubería metálica subterránea para agua, debe de estar en contacto con el terreno mínimo 3 m y se le debe adicionar un electrodo de puesta a tierra especialmente construido.

¹⁴NOM-001-SEDE-2012

- La estructura metálica del edificio, si está eficazmente puesta a tierra.
- El electrodo empotrado en concreto.
- El anillo de tierra.

Electrodos de puesta a tierra especialmente contruidos.

- Otras estructuras o sistemas metálicos subterráneos cercanos.
- Los electrodos de varilla o tubería.
- Los electrodos de placa, deben estar en contacto con el suelo mínimo 0.2 m²

Los electrodos no permitidos son:

- Electrodos de aluminio.
- Sistema de tubería metálica subterránea para gas.

La resistencia a tierra del sistema de electrodos de puesta a tierra y de los electrodos de puesta a tierra especialmente fabricados debe tener un valor no mayor a 25 Ω de acuerdo a la NOM-001.

Para especificaciones del sistema de electrodos de puesta a tierra, de los electrodos de puesta a tierra especialmente contruidos y de interpretación de la norma.

El diseño de un sistema de puesta a tierra tiene los objetivos siguientes:

- Proveer los medios para trasladar corrientes eléctricas dentro de la tierra bajo condiciones normales y de falla sin exceder los límites eléctricos críticos.
- Asegurar que las personas de una industria con un sistema eléctrico puesto a tierra no esté expuesta a una descarga eléctrica crítica.

Durante condiciones de falla, la corriente eléctrica circula por la tierra con lo que se producirán gradientes de potencial dentro y alrededor de la subestación.

Se debe de realizar un análisis completo del cálculo de corto circuito a tierra, involucrando fallas como dos fases a tierra o de una fase a tierra, teniendo mucho cuidado que corriente eléctrica circule por la malla de tierra cuando sucede un cortocircuito a tierra tanto en baja tensión, media tensión y alta tensión.

El sistema de puesta a tierra debe cumplir con ciertas disposiciones normativas como uno o más electrodos conectados entre sí.

Debe tener una resistencia a tierra baja para minimizar los riesgos al personal en función de la tensión eléctrica de paso y contacto, se considera un valor

aceptable de 10Ω ; en terrenos de alta resistividad puede llegar a ser hasta 25Ω de acuerdo a la NOM-001.

Los sistemas de un solo electrodo deben de utilizarse cuando el valor de la resistencia a tierra no exceda de 25Ω de acuerdo a la NOM-001.

Para instalaciones subterráneas el valor recomendado de resistencia a tierra es de 5Ω de acuerdo a la NOM-001.

Algo muy importante, es que cuando una línea aérea cruce con una cerca metálica, la cerca metálica debe ponerse a tierra en ambos extremos a una distancia sobre el eje de la cerca y no mayor a 45 m.

Para subestaciones, se indica que los sistemas de tierra deben de cumplir con lo indicado en el artículo 250 de la NOM-001-SEDE-2012 y que se recomienda pero no se exige, que un método adecuado para calcular el sistema de puesta a tierra de plantas y subestaciones se puede consultar a través de la norma referencia de C.F.E. NFR-011-CFE-2002, que se basa en la norma de IEEE-80-2000.

Cap.4.- Puesta en Servicio.

Durante el proceso de instalación del equipo de una subestación eléctrica y sobre todo al final, es necesario que el ingeniero eléctrico o técnico eléctrico pueda efectuar una serie de pruebas para determinar el estado final de los aislamientos, los circuitos de control, la protección, la comunicación y finalmente el funcionamiento del conjunto de la subestación.

A su vez, el conjunto de datos obtenidos de las pruebas sirven de antecedentes para que el personal de mantenimiento tenga una base para determinar el grado de deterioro que van sufriendo los diferentes equipos y también para tener un punto de referencia para comparar las nuevas lecturas, obtenidas en los equipos después de una reparación.

4.1. Pruebas Primarias.

Los equipos se prueban en las instalaciones de los fabricantes una vez que los resultados son satisfactorios se transportan al sitio de operación. Invariablemente habrá un tiempo transcurrido entre las pruebas de fábrica y condición adecuada del sitio de la instalación. Este tiempo depende del tamaño de la instalación y de otros factores así que puede variar de uno a varios meses.

La instalación y las provisiones necesarias para las conexiones pueden tomar también un tiempo considerable, aun cuando se tenga el equipo en sitio. Los factores siguientes deben tomarse en consideración desde que el equipo se encuentra listo en la fábrica hasta que es colocado en sitio para su utilización:

- El tiempo para empacar y arreglar para el transporte después de cumplir con todas las formalidades comerciales.
- El tiempo de transporte desde las instalaciones del fabricante hasta el sitio de la obra, dependiendo de si el equipo se encuentra fabricado localmente o es de importación. Aun cuando sean de fabricación nacional, las distancias pueden hacer que la transportación y tiempo de entrega sean de una a varias semanas.
- Los daños posibles durante el transporte, ya sea directamente al equipo o indirectamente por razones desconocidas. El manejo rudo o el empaque inadecuado pueden conducir también a daños desconocidos.
- El retraso en la puesta en condiciones de las cimentaciones o del edificio puede tener como consecuencia que el equipo se encuentre en condiciones climáticas desfavorables, que pueden afectar el aislamiento interno. Algunas veces las condiciones ambientales en el sitio de la construcción o en una planta cercana puede llevar a un cierto deterioro de las componentes internas y del aceite usado en el equipo.

Las razones anteriores, más otros posibles errores humanos, retrasan la energización del equipo eléctrico; de aquí que es necesaria la seguridad de que no hay daño interno en el equipo eléctrico, que pueda afectar su vida y comportamiento. Por ejemplo, la rigidez dieléctrica del aceite puede bajar durante un cierto periodo de tiempo y podría requerir ser filtrado antes de cargar el transformador; en caso contrario, se puede presentar un flameo interno o un corto circuito, lo que ocasionaría que el proyecto completo se retrase mientras se repara el transformador, en forma similar, en el tablero de un interruptor, las conexiones internas podrían conducir a un problema.

En general las pruebas de los equipos eléctricos tienen como fin verificar las condiciones en que estos se encuentran. Sirven para mantener la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico.

4.2. Análisis de resultados de protocolos de prueba.

El análisis siguiente de resultados son recomendaciones para auxiliar al personal de campo en la evaluación de los resultados obtenidos en las diferentes pruebas. De ninguna manera se pretende sustituir el criterio y experiencia del personal que tiene bajo su responsabilidad los equipos.

I. Pruebas de resistencia de aislamiento.

Para evaluar las condiciones del aislamiento de los transformadores de potencia, es conveniente analizar la tendencia de los valores que se obtengan en las pruebas periódicas. Para facilitar este análisis se recomienda graficar las lecturas, para obtener las curvas de absorción dieléctrica; las pendientes de las curvas indican las condiciones del aislamiento, una pendiente baja indica que el aislamiento está húmedo o sucio.

Para un mejor análisis de los aislamientos, las pruebas deben hacerse al mismo potencial, las lecturas corregidas a una misma base (20° C) y en lo posible, efectuar las pruebas bajo las mismas condiciones ambientales.

En la evaluación de las condiciones de los aislamientos, deben calcularse los índices de absorción y polarización, ya que tienen relación con la curva de absorción. El índice de absorción se obtiene de la división del valor de la resistencia a 1 minuto entre el valor de ½ minuto y el índice de polarización se obtiene dividiendo el valor de la resistencia a 10 minutos entre el valor de 1 minuto. Los valores mínimos de los índices deben ser de 1.2 para el índice de absorción y 1.5 para el índice de polarización, para considerar el transformador aceptable.

Las lecturas de resistencia de aislamiento en interruptores, por lo general son

altas sin tener absorción ni polarización, por estar constituido su aislamiento, en mayor parte por porcelana; una lectura baja es indicación de deterioro del mismo.

En interruptores de gran volumen de aceite los valores mínimos de aislamiento deben ser de 10,000 MΩ a temperatura ambiente. Si este es inferior se deben, efectuar pruebas dieléctricas al aceite aislante. Si los valores de prueba del aceite aislante resultan inferiores a los recomendados, se deberá reacondicionar o reemplazar el mismo. Si persisten los valores bajos de resistencia de aislamiento, efectuar una inspección interna al interruptor para investigar, efectuando pruebas individuales a cada uno de los componentes con el fin de determinar el causante del bajo valor de resistencia del aislamiento y corregir éstas; las causas pueden ser contaminación de los aislamientos internos como la barra elevadora, el cartón aislante y cámaras de interrupción o altas pérdidas dieléctricas en las boquillas, que pueden ser determinadas con las pruebas de factor de potencia.

En Interruptores en bajo volumen de aceite, un bajo valor de aislamiento, puede ser originado por contaminación del aceite aislante, altas pérdidas dieléctricas en los aislamientos soportes o aislamiento de las cámaras de interrupción.

En los interruptores en vacío y SF₆, el aislamiento está formado por las boquillas y aislamientos soportes, los bajos valores de aislamiento se deben a deterioro de alguno de ellos.

Para interruptores monopolares, los valores de resistencia de aislamiento deben ser superiores a los 100,000 MΩ si los componentes aislantes están en buenas condiciones; para casos de valores bajos de aislamiento, se requieren pruebas de factor de potencia para complementar el análisis de las condiciones del aislamiento.

Para la prueba de resistencia de aislamiento a los transformadores de corriente y de potencial es recomendable que los valores que se obtengan en los aislamientos tanto de alta tensión como de baja tensión, deben ser superiores a 50,000 MΩ. Para valores inferiores a lo descrito anteriormente y con el objeto de analizar las condiciones del aislamiento, deberá complementarse ésta prueba con los valores de pérdidas dieléctricas que se obtienen con las pruebas de factor de potencia.

El valor de resistencia de aislamiento para cuchillas desconectadoras debe ser como referencia 40,000 MΩ como mínimo. Cuando no se disponga de valores de referencia, se recomienda complementar el análisis, con las pruebas de factor de potencia para dictaminar el estado de su aislamiento.

Los valores de resistencia de aislamiento en apartarrayos son variables; dependiendo de la marca y tipo, pueden ser desde 500 hasta 50,000 MΩ. Se recomienda efectuar comparaciones con apartarrayos de la misma marca, tipo y

tensión. En caso de desviación notoria en los valores, se requiere efectuar una investigación.

La resistencia del aislamiento de cualquier cable se ve afectada por la temperatura, humedad, suciedad y en general, por las áreas débiles debidas al deterioro por envejecimiento o por daño mecánico. El valor de la resistencia, medido a una tensión y tiempo específicos, representará la influencia de todos esos factores en el aislamiento.

Antes de efectuar la medición es conveniente calcular analíticamente la resistencia del aislamiento del cable, como sigue:

$$R_i = \text{resistencia del aislamiento en megahoms} - km \dots\dots\dots(24)$$

$$R_i = K \log_{10} (D)d \dots\dots\dots(25)$$

Donde:

R_i = resistencia de aislamiento en $M\Omega$ -km

K= constante de resistencia de aislamiento.

D= diámetro sobre aislamiento en milímetros

d= diámetro bajo aislamiento en milímetros.

II. Pruebas de factor de potencia.

Para la interpretación de resultados de factor de potencia en los interruptores de gran volumen de aceite, se recomienda analizar y comparar las pérdidas dieléctricas que resulten de las pruebas con interruptor en posición de abierto y cerrado.

La diferencia de las pérdidas obtenidas en la prueba con el interruptor cerrado menos la suma de las pérdidas de la misma fase con interruptor abierto, se utilizan para analizar las condiciones del aislamiento a esta diferencia se le denomina índices de pérdidas del tanque IPT.

$$I.P.T = (\text{pérdida con interruptor cerrado}) - (\text{suma de pérdidas con interruptor abierto}) \dots\dots(26)$$

En las pruebas de factor de potencia en los transformadores de corriente y en los transformadores de potencial un valor de factor de potencia mayor de 2 % y pérdidas dieléctricas en la prueba de collar caliente mayores de 6 mW a 2.5 KV o 0.1 W a 10 kV, será indicativo de que existe un deterioro en el aislamiento del transformador, pudiendo ser la causa el aceite aislante de aquellos que lo contengan, o microfisuras en la resina del aislamiento tipo seco. Al obtener resultados con valores mayores, deberá investigarse y compararse con los datos estadísticos de equipos similares.

Se tienen mayores pérdidas cuando se mide P1 que cuando se mide P2, las

pérdidas en P2 se pueden atribuir a que el pasamuro de la terminal es muy pequeño y de resina epóxica, esto no impide la operación del transformador puesto que ésta terminal en operación normal tendrá una tensión de 0 V. Puesto que los datos a monitorear aquí serían la prueba completa y la prueba cruzada para P1. Para la mayoría de los T.P's, los factores de potencia hechos en pruebas cruzadas, deberán de compararse con el factor de potencia de las pruebas completas. En algunas unidades de la prueba cruzada es mayor que la prueba completa. La prueba cruzada no da datos complementarios cuando los resultados de la prueba completa son cuestionables.

Con las pruebas de factor de potencia en apartarrayos se obtienen las pérdidas dieléctricas en mW o W dependiendo del equipo de prueba que se utilice.

Debido a las diferencias de elementos de construcción de cada fabricante, no existen valores normalizados para su aceptación. La compañía Doble Engineering, en su manual de referencias proporciona información de estadística de pruebas de varias marcas y tipos de apartarrayos y que pueden servir de base para juzgar los resultados que se obtengan. Se recomienda consultar ese manual.

La calificación de apartarrayos está basada en las pérdidas en mW o W según el equipo y tensión de prueba. No es necesario calcular el factor de potencia y tampoco corregir por temperatura. De acuerdo al tipo:

Carburo de silicio: Pérdidas más altas que lo normal, la probable causa es contaminación por humedad y suciedad o corrosión. Si las pérdidas son más altas de lo normal, la probable causa las resistencias rotas, contacto deficiente o circuito abierto entre los elementos. Los cambios en corrientes, la posible causa son daños mecánicos.

Oxido metálico: Pérdidas más altas de lo normal, la posible causa es contaminación por humedad y suciedad, o entrehierros corroídos (diseño antiguo), los diseños modernos no tienen entrehierros. Pérdidas más bajas de lo normal, se refieren a falta de continuidad en la configuración eléctrica interna.

Para evaluar las condiciones del aislamiento en cuchillas desconectoras, se consideran únicamente las pérdidas en el aislamiento.

Valores de pérdidas inferiores a 9 mW con voltaje de 2.5 kV, y a 0.1 W a 10 kV se consideran aceptables

III. Pruebas de relación de transformación.

En la prueba de relación de transformación en transformadores para medidores manuales - analógicos, si la aguja del ampérmetro se deflexiona a plena escala y para la aguja del voltmetro no se aprecia deflexión, es indicación que el

transformador bajo prueba está tomando demasiada corriente de excitación; en este momento la manivela resulta difícil de girar y hay razón para sospechar de un cortocircuito entre espiras.

Si en el transformador bajo prueba no se logra obtener el balance, el problema puede considerarse como un corto circuito o un circuito abierto en los devanados; una corriente excesiva de excitación y un voltaje pequeño, son indicativos de un corto circuito en uno de los devanados.

Cuando se tienen corriente y voltaje de excitación normal, pero sin deflexión en la aguja del galvanómetro, es indicio de que se tiene un circuito abierto. Es posible determinar cuál de los dos devanados se encuentra abierto desconectando las dos terminales secundarias CN y CR, abriendo una de las mordazas de excitación GN o GR e insertando una pieza de fibra aislante entre la terminal del transformador y la pieza que es tope del tornillo, la cual va conectada al cable grueso que conecta el transformador de referencia del TTR.

Apretar el tornillo nuevamente contra el conector de la boquilla y girar la manivela del generador. Si el devanado secundario está abierto, no se tiene indicación de corriente en el ampermetro. Si el ampermetro indica una corriente de excitación normal, se puede concluir que el devanado primario está abierto.

Para el método basado en la medición de la capacitancia de un capacitor auxiliar, la incertidumbre de la medición es de $\pm 0.5\%$ con un nivel de seguridad de 99.7%. Cuando existe magnetismo remanente en el núcleo la relación de transformación en esta prueba se incrementa aproximadamente en un 0.14%.

La prueba de medición de relación por este método aplica solo para transformadores de potencia y no puede proporcionar la misma exactitud para transformadores de potencial del tipo inductivo o capacitivo.

Independientemente del método de prueba utilizado, para calcular la diferencia entre la relación teórica y la relación medida, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Diferencia} = \frac{(Rel.Teórica - Rel.Medida) \times 100}{Rel.Teórica} \dots\dots\dots (27)$$

La diferencia máxima permitida por el área de distribución de la CFE es del 0.4%. Sin embargo en la normativa internacional se aceptan diferencias hasta del 0.5%.

El porcentaje de diferencia en la relación de transformación en transformadores de corriente y de potencial medida con respecto a la teórica no debe ser mayor de 0.15 %.

IV. Prueba de resistencia de impedancia.

En la prueba de resistencia de impedancia en los transformadores si la corriente

obtenida durante la prueba difiere del valor previamente calculado, significa que la impedancia del transformador es diferente a la indicada en la placa, si el resultado es mayor al especificado en las normas o referencias, puede ser indicativo de deficiencias en devanados y núcleo.

Para la resistencia de devanados en un transformador en conexión delta, el valor de la resistencia implica la medición de una fase en paralelo con la resistencia en serie de las otras dos fases. Por lo anterior, al realizar la medición en las tres fases se obtienen valores similares. En caso de que se tenga un devanado fallado, dos fases dan valores similares. Para transformadores en conexión estrella el valor es similar en las tres fases, por lo que se puede determinar con precisión cual es la fase fallada. En transformadores monofásicos, se comprueba fácilmente el daño del devanado fallado.

Es recomendable que los valores de puesta en servicio se tengan como referencia para comparaciones con pruebas posteriores.

V. Prueba de resistencia de contactos.

La prueba de resistencia de contactos en interruptores permite detectar oportunamente los problemas que se presentan por alta resistencia de contactos, que puede ser causada por cualquier elemento que forma el conjunto de contactos; desde el conector de la boquilla hasta los conectores fijos y móviles con todos sus accesorios.

La resistencia de contactos varía de acuerdo al tipo y diseño del equipo, y debe ser de acuerdo a las normas correspondientes, los valores establecidos en los instructivos así como los obtenidos durante la puesta en servicio, nos sirven de referencia para pruebas posteriores. En algunos equipos el fabricante proporciona estos valores en mV de caída de tensión, por lo que será necesario hacer la conversión a $\mu\Omega$.

Para interruptores en gran volumen de aceite, los valores son del orden de 100-300 $\mu\Omega$. Para interruptores de los tipos pequeño volumen de aceite, vacío y gas SF₆, los valores de resistencia de contactos aceptables son del orden de 30-100 $\mu\Omega$. En el caso de aquellos interruptores que cuenten con indicador visual de desgaste de contactos, verificar su estado o posición como complemento de la prueba.

En cuchillas como referencia, un valor de resistencia de contactos de 100 microohms se considera aceptable para la confiabilidad en la operación de la cuchilla. Si resultaran valores superiores, se recomienda ajustar el mecanismo, así como limpiar y ajustar el área de contacto.

VI. Pruebas de tiempos de operación.

Para las pruebas de tiempo de operación y simultaneidad de cierre y apertura en

un interruptor el análisis de los resultados es el siguiente:

En el tiempo de apertura se registran el instante de apertura de cada una de las fases y midiendo el intervalo en cada una, a partir de la señal de disparo del interruptor, que también queda registrada.

Esta prueba es general e independiente del número de cámaras o contactos en serie que se tengan por fase, puesto que se mide la fase completa, que para el caso de varios contactos en serie, el registro en la gráfica corresponde al instante en que se abre el primer par. De esta misma prueba puede obtenerse además la simultaneidad entre fases del interruptor a la apertura.

En el tiempo de cierre se registra el instante de cierre de cada una de las fases y midiendo el intervalo en cada una, a partir de la señal de cierre del interruptor, que también queda registrada.

Esta prueba es general e independiente del número de cámaras o contactos en serie que se tengan por fase, puesto que se miden las tres fases completas. Debe tomarse en cuenta que en el caso de varios contactos en serie por fase, el registro en la gráfica corresponde al instante en que se cierra el último par.

A continuación se hace referencia a los valores de prueba respecto a los valores de los tiempos anteriormente descritos para establecer un cierto criterio a modo de guía general, ya que los valores particulares para cada tipo de interruptor son una característica propia que se proporciona los instructivos.

Los interruptores están clasificados en lo que se refiere a su tiempo de interrupción, en interruptores de 8, 5 y 3 ciclos, estos rangos están dados en base a las pruebas de prototipo que se efectúan y es el tiempo máximo obtenido dentro de toda la gama de pruebas efectuadas.

Los tiempos de cierre son generalmente más largos que los de apertura y su importancia es relativamente menor, pueden variar dependiendo del tipo de interruptor, su mecanismo y el tamaño de sus partes en movimiento. Por lo general los tiempos son de 6 a 16 ciclos.

Para evaluar la simultaneidad entre fases y entre contactos de una misma fase, es necesario considerar la máxima diferencia entre los instantes que se tocan los contactos durante el cierre o entre los instantes en que se separan durante la apertura, y no deberá exceder de 1/2 ciclo en base a la frecuencia nominal.

La operación de contactos de un mismo polo debe ser prácticamente simultánea.

VII. Prueba de alta tensión (higpot).

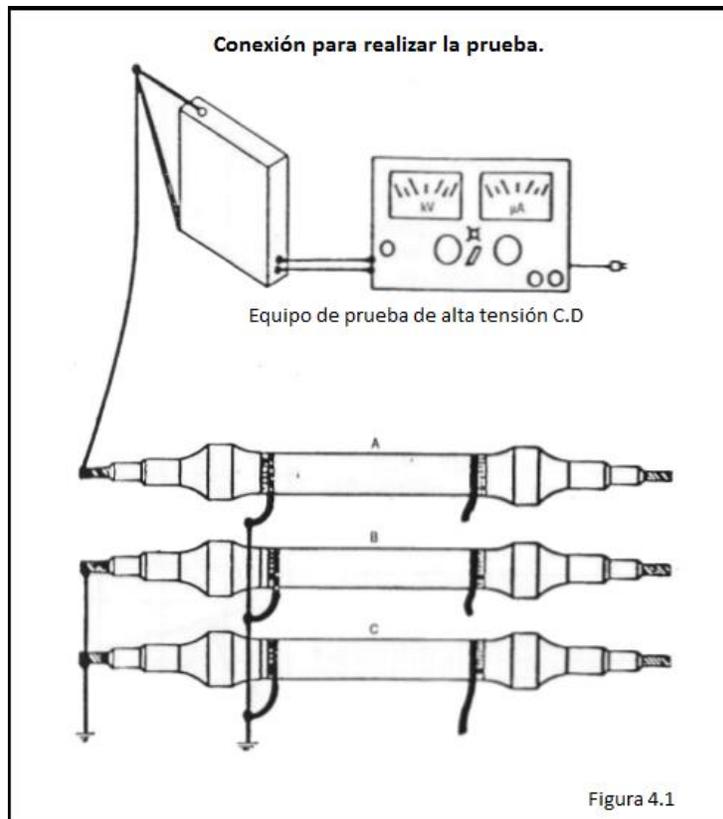
La corriente de prueba se incrementa momentáneamente por cada aumento en

la tensión debido a la carga de la capacitancia y a las características de absorción del dieléctrico del cable. Ambas corrientes decaen, la corriente capacitiva en pocos segundos y la corriente de absorción con más lentitud y por último, la corriente de conducción, de fuga o por corona se agrega a las superficies de las terminales. El tiempo requerido para que la corriente de conducción alcance a estabilizarse depende de la temperatura del aislamiento y del material.

Si la tensión se mantiene constante y la corriente empieza a incrementarse es indicativo de que el aislamiento empieza a ceder en algún punto donde tenga un daño. Probablemente este proceso continuará hasta que el cable falle, a menos que se reduzca la tensión rápidamente.

Si en cualquier momento durante la prueba, ocurre un incremento violento de la corriente, haciendo operar el interruptor del equipo, es probable que el cable haya fallado o se haya presentado un arqueo en alguna terminal. Se puede confirmar la presencia de una falla al intentar aplicar una vez más la tensión.

Calcular y graficar la corriente de fuga contra la tensión, en conjunto con la prueba de tensión por pasos, constituye una ayuda para evaluar las condiciones de aislamiento. Se deben guardar las gráficas de las mediciones para compararlas con mediciones futuras. En la figura 4.1 se muestra la conexión para realizar la prueba.



4.3. Pasos a seguir para la puesta en Marcha.

La puesta en marcha se realiza a cada uno de los equipos en campo después de haber sido instalados, ajustados y secados, con la finalidad de verificar sus condiciones para decidir su entrada en operación.

La calidad de la puesta en marcha condiciona la vida útil operativa de los equipos. La puesta en marcha de un equipo no significa solamente ponerlo a funcionar. Además se debe verificar que el equipo opere bajo los parámetros de diseño y las especificaciones.

Lo mismo ocurre en las instalaciones en operación que son sometidas a mantenimientos preventivos periódicamente. Muchas empresas realizan las pruebas eléctricas que normalmente se realizan a los equipos, pero se olvidan de la interpretación de los valores que arrojan esas pruebas.

Al finalizar las pruebas eléctricas y la puesta en marcha se desarrolla un informe que contiene la interpretación de las magnitudes, recomendaciones sobre la operación y un listado de posibles acciones a tomar para mejorar el desempeño del funcionamiento de los equipos en un marco de seguridad.

La puesta en marcha se debe de llevar a cabo por personal capacitado y cada puesta en marcha es personalizada de acuerdo al equipo a poner en servicio y a las características de cliente, por esta razón no se puede desarrollar un procedimiento en específico pero si se pueden seguir las siguientes recomendaciones:

- Revisar protocolos de pruebas de todos los equipos a poner en servicio y analizar e interpretar los valores obtenidos para la evaluación del equipo.
- Realizar una inspección visual de los equipos para identificar alguna anomalía física.
- Desarrollar procedimiento para la puesta en marcha y los pasos a seguir en esta.
- Retirar a todo personal no involucrado en la puesta en marcha de las subestaciones para evitar algún riesgo.

Cap.5.- Estudio de caso “Cambio de Tensión de una Empresa Tabiquera”

El Cambio de Tensión de los Sistemas de Distribución en la Industria en México es un tema muy importante ya que en la actualidad por norma se tiene que realizar este cambio y ajustarse a las tensiones normalizadas.

5.1 Estudio de flujos de la energía.

Estos estudios se realizan para verificar el flujo de energía en una red eléctrica, con la contribución de potencia activa y reactiva de las fuentes de generación como son los generadores eléctricos y la acometida del sistema eléctrico nacional. De igual manera, los estudios sirven para ver las necesidades de potencia reactiva y satisfacer los criterios de voltaje.

Uno de los usos del estudio, es para observar la aplicación del cambiador de derivaciones que tienen los transformadores de potencia y la contribución/necesidad de los bancos de capacitores en la red eléctrica.

Como podemos observar en la tabla 4, el factor de potencia es en la acometida es .83, por lo tanto se tiene un buen valor aunque lo ideal sera subirlo a .90, una opción será calcular un banco de capacitores para una compensación central para mejorar el factor de potencia en todo el sistema, aunque hay las opciones de compensación grupal en los tableros de 13.8 kV y en los tableros 2.4 kV o compensación individual en cada alimentador.

Power Flow Program V6.50.00

=====

Page : 1
Date : 03/14/2014
Time : 12:23:19
Jobfile Name: TABIQUERA

Bus Result

=====

Bus Info & Sys kV		Voltage	Generation	Static Load	Motor Load	Power Flow Results									
Name	Type	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	To Bus Name	MW	Mvar	Amp	% PF
Acometida 1	Swing	85.00	100.00	0.0	3.31	2.16	0.00	0.00	0.00	0.00	Bus 1	3.31	2.16	27	83.8
Acometida 2	Swing	85.00	100.00	0.0	-0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Bus 3	-0.00	-0.00	0	0.0
104	P_Load	0.46	98.51	-61.3	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	110	-0.06	-0.04	3	85.0
112	P_Load	0.46	98.51	-61.3	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	118	-0.06	-0.04	3	85.0
119	P_Load	0.22	94.62	-63.9	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	125	-0.06	-0.04	3	85.0
127	P_Load	0.48	98.05	-61.6	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	133	-0.06	-0.04	3	85.0
137	P_Load	0.46	98.51	-61.3	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	143	-0.06	-0.04	3	85.0
145	P_Load	0.46	98.51	-61.3	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	151	-0.06	-0.04	3	85.0
153	P_Load	0.46	98.51	-61.3	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	159	-0.06	-0.04	3	85.0
161	P_Load	0.46	98.51	-61.3	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	167	-0.06	-0.04	3	85.0
169	P_Load	0.46	98.51	-61.3	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	175	-0.06	-0.04	3	85.0
177	P_Load	0.46	98.51	-61.3	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	183	-0.06	-0.04	3	85.0
350	P_Load	2.40	97.97	-61.7	-0.00	-0.00	0.00	0.00	0.16	0.09	Tablero 2.4 A	-0.16	-0.09	45	86.2
351	P_Load	2.40	97.97	-61.7	-0.00	-0.00	0.00	0.00	0.16	0.09	Tablero 2.4 A	-0.16	-0.09	45	86.2
352	P_Load	2.40	97.97	-61.7	-0.00	-0.00	0.00	0.00	0.16	0.09	Tablero 2.4 A	-0.16	-0.09	45	86.2
353	P_Load	2.40	97.97	-61.7	-0.00	-0.00	0.00	0.00	0.16	0.09	Tablero 2.4 A	-0.16	-0.09	45	86.2
354	P_Load	2.40	96.11	-62.7	-0.00	-0.00	0.00	0.00	1.17	0.69	Tablero 2.4 B	-1.17	-0.69	341	86.2
355	P_Load	2.40	96.11	-62.7	-0.00	-0.00	0.00	0.00	0.16	0.09	Tablero 2.4 B	-0.16	-0.09	45	86.2
356	P_Load	2.40	96.11	-62.7	-0.00	-0.00	0.00	0.00	0.16	0.09	Tablero 2.4 B	-0.16	-0.09	45	86.2
357	P_Load	2.40	96.11	-62.7	-0.00	-0.00	0.00	0.00	0.16	0.09	Tablero 2.4 B	-0.16	-0.09	45	86.2
53	P_Load	0.22	94.62	-63.9	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	63	-0.06	-0.04	3	85.0
54	P_Load	0.48	98.05	-61.6	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	69	-0.06	-0.04	3	85.0
57	P_Load	0.46	98.51	-61.3	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	78	-0.06	-0.04	3	85.0
80	P_Load	0.46	98.51	-61.3	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	86	-0.06	-0.04	3	85.0
88	P_Load	0.46	98.51	-61.3	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	94	-0.06	-0.04	3	85.0
96	P_Load	0.46	98.51	-61.3	-0.00	-0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	102	-0.06	-0.04	3	85.0
Bus 1	Busbar	85.00	100.00	-0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Acometida 1	-3.31	-2.16	27	83.8
											48	3.31	2.16	27	83.8
Bus 3	Busbar	85.00	100.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	49	-0.00	-0.00	0	0.0
											Acometida 2	0.00	0.00	0	0.0
Tablero 13.8 A Busbar	13.80	98.61	-31.2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	32	-3.31	-2.05	165	84.9
											74	0.63	0.38	31	85.8
											60	0.06	0.04	3	82.4
											66	0.06	0.04	3	84.6

TABLA 4

Bus Info & Sys kV		Voltage			Generation		Static Load		Motor Load		Power Flow Results				
Name	Type	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	To Bus Name	MW	Mvar	Amp	% PF
											75	0.06	0.04	3	84.9
											83	0.06	0.04	3	84.9
											91	0.06	0.04	3	84.9
											99	0.06	0.04	3	84.9
											107	0.06	0.04	3	84.9
											366	0.06	0.04	3	84.9
											Tablero 13.8 B	2.17	1.36	109	84.8
Tablero 13.8 B Busbar	Busbar	13.80	98.61	-31.2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	72	-0.00	0.00	0	88.7
											Tablero 13.8 A	-2.17	-1.36	109	84.8
											135	1.66	1.04	83	84.8
											130	0.06	0.04	3	84.6
											140	0.06	0.04	3	84.9
											148	0.06	0.04	3	84.9
											156	0.06	0.04	3	84.9
											164	0.06	0.04	3	84.9
											172	0.06	0.04	3	84.9
											180	0.06	0.04	3	84.9
											121	0.06	0.04	3	82.4
Tablero 2.4 A Busbar	Busbar	2.40	97.97	-61.7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	347	-0.63	-0.37	178	86.2
											350	0.16	0.09	45	86.2
											351	0.16	0.09	45	86.2
											352	0.16	0.09	45	86.2
											353	0.16	0.09	45	86.2
Tablero 2.4 B Busbar	Busbar	2.40	96.11	-62.7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	191	-1.64	-0.97	477	86.2
											354	1.17	0.69	341	86.2
											355	0.16	0.09	45	86.2
											356	0.16	0.09	45	86.2
											357	0.16	0.09	45	86.2
Tablero A Busbar	Busbar	13.80	98.66	-31.2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	51	-3.31	-2.06	165	84.9
											28	3.31	2.06	165	84.9
Tablero B Busbar	Busbar	13.80	100.00	-30.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50	0.00	-0.00	0	0.0
											365	0.00	0.00	0	0.

TABLA 4

5.2 Estudio de Corto circuito.

Objetivo

- Verificar las capacidades de diseño de los interruptores que integran la subestación Principal de 85/13.8 kV, con respecto a los valores de corrientes de falla que resulten de la contribución de corriente de las fuentes existentes.

Resumen ejecutivo

Al término de este trabajo, los resultados más sobresalientes encontrados son los siguientes:

- Los resultados mostrados en este trabajo, se consideran adecuados bajo las consideraciones tomadas para su realización.
- Las simulaciones realizadas consideraron, las fallas trifásica y monofásica.
- Los resultados obtenidos muestran que los valores de diseño de los equipos que integran la subestación de 85 kV y los interruptores de acometida del tablero de 13.8 kV son adecuados para soportar sin problema las fallas que pudieran presentarse, tanto trifásicas como monofásicas.

Hay que consideraciones que para la realización de este estudio se consideró:

Configuración del sistema.

La subestación Principal de 85/13.8 kV recibe alimentación a través de dos líneas de 85 kV que provienen de las subestaciones CFE y CFE 1 En la Subestación principal, se tienen dos transformadores de 85/13.8 kV que regularmente operan con sus devanados secundarios en paralelo alimentando el tablero metal clad localizado en el cuarto eléctrico del patio de la subestación. Desde este tablero, se originan dos circuitos alimentadores que llegarán al tablero Metal Clad 13.8 kV de distribución principal, donde se deriva la alimentación a los diferentes procesos de producción.

Corto Circuito

Un corto circuito es una falla aleatoria no planeada de un elemento al sistema eléctrico.

En este tipo de estudio se determinan los niveles de falla más críticos por tablero. También se calculan en caso de falla las corrientes, los niveles de tensión y la potencia interruptiva. Así mismo la contribución de:

- La corriente de corto circuito de los generadores.
- Las acometidas.
- La carga instalada.

Con ayuda de este tipo de análisis se determinan los valores de corto circuito que son requeridos por el diseño de una buena protección eléctrica de los interruptores de operación, así como determinar los valores para un buen diseño de tierras.

3-Phase Short Circuit v7.00.00

Date : 03/14/2014

Time : 00:32:38 pm

Jobfile Name: TABIQUERA

Scenario : 1 :

Case : 1 : Base

 System Summary

Base MVA	: 100.000
System Frequency(Hz)	: 60
# of Total Buses	: 100
# of Active Buses	: 100
# of Total Branches	: 98
# of Active Sources	: 2
# of Active Motors	: 8
# of Active Shunts	: 16
# of Transformers	: 21
Reference Temperature(°C)	: 20.0
Impedance Displaying Temperature(°C)	: 25.0

Calculation Options

Calculating All or Multi-Buses Faults with Fault Z = 0.00000 + j 0.00000 Ohms

Fault Phases:

Phase A for Line-Ground Fault

Phase B,C for Line-Line or Line-Line-Ground Fault

ANSI/IEEE Calculation:

Using ANSI Std. C37.010-1979 or above.

Separate R and X for X/R, Complex Z for Fault Current

The Multiplying Factors to calculate Asym and Peak are Based on Actual X/R

Peak Time Applies ATPC Equation

Transformer Phase Shift is not considered.

Generator and Motor X/R is constant.

Base Voltages : Adjusted by Tap/Turn Ratio

Prefault Voltages : Use System Voltages

Bus Results: 0.5 Cycle Symmetrical

Thevenin Imped. ANSI

Bus Name	Pre-Flt V	3P A	Flt. AAA	LL Flt. Z+(pu)	LG Flt. Zo(pu)	LLG Flt. 3P X/R	-----	-----
104	460	41866	33459	43144	43846	3.2693	2.2306	8.9022
112	460	41866	33459	43144	43846	3.2693	2.2306	8.9022
119	220	3391	2928	3395	3395	77.6495	76.6129	7.1685
127	480	9812	8327	9883	9882	12.5290	11.4919	7.4809
137	460	41866	33459	43144	43846	3.2693	2.2306	8.9013
145	460	41866	33459	43144	43846	3.2693	2.2306	8.9013
153	460	41866	33459	43144	43846	3.2693	2.2306	8.9013
161	460	41866	33459	43144	43846	3.2693	2.2306	8.9013
169	460	41866	33459	43144	43846	3.2693	2.2306	8.9013
177	460	41866	33459	43144	43846	3.2693	2.2306	8.9013
350	2400	17705	14035	15254	18104	2.4154	1.8545	11.340
351	2400	17705	14034	15253	18104	2.4154	1.8545	11.326
352	2400	17705	14035	15254	18104	2.4154	1.8545	11.340
353	2400	17705	14035	15254	18105	2.4154	1.8545	11.345
354	2400	13109	10509	10878	13502	2.8372	2.8950	8.3405
355	2400	13110	10509	10878	13503	2.8372	2.8950	8.3625
356	2400	13109	10509	10878	13503	2.8372	2.8950	8.3462
357	2400	13109	10509	10878	13503	2.8372	2.8950	8.3462
53	220	3391	2928	3395	3395	77.6494	76.6129	7.1685
54	480	9812	8327	9883	9882	12.5290	11.4919	7.4811
57	460	41866	33459	43144	43846	3.2693	2.2306	8.9022
80	460	41866	33459	43144	43846	3.2693	2.2306	8.9022
88	460	41866	33459	43144	43846	3.2693	2.2306	8.9022
96	460	41866	33459	43144	43846	3.2693	2.2306	8.9022

Acometida 1	85000	1888	803	1150	1788	0.4000	0.3077	19.174
--------------------	--------------	-------------	------------	-------------	-------------	---------------	---------------	---------------

Acometida 2	85000	1698	588	883	1662	0.4000	0.3077	20.000
Bus 1	85000	1888	803	1150	1788	0.4000	0.3077	19.173
Bus 3	85000	1698	588	883	1662	0.4000	0.3077	19.999
Tablero 13.8 A	13800	5438	3552	395	3678	1.0429	31.5391	32.371
Tablero 13.8 B	13800	5437	3552	395	3678	1.0429	31.5391	32.324
Tablero 2.4 A	2400	17708	14037	15257	18108	2.4151	1.8537	11.427
Tablero 2.4 B	2400	13112	10510	10881	13506	2.8369	2.8941	8.3841
Tablero A	13800	5479	3565	396	3691	1.0306	31.5123	40.604
Tablero B	13800	4041	2215	521	2399	1.0354	23.6664	22.078

TABLA 5

El valor de la contribución de cortocircuito de la compañía suministradora fue obtenido de:

Subestación	Voltaje nominal el kV	Falla Trifásica.		Falla Monofásica.	
		Corriente kA	Relación X/R	Corriente kA	Relación X/R
S.E. Principal	85	1.8	0.4	1.1	19.17

Tabla 6

Transformadores

Los transformadores se modelaron considerando:

- Los datos básicos se obtuvieron de T1 (Transformador principal, es de las mismas características de T2).
- Se consideró la impedancia en la posición nominal del tap y conforme a la información indicada en la placa de datos de cada uno de ellos.
- En la tabla 7 siguiente, se muestran los valores empleados en las simulaciones del ramal numero 1:

Reporte de Transformadores características.

Transformer ID	PDC LABEL	Library	Design voltage	Load Amps	Desing Amps	XFMR KVA Desing KVA	Impedance (%) Winding Type	I-Ansi Mag. Inrush Arcing			
								Withstand Type	Withstand At 2.0 Sec.	Current At 0.1 Sec.	Fault Current
T1	T1	1000-3-D	85000 13800	136 836	136 836	20000 20000	12.62 Other	Category 3 FreqFault	1077 6631	1087 6694	431 2653
111	111	1000-3-D	13800 480	42 1203	42 1203	1000 1000	5.75 D-Y sol	Category 2	604 17361	335 9623	168 4834

Tabla 7

Como características de los transformadores de 85/13.8 kV se tienen:

- El neutro de 13.8 kV de cada uno de los transformadores está puesto a tierra a través de una resistencia de 20 Ohms que limitará la corriente de falla a tierra.

Datos Básicos del Sistema

Los datos eléctricos del sistema eléctrico modelado se presentan en el diagrama unifilar mostrado en el Anexo A

Metodología de cálculo

Este estudio de corto circuito se hace de acuerdo con las normas internacionales aceptadas para tal fin. El método normalizado por la International Electrotechnique Commission, IEC; conocido como norma para el cálculo de corto circuito IEC 60909.

El método consiste básicamente en la aplicación de un factor de voltaje c a la fuente de voltaje equivalente (Utility), así como factores de multiplicación sobre el cálculo de las corrientes de corto circuito considerando o no las contribuciones de los motores, mismas que dependen del punto del sistema en el cual se analiza la falla, de la relación R/X de los equivalentes correspondientes del sistema reducido, tiempo en que inicie la apertura de los contactos primarios del interruptor y uso de la corriente calculada.

La norma considera identificar la configuración de sistema, la elaboración de cuatro redes (circuitos equivalentes del sistema eléctrico) para los cálculos de las corrientes de corto circuito. La diferencia entre cada red es el valor de la impedancia de las máquinas rotatorias. Esto se justifica en el hecho de que el estado electrodinámico de las redes cambia a cada instante, existiendo contribuciones diferentes para cada red.

El estudio de corto circuito permite obtener resultados para analizar el comportamiento de las protecciones eléctricas con un estudio de la coordinación de protecciones.

El método de la IEC es obtener un equivalente de la red únicamente en el punto donde ocurrió la falla.

Software de cálculo

Para el desarrollo de este proyecto se trabajó con Paladin® DesignBase, que es una herramienta computacional de ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia industriales, comerciales y de empresas de suministro. Permite trabajar directamente desde el unifilar, además cuenta con una interface hombre-máquina interactiva y amigable desarrollada para software de análisis de sistemas de potencia, utiliza las más avanzadas técnicas de análisis de redes desarrolladas en el mundo en técnicas de computadoras.

5.3 Estudio de Coordinación de protecciones.

Objetivos:

- Determinar los ajustes de los dispositivos de protección que conforman el sistema eléctrico.

- Proporcionar las tablas de ajuste de los dispositivos de protección para que puedan ser usados por el personal de puesta en servicio.

Resumen Ejecutivo

De este trabajo se obtienen los ajustes de los dispositivos de protección, los cuales garantizan una adecuada protección de los equipos eléctricos y una operación coordinada y selectiva ante fallas.

Las tablas presentadas muestran los ajustes requeridos en cada dispositivo de protección que existe en el sistema eléctrico bajo estudio.

El análisis parte de:

- La información de los esquemas de protecciones proporcionados para cada área eléctrica.
- La información correspondiente a los manuales de operación de los dispositivos que se encuentran en el sistema eléctrico bajo estudio.

Marco teórico.

Los esquemas de protección lo determina el arreglo del cableado correspondiente al equipo a proteger y está conformado por lo siguiente:

- Circuito de corriente.
- Circuito de voltaje.
- Circuito de disparo.

Protective Device Coordination v6.60.00

JobFile: TABIQUERA3

Alimentador 1

Date : 03/14/2014

Checked by:

Time : 17:21:58

Page 1

***** Buses *****				
Identifying Name	Design Device Type	Design Voltage	Design Load Amps	Design Amps
-----	-----	-----	-----	-----
Bus 1	Bus	85000	5000	5000
Bus 1				

Identifying Name	Device Type	Design Voltage	Load Amps	Design Amps
-----	-----	-----	-----	-----
Tablero 13.8 A	Bus	13800	5000	5000

***** Transformers *****

Identifying Name	Device Type	Design Voltage	Load Amps	Design Amps
-----	-----	-----	-----	-----
T1	Transformer	85000	136	136
T1	1000-3-D	13800	837	836

I-AnsiMag. Imped Kva (%)	Winding Type	Inrush At 2.00 S	Arcing Withstand	Current At 0.1 Sec	Fault Current
-----	-----	-----	-----	-----	-----
20000.0	12.62 Other	Category 3	1077	1087	431
20000.0	DesignKva	FreqFault	6631	6694	2653

Identifying Name	Device Type	Design Voltage	Load Amps	Design Amps
-----	-----	-----	-----	-----
111	Transformer	13800	42	42
111	1000-3-D	480	1203	1203

I-AnsiMag. Imped Kva (%)	Winding Type	Inrush At 2.00 S	Arcing Withstand	Current At 0.1 Sec	Fault Current
-----	-----	-----	-----	-----	-----
1000.0	5.75 D-Y Sol	Category 2	604	335	168
1000.0	DesignKva	17361	9623	4834	

***** Feeders *****

Identifying Name	Device Type	Design Voltage	Design Amps
-----	-----	-----	-----
27	Feeder	13800	165
27	750	2 Cond/Phase	

Ambient

Material Temp(C) Insulation

 Copper 20.0 Rubber 1

***** Fuses *****

Identifying Name	Device Type	Design Model	Design Voltage	Design Amps
116	Fuse	Size 250E	13800	160
116	S&C	SMD-2B-SLW		
119-1		Rating 138.00KV		

Speed Switch

 Slow 600 Amp

***** Relays *****

Identifying Name	Device Type	Design Model	Design Voltage	Design Amps
21	Phase Relay	21	85000	600
21	MULTILIN			
GES10085 / 814802A3 -----				
CalPt (2.5): 29.92s CalPt (3.0): 19.78s CalPt (5.0): 7.42s				

-----Inst. Settings----- Current
 Time Tap Tap Min Max Min Max Xfmr SC
 Dial Setting Setting PU PU Delay Delay Ratio Amps

 30.000 60.50 50/ 5 1888

Identifying Name	Device Type	Design Model	Design Voltage	Design Amps
13	Phase Relay	13	13800	600
13	MULTILIN			
GES10106 / 808799A3 -----				
CalPt (2.5): 8.98s CalPt (3.0): 5.94s CalPt (5.0): 2.23s				

-----Inst. Settings----- Current
 Time Tap Tap Min Max Min Max Xfmr SC

Dial Setting	Setting	PU	PU	Delay	Delay Ratio	Amps
9.000	60.50			50/ 5	5479	

Identifying Name	Device Type	Model	Design Voltage	Design Amps		
114	Phase Relay	114	13800	600		
114	MULTILIN					
GES10085 / 814802A3 -----						
CalPt (2.5): 3.99s CalPt (3.0): 2.64s CalPt (5.0): 0.99s						
-----Inst. Settings----- Current						
Time Tap	Tap	Min	Max	Min	Max	Xfmr SC
Dial Setting	Setting	PU	PU	Delay	Delay Ratio	Amps

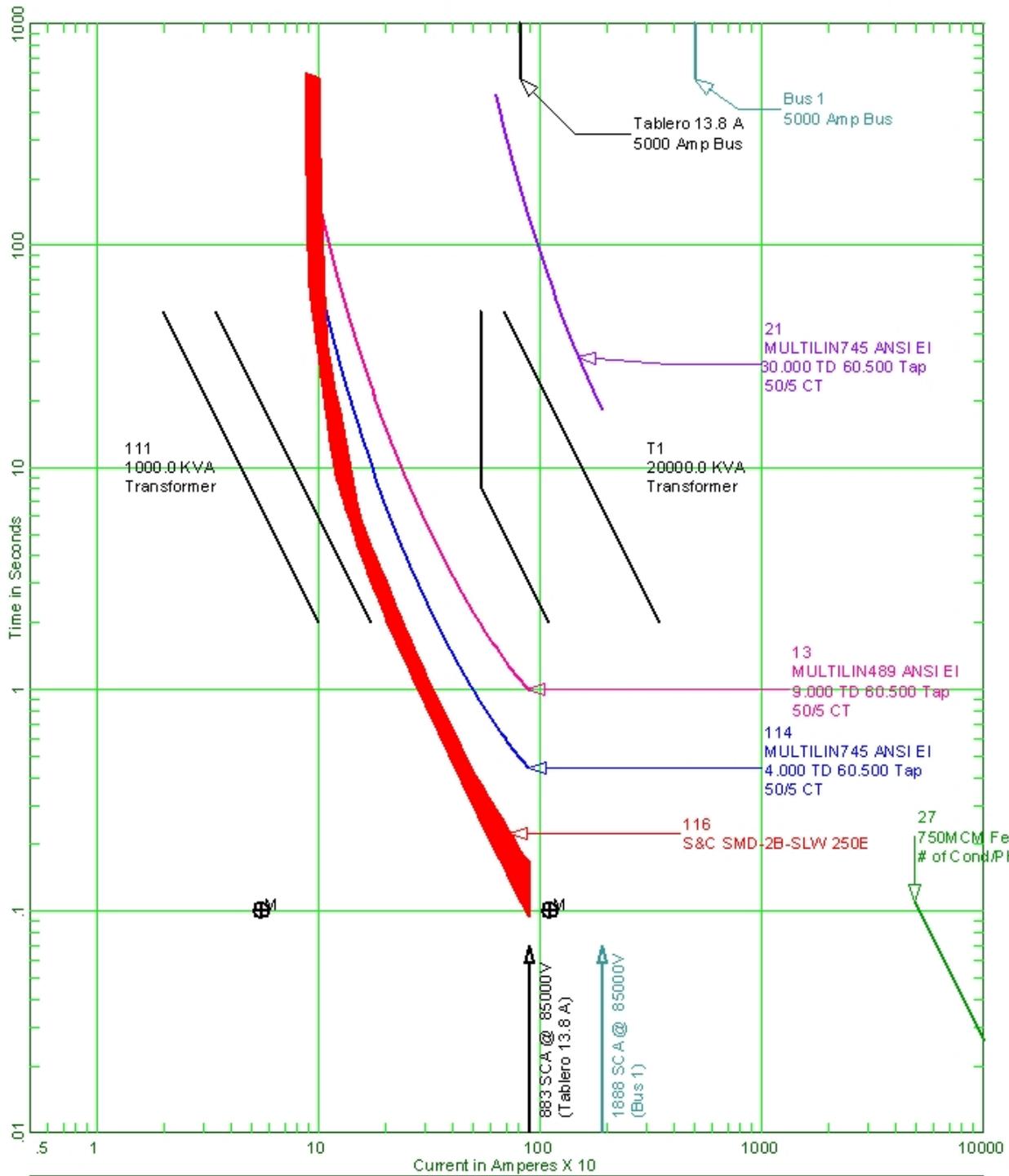
4.000	60.50			50/ 5	5438	

Criterios Empleados

Las gráficas están representadas en formato log-log. Se da prioridad a la protección de los transformadores, cables y motores, después se coordina entre la operación de los dispositivos de protección.

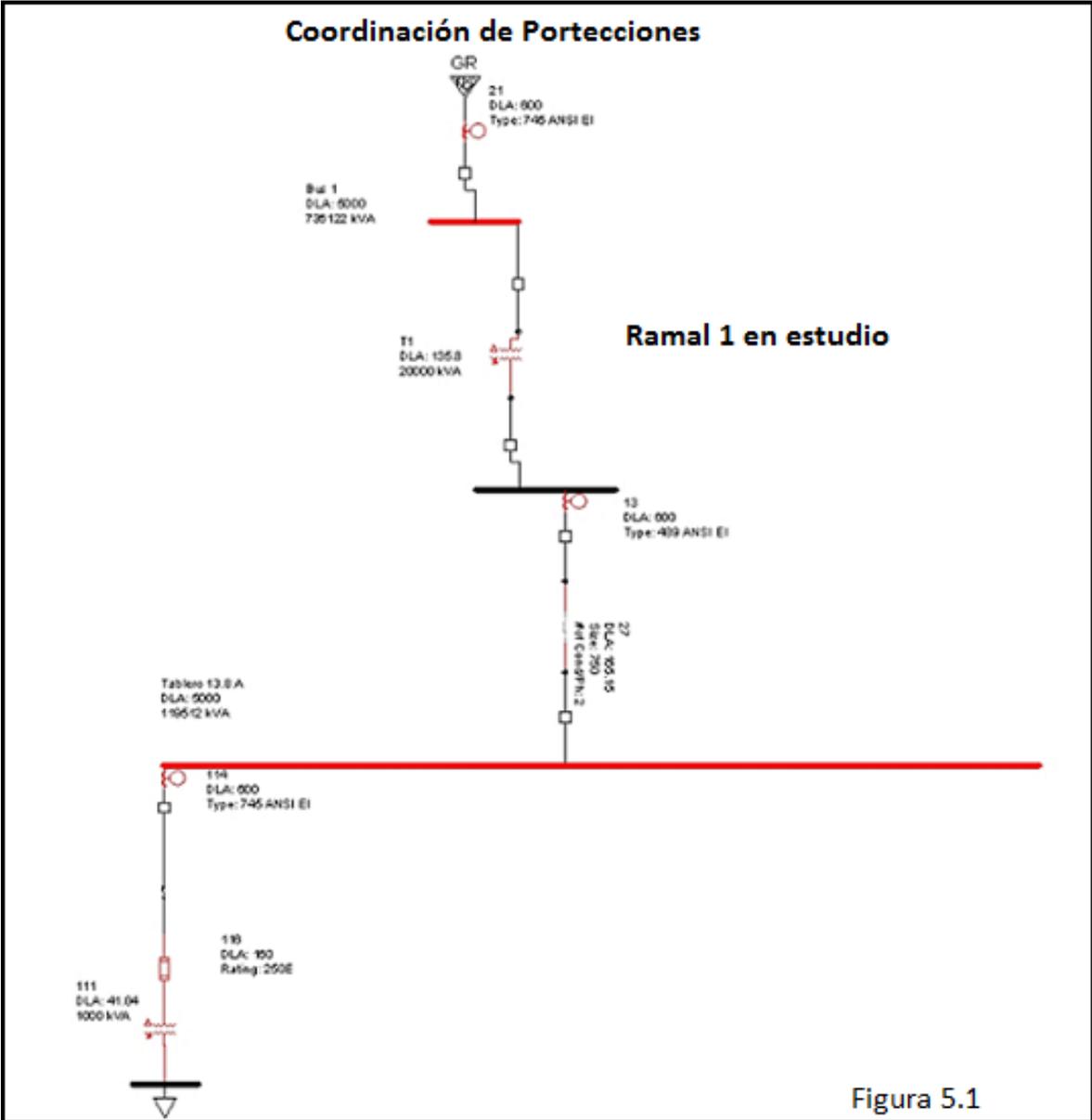
Los criterios de protección establecidos por IEEE fueron aplicados en todos los casos. Por lo tanto, la filosofía de coordinación para un esquema de protección se puede realizar bajo los siguientes tipos de curvas:

- Tiempo Inverso.
- Tiempo definido.



85000 Volt Phase	Time-Current Characteristic Curves	03-14-2014
0 - Alimentador 1		17:06:28
		TABIQUERA3

Ramal 1 del cual se realizo el estudio de coordinación de protecciones.



En las tablas 7 y 8 se muestran los ajustes de unos dispositivos de protección del sistema.

Reporte de fusibles

Fuse ID	PDC Label	Manufacturer	Type	Amo Rating	Voltage Rating (V)	Speed	Interrupt Rating (kA)
116	116	S&C	SMD-28-SUW	250E	13800	SLOW	100

Tabla 8

Reporte de relevadores.

Relay ID	PDC LABEL	Funcion	CT Ratio	Relay Data		
				Manufacturer Type	Settings	Inst. Settings
13	13	50/51	50:5	MULTILIN 489 ANSI EI	TD=9.00 Tap=60.500pu(605A)	
21	21	50/51	50:5	MULTILIN 745 ANSI EI	TD=30.00 Tap=60.500pu(605A)	
114	114	50/51	50:5	MULTILIN 745 ANSI EI	TD=30.00 Tap=60.500pu(605A)	

Tabla 9

Conclusiones.

Hay que tomar en cuenta que la energía eléctrica es un servicio que debe ser prestado en las mejores condiciones de calidad. Hoy en día, existen normas, leyes y sistemas reguladores que verifican el cumplimiento de los reglamentos de las empresas del sector eléctrico, tanto en lo referido a la continuidad del servicio como a la calidad del mismo.

Los sistemas eléctricos de potencia, tienen varios componentes y cada uno con características singulares, éstos forman parte importante de todo el sistema. Para que operen de manera conjunta, se debe garantizar que cada uno esté instalado conforme a protocolos ya establecidos. Por lo tanto, el presente trabajo representa una guía confiable a seguir en el diseño, puesta en marcha y mantenimiento de una instalación de tipo industrial.

Es necesario saber los niveles de tensiones normalizados y la disponibilidad de los niveles de voltaje del servicio para seleccionar el nivel de voltaje adecuado en nuestra acometida y así, comenzar el diseño de nuestro nuevo sistema. En la industria, la Subestación y su arreglo garantizan confiabilidad en el sistema debido a que son la base del sistema de distribución.

Un buen diseño, por lo menos toma en cuenta los análisis de Flujos de potencia, Corto circuito y Coordinación de Protecciones. Cada análisis, suministra información importante para calibrar cables, minimizar pérdidas, seleccionar protecciones y coordinar su operación.

El análisis de Flujos de potencia define de qué forma compensar el factor de potencia si es necesario de una forma general, grupal o individual, en este estudio se puede definir si es necesario considerar el cambio de tap en los transformadores dependiendo de la caída de voltaje que se tenga.

En el caso de estudio del capítulo 5 podemos observar las pérdidas del 0.1 que se tienen en todo el sistema, así como en el tablero 13.8 A con el factor de potencia de 0.82, de acuerdo a estos resultados es necesario instalar un banco de capacitores que puede ser recuperada fácilmente su inversión con el ahorro de las multas bimestrales por el bajo factor de potencia y así poder elevarlo a un valor mínimo de 0.90.

El estudio de corto circuito es uno de los estudios fundamentales ya que con este podemos definir las características de los equipos a utilizar, este estudio nos muestra el nivel de corto circuito que se va a tener en caso de una falla monofásica o trifásica en nuestros equipos, en nuestro caso definimos que es necesario interruptores con nivel de NBI (BIL), 4 KV y Icc: 2 KA para soportar el máximo nivel de corriente de corto circuito la cual fue de 1.8 kA, con este nivel debemos seleccionar los equipos para que pueda aguantar la corriente de corto circuito sin ningún problema, es fundamental que se tenga este estudio para

evitar accidentes como incendios o explosiones en equipos por no ser los adecuados para aguantar el nivel de corriente de corto circuito y así garantizar el buen funcionamiento del sistema eléctrico.

En conjunto con el estudio de corto circuito la coordinación de protecciones es importante desarrollarla e implementarla, teniendo los equipos adecuados al nivel de corto circuito debemos tener una correcta coordinación de nuestros equipos de protección para que aíslen la falla sin dejar fuera completamente el sistema, es decir que aíslen solo el elemento en falla, también en la coordinación de protecciones se maneja el tiempo que se deben disparar los equipos de protección, esto es importante ya que deben de ser muy cortos y coordinados para evitar daño en nuestros equipos de protección.

Debido a que el Sistema de Distribución industrial es la base de cualquier proceso de producción, es necesario actualizarlo para mantenerlo en operación confiable a través de los años, este documento proporciona a los ingenieros y técnicos una documentación clara en la que pueden consultar aspectos que los ayuden a que los Sistemas de Distribución de las empresas con carga eléctrica de tipo industrial se ajusten a las normas vigentes que hoy rigen el Sistema Eléctrico nacional cumpliendo con criterios de ahorro de energía y económico. En la actualidad se proporciona este documento de consulta en literatura abierta que abarca consideraciones de manera clara y fácil de aplicar, ejemplificando problemáticas que se pueden presentar en el desarrollo del nuevo sistema eléctrico. Hay que recordar que el cambio de tensión es una necesidad presente con el paso de los años, por normas, las tensiones obsoletas deben ser reemplazadas.

Recomendaciones.

El presente trabajo es de consulta para los ingenieros y técnicos que tengan a su cargo el cambio de tensión de un Sistema de Distribución de una empresa con carga de tipo industrial.

Tomando en cuenta que las subestaciones son un componente importante de los sistemas de potencia, además de ser los de mayor costo económico, y que la continuidad del servicio depende en gran parte de ellas; es necesario aplicar a estos sistemas (subestaciones) una adecuada gestión de mantenimiento.

Esta gestión deberá observar al mantenimiento preventivo, englobando al mantenimiento predictivo, para revisar con cierta frecuencia el estado de los equipos, al mantenimiento correctivo para reparaciones o reemplazos preventivos, el cual deberá tener cierta planificación para intervenciones de emergencia, y al mantenimiento proactivo, para el análisis y revisión periódica de la gestión, y para la evolución del mantenimiento y sus procedimientos. Todo esto interrelacionado entre sí, conformando así al Mantenimiento Integrado.

Glosario.

Tensiones normalizadas.

Las tensiones eléctricas normalizadas son aquellas a las que funcionan normalmente los circuitos eléctricos.

La tensión eléctrica a la que trabaja un equipo eléctrico no debe ser menor a la tensión real del circuito al que se encuentra conectado.

Tensión eléctrica.

Es el valor que se asigna a un sistema, parte de un sistema, un equipo o a cualquier otro elemento, y al cual se refieren ciertas características de operación o comportamiento de éstos.

Tensión eléctrica del sistema.

Es el valor que se asigna a un sistema eléctrico.

La tensión eléctrica de un sistema es el valor cercano al nivel de tensión al cual opera normalmente el sistema. Debido a contingencias de operación, el sistema opera a niveles de tensión del orden de $\pm 10\%$ de la tensión eléctrica del sistema para la cual los componentes del sistema están diseñados.

Tensión eléctrica de utilización.

Es el valor para determinados equipos de utilización del sistema eléctrico.

Acometida: Conductores eléctricos que conectan la red de distribución del suministrador, al punto de recepción del suministro en la instalación del inmueble a servir.

Alimentador: Todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida o la fuente de un sistema derivado separado u otra fuente de alimentación y el dispositivo final de protección contra sobrecorriente del circuito derivado.

Carga (eléctrica): Es la potencia instalada o demandada en un circuito eléctrico.

Corriente de cortocircuito: Posible corriente de falla simétrica a la tensión nominal, a la cual un aparato o un sistema puede estar conectado sin sufrir daños que excedan los criterios de aceptación definidos.

Factor de demanda: Relación entre la demanda máxima de un sistema o parte del mismo, y la carga total conectada al sistema o la parte del sistema considerado.

Cuchilla desconectadora: Dispositivo capaz de cerrar, conducir e interrumpir

corrientes especificadas.

Interruptor de potencia: Dispositivo de interrupción capaz de conectar, conducir e interrumpir corrientes bajo condiciones normales del circuito y conectar, conducir corrientes por un tiempo especificado e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas del circuito, como las de cortocircuito.

Transformador: Es un dispositivo que cambia potencia eléctrica alterna de un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna a otro voltaje conservado la frecuencia, mediante la acción de un campo magnético.

Subestación Eléctrica: Conjunto de equipos eléctricos (Transformador, Cuchillas Seccionadoras, Transformadores de Potencial, Transformadores de Corriente, Interruptores, Fusibles, Apartarrayos, Pararrayos, etc.) para el suministro de energía.

Megometro: Instrumento utilizado para la medición de aislamiento, a bobinados de los motores, transformadores, como también a conductores eléctricos (cables).

Micróhmetro: Instrumento utilizado para la medición de resistencia a bobinados de los motores, transformadores, resistencia de contactos y resistividad de sistemas de tierras.

Apéndice

Demanda.

La demanda en una instalación eléctrica es la carga en las acometidas, tomada como un valor medio en un lapso de tiempo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de la demanda. Se puede expresar en watt (W), voltampere (VA) o ampers (A).

Definición de demanda Máxima.

Se puede definir como la máxima coincidencia de cargas en un intervalo de tiempo. El medidor de energía almacena la lectura correspondiente al máximo valor registrado de demanda (kW) en intervalos de 15 minutos del periodo de facturación. También se conoce como demanda máxima de una carga a la demanda instantánea mayor que se presenta en una carga en un período de tiempo establecido, por ejemplo, 24 horas.

Factor de demanda.

El factor de demanda en un intervalo de tiempo (t) de una carga, es el cociente entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda generalmente es menor que uno.

$$F_D = \frac{D_{\text{máx}}(t)}{C_i}$$

Factor de utilización.

El factor de utilización de un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo (t) es el cociente entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema. El factor de demanda, expresa el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de la carga en el intervalo de tiempo considerado.

$$F_U = \frac{D_M(t)}{\text{Capacidad instalada}}$$

Factor de carga.

Se define el factor de carga como el cociente entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo.

$$F_C = \frac{D_M}{D_{M\acute{A}X}}$$

El valor de demanda máxima ($D_{M\acute{A}X}$) es instantánea.

Factor de diversidad.

Cuando se diseña un alimentador para un consumidor, se debe tomar siempre en cuenta la demanda máxima, debido a que ésta impondrá al cable condiciones más severas de carga y de caída de tensión; sin embargo, cuando se alimenta más de un consumidor por un mismo alimentador, se debe tomar en consideración el concepto de diversidad de cargas, ya que sus demandas no coinciden en el tiempo.

Esta diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo, se establece por medio del factor de diversidad, que se define como el cociente entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto, es decir:

$F_d \geq 1$.

El factor de diversidad se puede expresar como:

$$F_d = \frac{\sum_{i=1}^n D_m}{D_{m\acute{a}x}}$$

Este factor se puede aplicar a distintos niveles del sistema, entre consumidores conectados a un mismo alimentador, transformadores de un mismo alimentador, alimentadores provenientes de una misma fuente o subestación de distribución, o en todo caso, entre subestaciones eléctricas de un mismo sistema de distribución, por lo que resulta importante establecer el nivel en el que se quiere calcular o aplicar el factor de diversidad (Fd).

Factor de coincidencia.

Se define este factor como el recíproco del factor de diversidad.

$$F_{co} = \frac{1}{F_d}$$

¿Qué es el factor de Potencia?

Es un indicador sobre el correcto aprovechamiento de la energía, de forma general es la cantidad de energía que se ha convertido en trabajo.

Conductor puesta a tierra: Conductor de un sistema o circuito intencionadamente puesto a tierra, en caso de que el sistema eléctrico esté conectado en estrella a este conductor se le llama NEUTRO, y es el conductor que conducirá la corriente de desbalance.

Conductor de puesta a tierra: Conductor utilizado para conectar un equipo o el circuito puesto a tierra de un sistema de alambrado al electrodo o electrodos de

puesta a tierra.

Conductor desnudo: Conductor que no tiene ningún tipo de cubierta o aislamiento eléctrico.

Conductor de puesta a tierra de los equipos: Conductor utilizado para conectar las partes metálicas no conductoras de corriente eléctrica de los equipos, canalizaciones y otras envolventes al conductor del sistema puesto a tierra, al conductor del electrodo de puesta a tierra o ambos, en los equipos de acometida o en el punto de origen de un sistema derivado separadamente.

Conductor del electrodo de puesta a tierra: Conductor utilizado para conectar el o los electrodos de puesta a tierra al conductor de puesta a tierra del equipo, al conductor puesto a tierra o a ambos a la acometida en cada edificio o a la estructura donde esté alimentado desde una acometida común o a la fuente de un sistema derivado separadamente.

Puente de unión, circuito: Conexión entre parte de un conductor en un circuito para mantener la capacidad de conducción de corriente requerida por el circuito.

Puente de unión, equipo: Conexión entre dos o más partes del conductor de puesta a tierra del equipo.

Puente de unión, principal: Conexión en la acometida entre el conductor del circuito a tierra y el conductor de puesta a tierra del equipo.

Puesta a tierra: Conectado al terreno natural o a algún cuerpo conductor que pueda actuar como tal.

Puesta a tierra eficazmente: Conectado al terreno natural intencionalmente a través de una conexión o conexiones a tierra que tengan una impedancia suficientemente baja y capacidad de conducción de corriente, que prevengan la formación de tensiones eléctricas peligrosas a las personas o a los equipos conectados.

Puente de unión: Conductor confiable, para asegurar la conductividad eléctrica requerida entre partes metálicas que requieren ser conectadas eléctricamente.

Unión: Conexión permanente de partes metálicas, (que no lleva corriente normalmente) que forma una trayectoria eléctricamente conductora que asegure la continuidad y capacidad de conducir con seguridad cualquier corriente eléctrica a la que puedan estar sometidas.

Anexo.

Tarifas eléctricas.

• Domésticas: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y Doméstica de Alto Consumo (DAC).

Tarifa 1 servicio doméstico. La tarifa doméstica se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la tarifa doméstica de alto consumo (DAC), conectadas individualmente a cada residencia, departamento, departamento en condominio o vivienda.

Estos servicios solo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Tarifa 1A. Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, departamento, departamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano se de 25 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberán aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaria de Media Ambiente y Recursos Naturales.

Tarifa 1B. Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, departamento, departamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano se de 28 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberán aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaria de Media Ambiente y Recursos Naturales.

Tarifa 1C. Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de

alto consumo de acuerdo a lo establecido en la tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, departamento, departamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano se de 30 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberán aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaria de Media Ambiente y Recursos Naturales.

Tarifa 1D. Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, departamento, departamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano se de 31 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberán aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 31 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaria de Media Ambiente y Recursos Naturales.

Tarifa 1E. Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, departamento, departamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano se de 32 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberán aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 32 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaria de Media Ambiente y Recursos Naturales.

Tarifa 1F. Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la tarifa DAC, conectadas

individualmente a cada residencia, departamento, departamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano se de 33 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberán aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 33 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaria de Media Ambiente y Recursos Naturales.

Tarifa DAC. Servicios domésticos de alto consumo: Esta tarifa se aplicará a los servicios que le destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, individualmente a cada residencia, departamento, departamento en condominio o vivienda, considerada de alto consumo o que por las características del servicio así se requiera.

Alto consumo: Se considera que un servicio es de alto consumo cuando registra un consumo mensual promedio superior a límite de alto consumo definido para su localidad.

Consumo mensual promedio: El consumo mensual promedio registrado por el usuario se determinará con el promedio móvil del consumo durante los últimos 12 meses.

Cuando el consumo mensual promedio del usuario sea superior al límite de alto consumo se le clasificará a la tarifa doméstica de alto consumo.

- Servicios públicos: 5, 5-A y 6.

Tarifa 5. Servicio para alumbrado público: Esta tarifa sólo se aplicará al suministro de energía eléctrica para el servicio a semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines públicos.

Tarifa 5-A. Servicio para alumbrado público: Esta tarifa sólo se aplicará al suministro de energía eléctrica para el servicio a semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines públicos en todo el país exceptuándose las circunscripciones para las cuales rige la tarifa 5.

Tarifa 6. Servicio para bombeo de aguas potables y negras, de servicio público: Esta tarifa se aplicará al suministro de energía eléctrica para servicio público de bombeo de aguas potables y negras.

- Agrícola: 9, 9M, 9-CU y 9-N.

Tarifa 9. Servicios para bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión: Esta tarifa se aplicará exclusivamente a los servicios en baja tensión que destine la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.

Tarifa 9M. Servicios para bombeo de agua para riego agrícola en media tensión: Esta tarifa se aplicará exclusivamente a los servicios en baja tensión que destine la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.

Tarifa 9N. Tarifa de estímulo nocturna para bombeo de agua para riego agrícola: Esta tarifa de estímulo nocturna se aplicará para la energía eléctrica utilizada en la operación de los equipos de bombeo y rebombeo, de agua para riego agrícola por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios, hasta por la Cuota Energética determinada por la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación.

Equipos Primarios:

Transformador: Es una máquina eléctrica estática que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante, opera bajo el principio de inducción electromagnética y tiene circuitos eléctricos que están enlazados magnéticamente y aislados eléctricamente.

Al utilizar transformadores trifásicos, se logra una mejor calidad de servicio con un costo menor. La capacidad instalada en transformadores es inicialmente de 40 MVA por subestación con dos transformadores trifásicos de 20 MVA lo que da una capacidad firme de 24 MVA, aceptando una sobrecarga de 20%, en uno de los transformadores, cuando el otro está fuera de servicio.

Los estudios realizados por los ingenieros, tomando en cuenta la forma de la curva de carga, demuestran que puede tenerse esta sobrecarga sin disminución de la vida del transformador.

Las subestaciones se diseñan para alimentar inicialmente (con dos transformadores trifásicos de 20 MVA) una carga constituida por 2 alimentadores de 13.2 kV con una capacidad de 9 MVA cada uno con lo cual se tiene una carga total máxima de 18 MVA.

Capacidad instalada: 2 transformadores de 20 MVA c/u = 40 MVA

Capacidad firme: 1.2 x 30 MVA = 24 MVA

2 Alimentadores x 9 MVA c/u = 18 MVA

Los transformadores trifásicos utilizados en las subestaciones de 85/13.8 kV tienen las características, de la siguiente tabla 2.3.3.

Capacidad: 12/16/20 MVA
Clase de enfriamiento: ONAN/ONAF/ONAF
Número de devanados: 2

Devanado primario
Tensión nominal entre fases: 89.250 kV
(Cambiador de derivaciones sin carga) 87.125 “
85.000 “
82.875 “
80.750 “
77.250 “
74.500 “

Conexión: Delta
Tensión de aguante de impulso por rayo
Aislamiento interno (devanado): 450 kV
Aislamiento externo (boquilla): 550 kV

Devanado secundario
Tensión nominal entre fases: 13,800 volts $\pm 7.5\%$ en un total de 33 posiciones (cambio automático bajo carga)
Conexión: Estrella con neutro sacado fuera del tanque y aterrizado a través de un banco de resistencias
Tensión de aguante al impulso por rayo
Aislamiento interno (devanados): 150 kV
Aislamiento externo (boquilla): 200 kV
Impedancia: 12.618%, referida a la base de 20 MVA

Tabla 2.3.3

Como podemos ver en la tabla 2.3.3, los transformadores trifásicos de 85/13.8 kV, 20 MVA, tienen un cambiador automático de derivaciones bajo carga en el lado de baja tensión, controlado por un sistema de regulación de tensión que mantiene la tensión adecuada en las terminales del devanado de 13.8 kV, en función de la carga conectada (regulación automática).

Interruptor de potencia: Dispositivo que Interrumpe y restablece la continuidad de un circuito eléctrico. La interrupción se debe efectuar con carga o corriente de corto circuito. Están diseñados para formar módulos independientes, su construcción es de inserción simple junto con una cámara de gas de una sola presión, lo que los hace sencillos, compactos y robustos.

La cámara de extinción suele ser la misma, o muy similar a las usadas en los interruptores en SF6 utilizados en las subestaciones convencionales tipo intemperie y consiste por lo general en un sistema de tipo embolar que envía gas sobre el arco, a presiones varias veces mayores que la de llenado normal, originando el enfriamiento del arco y su corte cuando la corriente en él pasa por el valor cero. Este efecto de soplado acompañado y el alargamiento del arco se produce al incrementarse la distancia entre las partes fija y móvil.

Restaurador: Es un interruptor de aceite con sus tres contactos dentro de un mismo tanque y que opera en capacidades interruptivas bajas. Los restauradores están contruidos para funcionar con tres operaciones de recierre y cuatro aperturas con un intervalo entre una y otra; en la última apertura el cierre debe ser manual, ya que indica que la falla es permanente.

Cuchillas fusibles: Son elementos de conexión y desconexión de circuitos eléctricos. Tienen dos funciones: una como cuchilla desconectadora, para lo cual se conecta y desconecta, y otra como elemento de protección. El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión.

Cuchillas desconectadoras y cuchillas de prueba: Sirven para desconectar físicamente un circuito eléctrico. Por lo general se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se puede operar con carga hasta ciertos límites. Su operación es normalmente tripolar utilizando un mecanismo que está acoplado por lo general a sistemas motorizados.

Cuchillas de apertura con carga: Cuando la instalación lo requiere, se dispone de cuchillas de apertura con carga las cuales abren y cierran con valores de corriente nominal, y las de algunos fabricantes pueden cerrar bajo condiciones de cortocircuito. Disponen de una cámara sencilla de extinción del arco correspondiente a la corriente máxima nominal, pero con la capacidad necesaria para la corriente de corto circuito.

Cuchillas de puesta a tierra: Las cuchillas de puesta a tierra están diseñadas de tal modo que pueden aplicarse a todos los módulos distintos. Suelen suministrarse de dos tipos:

Mantenimiento (lentas): Se construyen para ser operadas manualmente en forma monofásica o eléctricamente en forma trifásica. Estas cuchillas están diseñadas para conducir corrientes de corto circuito en posición "cerrada". Como indica su nombre se utilizan para aterrizar toda o parte de una subestación con objeto de proporcionar seguridad al personal de mantenimiento.

Cierre rápido: Estas cuchillas están contruidas en forma similar a las anteriores, con la diferencia de que pueden cerrar bajo corrientes de corto circuito. Su operación es trifásica basada en resortes o servomotores que a su vez son

cargados por un motor eléctrico.

Apartarrayos: Se encuentra conectado permanentemente en el sistema, descarga la corriente a tierra cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud. Su operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores cuando se alcanza el valor para el cual esta calibrado o dimensionado.

Transformadores de instrumento: Existen dos tipos, transformadores de corriente (TC), cuya función principal es cambiar el valor de la corriente en su primario a otro en el secundario; y transformadores de potencial (TP), cuya función principal es transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta la corriente. Estos valores sirven como lecturas en tiempo real para instrumentos de medición, control o protección que requieran señales de corriente o voltaje.

Los transformadores para instrumentos, se colocan en serie o paralelo sobre las barras, están conectados eléctricamente según las necesidades de cada instalación, ya que a ellos pueden conectarse una gran diversidad de aparatos de medición y protección.

Los transformadores de potencial pueden ser suministrados del tipo inductivo o del tipo capacitivo, mientras que los transformadores de corriente son inductivos por su propia naturaleza y de construcción toroidal.

Todos los transformadores de instrumento pueden realizarse con uno o varios secundarios dentro de las precisiones de norma para medición o protección.

Barras o buses: Son las terminales de conexión por fase, en general las barras colectoras están constituidas por tubos de aluminio o cobre, soportados por aisladores fabricados con resinas epóxicas. Estos aisladores además de soportar las barras colectoras.

Adicionalmente, los aisladores proporcionan el soporte mecánico necesario para resistir los esfuerzos electromagnéticos que se presentan durante los cortocircuitos.

La protección de sobre corriente con retardo de tiempo (51). En una acometida o alimentador con cargas diversas (que puede incluir uno o más motores), se recomienda el mínimo ajuste para los relevadores de sobre corriente con retardo de tiempo y debe estar arriba de la carga pico esperada en el circuito, que generalmente será el total de la corriente de arranque del motor de mayor capacidad más la suma de la corriente nominal de los demás motores o cargas.

El ajuste de este tipo de relevadores cuando protejan motores deben hacerse dentro de la gama de 150 a 175% de la corriente a plena carga del motor.

Protección instantánea de sobrecorriente (50). Es requisito general que los relevadores instantáneos utilizados en la protección a motores sean ajustados tan bajo como sea posible, pero que no operen durante el periodo de arranque del motor, la recomendación anterior se debe a que este tipo de relevadores pueden ser susceptibles a la componente de corriente directa .

Para la selección y ajuste de protecciones se deben tomar las características que definen el comportamiento de una coordinación ideal:

a) Sensibilidad. Define la característica por medio de la cual todos los dispositivos deben operar con señales relativamente pequeñas.

b) Selectividad. Esta característica, sostiene que al presentarse una falla en el sistema, deberá operar la protección más cercana al punto de falla, garantizando con esto la continuidad del servicio al resto de la instalación.

c) Velocidad. Es una característica fundamental, pues la rapidez con que se despeje la sobrecorriente es de suma importancia para disminuir al máximo los daños en la zona de falla. La velocidad depende de la magnitud de la sobre corriente y de la coordinación con las demás protecciones.

d) Confiabilidad. Esta característica en conjunto con la velocidad de despeje es de los puntos más importantes, ya que un relevador digital puede ser muy rápido aunque en un momento crítico puede fallar. Por esta razón las protecciones seleccionadas deben corresponder a una manufactura de primera calidad.

e) Costo. La selección de un esquema específico de coordinación de protecciones, equipos y secuencias de operación, tiene como principal objetivo el proteger y aislar la zona fallada, evitando así que esta se extienda hacia más equipos. El costo de los esquemas depende de su selectividad, y por lo tanto se evalúa el punto óptimo o de equilibrio entre el costo y la selectividad de la protección.

Bibliografía:

Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026, Secretaría de Energía, Gobierno Federal.

NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas.

NOM-63-SCFI-2001, Productos Eléctricos – Conductores – Requisitos de seguridad

NOM-029-STPS, Mantenimiento de instalaciones Electricas.

NOM-008-SCFI-2002, Sistema General de Unidades de Medida.

NMX-J-098-ANCE-1999, Sistemas Eléctricos de Potencia – Suministro - "Tensiones eléctricas normalizadas".

NRF-048-PEMEX-2007.

Manual de Diseño de Subestaciones, *Introducción*, Ingeniería Eléctrica, Gerencia de Planeación e Ingeniería, Edit. Relaciones Industriales, Compañía de Luz y Fuerza del Centro, 2003.

Segunda Edición del Manual Eléctrico de Viakon, Sistemas y Redes de Distribución, Coordinación general del proyecto, investigación y logística, Gerencia de Meroadoteonia de Viakon Conductores Monterrey, enero 2011.

Revista Eléctrica La Guía del Electricista número 34, "Subestaciones Eléctricas" transformado y distribuyendo energía, director Antonio Velasco Chedraui, editor Ejecutivo Gerardo Aparicio Servin.

Comisión Federal de Electricidad Manual de Procedimientos de Pruebas de Campo para Equipo Primario de Subestaciones de Distribución, Subdirección de Distribución gerencia de Distribución Subgerencia de Operación y Mantenimiento, 30 de abril del 2003.

Diseño de Instalaciones Eléctricas, NRF-048-PEMEX-2007, 05 de diciembre de 2007.

Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, WILLIAM D. STEVENSON JR, Segunda Edición, McGRAW-HILL.

Análisis de Sistemas de Potencia, Jhon J. Grainger, William D. Stevenson JR. McGRAW-HILL.