



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES

ARAGÓN

**PROPUESTA DE PRÁCTICAS DE LABORATORIO PARA LA
MATERIA “PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA” DE LA CARRERA INGENIERIA ELÉCTRICA
ELECTRÓNICA**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A:**

JUAN CARLOS VIVEROS VARELA

**DIRECTOR DE TESIS
M. en C. RODRIGO OCÓN VALDEZ**



NEZAHUALCÓYOTL, ESTADO DE MÉXICO , 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

PROPUESTA DE PRÁCTICAS DE LABORATORIO PARA LA MATERIA DE
 “PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA”, DE LA CARRERA
 INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA.

RESUMEN	4
CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN	5
ASIGNATURA PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA EN LA FES ARAGON.....	7
METODOLOGÍA DE LAS PRÁCTICAS	7
OBJETIVO GENERAL.....	8
OBJETIVO PARTICULAR	8
CAPITULO 2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS	9
CAPITULO 3 PRÁCTICAS PROPUESTAS	22
PRÁCTICA 1: Diagnóstico de falla en transformadores.	22
OBJETIVO GENERAL.....	22
INTRODUCCIÓN.....	22
CUESTIONARIO PREVIO.....	24
MATERIAL.	24
DESARROLLO	25
EXPERIMENTO 1.- Características del transformador y Medición de la resistencia óhmica de los devanados con Puente de Wheatstone.	25
EXPERIMENTO 2.- Medición de la relación de transformación con TTR	26
EXPERIMENTO 3.- Medición de la resistencia de los aislamientos con el Medidor de Aislamiento, Tensión y Continuidad KPS-MA10.	28
EXPERIMENTO 4.- Determinación de la tensión de ruptura dieléctrica del aceite aislante.....	32
EXPERIMENTO 5.- Reporte de Pruebas.....	34
CUESTIONARIO FINAL	35
CONCLUSIONES.....	35
PRÁCTICA 2: SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (TERROMETRO BK 309).....	36
OBJETIVOS.	36
INTRODUCCIÓN	36
CUESTIONARIO PREVIO.....	44
MATERIAL.	44

EXPERIMENTO 1.- Medidor digital de Resistencia a Tierra (Terrometro), modelo 309.	44
EXPERIMENTO 2.- Medición de la resistencia de una toma de tierra existente (método de caída de potencial).	45
EXPERIMENTO 3.- Medición de la resistencia con electrodo auxiliar (método bipolar).	46
CUESTIONARIO FINAL	47
CONCLUSIONES.....	47
PRÁCTICA 3: CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SOFTWARE LIBRE MELSHORT DE MITSUBISHI ELECTRIC)	48
OBJETIVOS.	48
INTRODUCCIÓN.....	48
CUESTIONARIO PREVIO.....	50
MATERIAL.	50
DESARROLLO.	50
EXPERIMENTO 1 – Introducción al software MELSHORT MITSUBISHI ELECTRIC.	50
EXPERIMENTO 2 – Análisis y coordinación de protecciones en un sistema eléctrico de potencia con el software MELSHORT2 MITSUBISHI ELECTRIC.....	52
EXPERIMENTO 3 – Calculo de la corriente de corto circuito y coordinación de protecciones	60
CUESTIONARIO FINAL	65
PRÁCTICA 4: TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO	66
OBJETIVOS.	66
INTRODUCCIÓN.....	66
CUESTIONARIO PREVIO.....	69
MATERIAL.	69
DESARROLLO.....	69
EXPERIMENTO 1.- Determinación de la polaridad de un transformador de potencial por el método de golpe inductivo.	70
EXPERIMENTO 2.- Determinación de la Polaridad con puente entre primario y secundario.....	72
EXPERIMENTO 3.- Relación de transformación.	74
EXPERIMENTO 4.- Curva característica del transformador de corriente.....	75
CUESTIONARIO FINAL	77

CONCLUSIONES.....	77
PRÁCTICA 5: CONTROL DE ARRANQUE DE MOTORES	77
OBJETIVOS.	77
INTRODUCCIÓN.....	77
CUESTIONARIO PREVIO.....	85
MATERIAL.	85
DESARROLLO.....	86
EXPERIMENTO 1.- Identificación de los controles.	86
EXPERIMENTO 2.- Arranque a voltaje reducido con autotransformador.....	90
EXPERIMENTO 3.- Arranque con resistor primario.....	93
EXPERIMENTO 4.- Bloqueo de motores de inducción trifásicos.	96
PREGUNTAS DE EVALUACIÓN	98
CONCLUSIONES.....	98
CAPITULO 4 PROPUESTA DE EQUIPOS PARA EL DESARROLLO DE LAS PRÁCTICAS.....	99
CAPITULO 5 CONCLUSIONES.....	102
REFERENCIAS.....	103
FUTUROS TRABAJOS	104

RESUMEN

En las últimas décadas se viene experimentando un aumento creciente en la demanda de energía, lo que trae consigo la construcción de nuevos sistemas eléctricos de potencia para la generación y distribución; por lo que existe la necesidad de contar con tecnologías confiables que permitan transportarla hasta los puntos de consumo en el lado de usuarios finales.

Es por esto el diseño e implementación de una serie de protecciones, quienes contribuyen en gran medida para tener sistemas eléctricos de potencia seguros y altamente eficientes.

En este trabajo en primer lugar se presenta como introducción un panorama general de los sistemas eléctricos de potencia, algunas definiciones y, sobre todo, la gran importancia de proteger dichos sistemas de agentes que pudieran alterar sus condiciones y afectar su desempeño, así como los distintos métodos y equipos que existen para cumplir con esta tarea.

Se proponen cinco prácticas de laboratorio para la materia de protección de sistemas eléctricos de potencia, las cuales fueron redactadas durante la estancia de servicio social en los laboratorios de electricidad de la facultad de estudios superiores Aragón.

Las prácticas fueron diseñadas de tal forma que cumplan con el temario y los objetivos de la materia, además tomando como base los equipos que se encuentran en existencia en el laboratorio. Cabe mencionar que en la actualidad no se cuenta con todo el equipo necesario que permite realizar, en su totalidad, las prácticas aquí propuestas este es el caso del Probador de Relación de Transformación (TTR) y el Probador de Rigidez Dieléctrica del aceite; sin embargo, en este trabajo finalmente se propone una lista de equipo y material que cumple con los requerimientos necesarios para realizar dichas prácticas, al mismo tiempo, actualiza el inventario del laboratorio; En esta lista se presenta la descripción de cada uno y su costo aproximado.

CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN

A partir del descubrimiento de la energía eléctrica y su posible utilización comercial por parte del hombre, ésta ha jugado un papel muy importante en el desarrollo de la humanidad.

El desarrollo de grandes fuentes de energía para ejecutar trabajos útiles ha sido la clave del progreso industrial y parte primordial en la mejora de la calidad de vida del hombre en la sociedad moderna.

La evolución social, cultural y económica de la humanidad está relacionada íntimamente con el dominio de la energía eléctrica, la cual es la principal herramienta que utiliza el hombre para su desarrollo. Por otra parte, la creciente tendencia a un automatismo de los procesos industriales y las actividades comerciales exigen cada vez más un suministro de energía con alto grado de confiabilidad.

La confiabilidad de un sistema eléctrico depende en gran medida de las características y diseño de los sistemas de protección, los cuales proporcionarán protección cuando se presente una falla, poniendo rápidamente fuera de servicio un elemento fallado que puede interferir para que otros elementos funciones de forma adecuada.

Actualmente los dispositivos de protección para un sistema eléctrico industrial son los interruptores termo magnéticos, interruptores electromagnéticos, relevadores, así como los fusibles. Cada una de las protecciones es utilizada para resguardar los equipos que integran al sistema industrial como transformadores, motores y cables.

Por tal motivo, la finalidad de este trabajo, es que, a través de una serie de prácticas en el laboratorio, el alumno, además de reforzar los conocimientos adquiridos en el aula, conozca los diferentes sistemas de protección, con elementos fundamentales de información como apoyo en la manera y metodología para realizar la selección y coordinación de las protecciones que se desean instalar en el sistema eléctrico.

La propuesta de dichas prácticas surge a raíz de un conjunto de necesidades, las cuales fueron identificadas durante el tiempo que realicé el servicio social, en los laboratorios de electricidad de la facultad de estudios superiores Aragón (FES-Aragón).

En primer lugar, por la importancia que tienen los dispositivos de protección en un sistema eléctrico de potencia, tanto para la protección de equipo o maquinaria como para la seguridad personal, es necesario comenzar a involucrar al alumno en este ámbito.

En segundo lugar, como es sabido, el laboratorio de potencia de la facultad de estudios superiores Aragón carece de un manual de prácticas para la materia de protección de sistemas eléctricos de potencia, siendo este de vital importancia para complementar y enriquecer los aprendizajes en el aula.

Prácticas de Laboratorio

Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia

En tercer y último lugar; en conjunto con la propuesta del manual de prácticas, se propone la adquisición de nuevos instrumentos de medición, ya que algunos de los que actualmente se operan en el laboratorio ya son obsoletos. Esto con la finalidad de actualizar a los alumnos y proporcionar mayores herramientas que le serán de gran utilidad en su vida laboral como ingenieros.

Basándome en el temario de la asignatura de Protección de Sistemas Eléctricos del plan de estudios para la carrera de Ingeniería Eléctrica-Electrónica se proponen 5 prácticas.

1.-Diagnóstico de falla en los transformadores. Un elemento primordial en los sistemas eléctricos es el transformador, por lo que es de suma importancia mantenerlo en buen estado, y para ello es necesario protegerlo adecuadamente de agentes que puedan ponerlo fuera de sus condiciones normales de operación.

La práctica de diagnóstico de fallas, propone cuatro pruebas básicas con las cuales es posible determinar, en forma general, el estado del transformador. Haciendo una comparación entre los resultados y valores de aceptación y rechazo, en las normas mexicanas, se presentará un informe; para el caso de falla, determinará las posibles causas, las consecuencias y proporcionará una serie de recomendaciones para la reparación y para que no vuelva a presentarse dicha falla.

En el caso de ser solo diagnóstico, en el informe solo se presentará el estado en el que se encuentra el transformador.

2.- Sistema de Puesta a Tierra (Terrometro BK 309). En esta práctica se da una introducción a los distintos sistemas de puesta a tierra, siendo estos una parte fundamental en la protección de sistemas eléctricos. Así mismo se integran tres experimentos, en las cuales veremos el principio de funcionamiento del equipo de medición existente en el laboratorio, Medidor de Resistencia a Tierra, Digital BK 309.

3.-Cálculo de corto circuito y coordinación de protecciones (software). En esta práctica se propone utilizar un software libre como herramienta para el cálculo de corto circuito y la coordinación de protecciones en un sistema eléctrico, tomando como referencia datos, lo más reales posibles, con la finalidad de mantener actualizados a los alumnos, avances tecnológicos que facilitarán su labor como ingenieros y los hará más eficientes.

4.-Transformadores de instrumento. En esta práctica se destacan los principios de operación de los transformadores de instrumento que son una parte esencial en la protección de sistemas eléctricos, encargados de censar corrientes y tensiones de gran intensidad, de tal forma que puedan ser medibles por instrumentos de menor capacidad; además proporciona las señales para la operación de los equipos de protección como relevadores, termo magnéticos, contactores, etc.

Si los alumnos tienen conocimiento sólido acerca del funcionamiento y operación de estos transformadores, sin duda alguna será capaz de hacer una buena elección de los mismos, en el diseño de los sistemas de protección.

5.- Control de arranque de motores. Como es sabido los motores forman una parte esencial dentro del ámbito industrial, una medida de protegerlos y ampliar su vida útil, es a través del control de arranque reduciendo así los esfuerzos electromecánicos a los que se ven sometidos durante los mismos.

En la práctica se proponen dos circuitos arrancadores y un circuito de frenado, los cuales hacen uso de distintos dispositivos auxiliares como un auto transformador, contactores, resistencias, etc. Se analizarán las corrientes pico de arranque y en base a ello definir cuál es la mejor opción.

Trabajo realizado con el apoyo del programa UNAM-DGAPA-PAPIME. Clave del proyecto PE114519, "Modernización de prácticas e implementación de módulos didácticos y recursos digitales para el laboratorio de Protección de Sistemas Eléctricos en el área de máquinas eléctricas y potencia de la FES Aragón".

ASIGNATURA PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA EN LA FES ARAGON

La asignatura de protección de sistemas eléctricos se imparte en la Facultad de Estudios superiores Aragón y se encuentra dentro del plan de estudios de la carrera de Ingeniería Eléctrica – Electrónica, es una asignatura de carácter obligatorio en la especialidad de octavo semestre y tiene como principal objetivo determinar las características de protección de las diferentes partes de un sistema eléctrico a partir del cálculo de corriente de corto circuito y describir el funcionamiento de los diferentes dispositivos utilizados para la protección de sistemas eléctricos.

METODOLOGÍA DE LAS PRÁCTICAS

- a) Objetivos: En este apartado se describen las habilidades y/o conocimientos que se pretende adquiera el alumno al final de la práctica.
- b) Introducción: Es un breve marco teórico haciendo referencia a los conceptos básicos que el alumno deberá dominar para poder realizar la práctica e interpretar los resultados de forma clara y precisa.
- c) Cuestionario previo: Es una evaluación previa a la práctica, la cual será trabajo de casa, dando al alumno la oportunidad de reforzar conceptos y/o conocimientos, además proporciona al profesor una idea general del grado de comprensión del tema.
- d) Material: Se enumera en una lista con sus características principales, el material y equipo requerido para la realización de la práctica.
- e) Desarrollo: Se describe paso a paso la metodología para llevar a cabo los diferentes experimentos planteados para cada una de las prácticas, con el fin de comprobar todos los conceptos teóricos expuestos, tanto en el salón de clases como en la introducción de cada práctica.
- f) Conclusiones: Un breve reporte donde se exponen los resultados de los experimentos y su interpretación.

Prácticas de Laboratorio

Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una propuesta de prácticas de laboratorio para la materia de sistemas eléctricos de potencia de la carrera Ingeniería Eléctrica Electrónica, y con ello complementar la teoría impartida en el aula; así como acercar al alumno a situaciones a las que se tendrán que enfrentar en su vida laboral como ingenieros.

OBJETIVO PARTICULAR

- Crear conciencia y fomentar la cultura del buen uso de los diferentes dispositivos de protección, así como equipo de seguridad personal.
- Proponer la compra de equipo de medición para capacitar y actualizar a los alumnos.

CAPITULO 2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible.

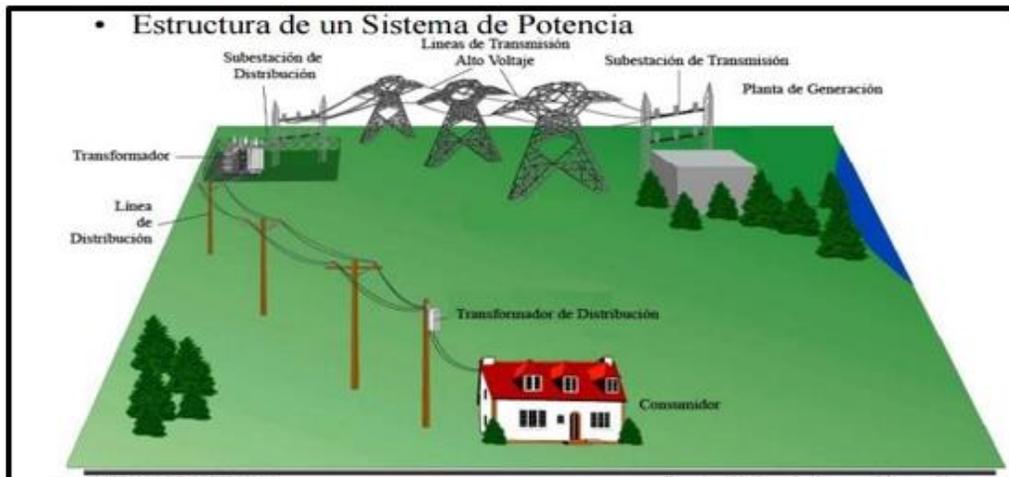
Consta de plantas generadoras, que se encargan de producir la energía eléctrica que será consumida por las cargas, dependiendo el tipo de energía primaria utilizada, pueden ser hidráulicos, térmicos o nucleares por mencionar algunas. La generación de energía eléctrica se realiza mediante la máquina eléctrica denominada alternador trifásico, con frecuencia de 50 Hz en Europa y 60 Hz en gran parte de América. Las tensiones en terminales (tensiones de línea o entre fases, mientras no se diga lo contrario) de los generadores están entre los 6 y los 25 kV. Las potencias de los generadores son muy variables, en nuestro país los valores van desde 1 MW y hasta 675 MW, éste último es el caso de los generadores más grandes instalados en México en la central nuclear "Laguna Verde".

Una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, esta última la podemos dividir en dos grupos de acuerdo a sus características, principalmente el nivel de tensión.

Distribución en media tensión. El nivel de tensión de las líneas de transmisión se reduce en las subestaciones de distribución a los niveles reglamentarios. Las longitudes de estas líneas generalmente denominadas de media tensión, no suelen sobrepasar los 25 km. Normalmente con líneas aéreas se abastece a ciertos consumidores industriales y se realiza la electrificación rural. Para la distribución en algunas ciudades, se emplean cables aislados subterráneos, llegando hasta ellos centros de gravedad de las áreas de consumo, donde se reduce la tensión correspondiente al nivel inferior en los llamados centros de transformación.

Distribución en baja tensión. Esta red está formada por las líneas (normalmente subterráneas o aéreas con cables aislados), con longitudes del orden de 1 km, que parten de los centros de transformación y efectúan la entrega de energía a la mayoría de los usuarios comerciales, domésticos e industriales que utilizan la energía eléctrica en baja tensión, esto es, en niveles por debajo de los 1 000 V. La mayor parte de los consumidores domésticos son monofásicos, por lo que la conexión de sus instalaciones a esta red se efectúa conectándose entre dos fases o entre fase y neutro, según proceda. La estructura de estas redes suele ser radial o de malla con funcionamiento normalmente radial.

Equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridos.



2.1.1 Estructura de un sistema de potencia.

La continuidad y la calidad del servicio son dos requisitos íntimamente ligados al funcionamiento satisfactorio de un sistema eléctrico de potencia. El suministro de energía en forma confiable y con calidad es fundamental, ya que cualquier interrupción en el servicio o la entrega de la energía de mala calidad causarán inconvenientes mayores a los usuarios, podrán llevar a situaciones de riesgo y, a nivel industrial, ocasionarán severos problemas técnicos y de producción. Invariablemente, en tales circunstancias, la pérdida de suministro repercute en grandes pérdidas económicas.

La continuidad hace referencia al hecho de que se deberá garantizar que la energía producida sea suministrada de forma ininterrumpida a los centros de consumo. Pero el proceso de hacer llegar la energía eléctrica desde las fuentes hasta los consumidores, requieren de estructuras cada vez más complejas, denominadas sistemas de potencia.

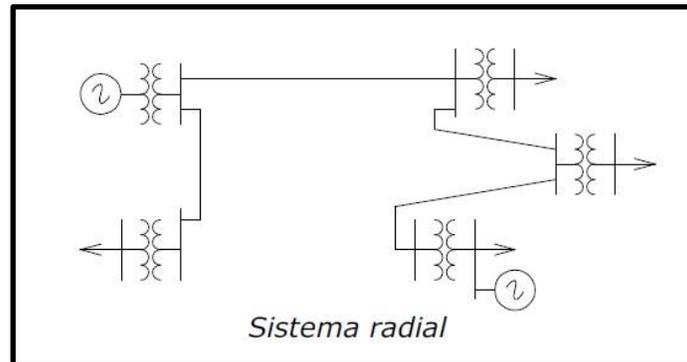
Esta característica adquiere especial importancia si se tiene en cuenta que la energía eléctrica no puede ser almacenada, por lo que una interrupción del suministro tiene repercusiones directas e inmediatas sobre los procesos que se desarrollan a partir del consumo de energía eléctrica.

El requisito de calidad se refiere a que la energía deberá ser suministrada en unas determinadas condiciones, con el fin de garantizar que los diferentes equipos conectados a la red van a operar en las condiciones para las que han sido proyectados. Se puede asegurar que el nivel de exigencia se está incrementando en los últimos años para todo tipo de instalación.

Un sistema eléctrico dependiendo de su confiabilidad se puede clasificar en tres tipos:

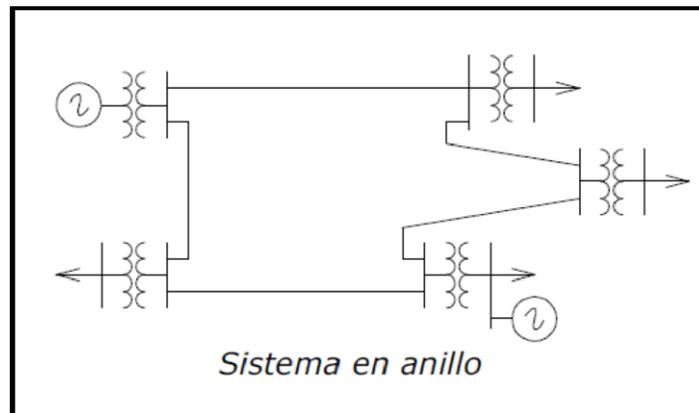
- Sistema radial (menos confiabilidad y más económico)

En un sistema radial las cargas tienen una sola alimentación, de manera que una falla en la alimentación produce una interrupción en el suministro.



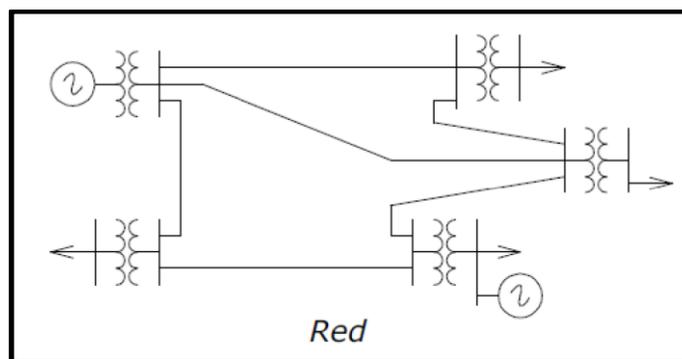
- Sistema en anillo (mayor confiabilidad y más caro)

Con un sistema en anillo se tiene doble alimentación y puede interrumpirse una de ellas sin causar una interrupción en el suministro.



- Red (mayor confiabilidad y costo)

Con este tipo de sistema se aumenta el número de interconexiones y en consecuencia, la seguridad del servicio.



Dichos sistemas quedaran expuestos a fallas cuyas causas son múltiples, que además de provocar daños severos, son muchas veces impredecibles, por lo que es necesario proporcionarles esquemas de protección con el fin de minimizar los efectos de dichas fallas, los tiempos de interrupción y mejorar la continuidad del servicio.

Una falla es simplemente una condición anormal que ocasiona una reducción de la resistencia del aislamiento básico ya sea entre los conductores de las fases, entre los conductores de las fases y la tierra, o entre cualquiera de las mallas a tierra que rodeen a los conductores. En realidad, la reducción del aislamiento no se considera como falla, hasta que produce algún efecto en el Sistema, es decir, hasta que provoca un exceso de corriente o la reducción de la impedancia de carga mínima normal para el circuito. Es inevitable que en una red tan grande como lo es un sistema eléctrico de potencia constituido por generadores, interruptores, transformadores, circuitos de transmisión y de distribución, no ocurra alguna falla.

La probabilidad de que se presente una falla o una condición anormal en las línea de energía es mayor simplemente porque, su longitud y exposición a la atmósfera, son mayores.

Es conveniente clasificar las fallas en función de su origen:

a) Voltaje normal a causa de:

1) El deterioro del aislamiento

2) El daño debido a hechos impredecibles: grandes aves sobre las líneas, los cortocircuitos accidentales ocasionados por serpientes, cuerdas de cometas, etc.

b) Voltajes anormales, ya que el aislamiento sólo puede soportar el voltaje normal. Esto sucede ya sea:

1) Por variaciones ocasionadas por los interruptores.

2) Por variaciones causadas por rayos.

En la actualidad se provee un alto nivel de aislamiento, que va de 3 a 5 veces el valor nominal de la tensión. Sin embargo, la resistencia de dicho aislamiento disminuye con la acumulación de contaminantes sobre una fila de aisladores que, por ejemplo en las áreas industriales, se origina por el depósito de hollín o de polvo de cemento, y por la sal que deposita la brisa en las áreas costeras. Inicialmente, esta disminución en la resistencia del aislamiento sólo ocasiona pequeñas fugas de corriente, pero a la larga esto acelera el deterioro. Otra causa de falla de los aislamientos, es la formación de huecos en los aislamientos de los cables subterráneos. Este deterioro se debe a que los cambios de temperatura provocan que dichos cables se dilaten y contraigan de manera irregular.

El aislamiento en las líneas y de los aparatos puede estar sujeto a sobretensiones transitorias debido al funcionamiento de los interruptores. La tensión que se eleva con rapidez, puede alcanzar un valor máximo de aproximadamente el triple de la tensión entre fase y neutro. En estos casos, se provee inicialmente un nivel de aislamiento más alto. Un SEP podrá soportar estas sobretensiones, si los niveles de aislamiento han sido seleccionados adecuadamente y no han sido alterados por alguna de las causas descritas anteriormente. Sin embargo, si por alguna causa del aislamiento se ha debilitado, es de esperarse que ocurra alguna falla en el momento que los interruptores empiecen a funcionar.

En los sistemas eléctricos de potencia los rayos producen una variación de tensión del orden de millones de voltios, y en estas circunstancias no es factible proveer un aislamiento que pueda soportar tal anomalía. En los circuitos de energía, éstos viajan prácticamente a la velocidad de la luz, siendo los factores limitadores: la variación de las impedancias características y la resistencia de la línea.

Conviene tener una idea de la frecuencia de incidencia de las fallas en los diferentes equipos de un sistema de potencia. Esta información es útil cuando se consideran los problemas de diseño e instalación de la protección. La tabla 2.1.2 da una idea de la forma en que están distribuidas las fallas en las diversas secciones de un sistema de potencia.

Es interesante observar que las fallas que ocurren en las líneas aéreas constituyen casi la mitad del número total de fallas. Por tanto, es conveniente analizar la naturaleza de las fallas de dichas líneas. En un sistema trifásico, la falla del aislamiento entre una de las fases y tierra, es conocida como falla de línea o falla de tierra de una fase o monofásica; la falla del aislamiento entre dos cualesquiera de las fases, es conocida como falla de línea a línea; la falla del aislamiento entre dos fases y la tierra es conocida como doble falla de línea a tierra y a la falla del aislamiento entre las tres fases se le conoce como falla trifásica. Por lo tanto, es evidente que la falla de línea a tierra ocurre más comúnmente en las líneas aéreas. Por fortuna, un gran número de estas fallas es de naturaleza transitoria y puede desaparecer después de unos cuantos ciclos, como sucede, por ejemplo, cuando se “acerca” una rama de un árbol a una de las fases.

Equipo	% Total
Líneas aéreas	50
Cables subterráneos	10
Interruptores	15
Transformadores de potencia	12

Transformadores de potencial y de corriente	2
Equipo de control	3
Otros	8

2.1.2 Frecuencia de la ocurrencia de diferentes tipos de falla en un Sistema Eléctrico de Potencia

Las fallas de línea a tierra son muy comunes y pueden ser causadas en distintas formas, no así como la falla trifásica cuyo principal origen son los errores humanos.



2.1.2 Comienzo de una falla en una línea aérea

El poder de destrucción de una falla de arco genera corrientes muy grandes; puede quemarse a través de los conductores de cobre, avanzar a las laminaciones y coraza en un transformador, lo que provocaría que la máquina en un periodo muy corto (algunos diez o centenares de milisegundos) incluso lejos del arco de la falla, los valores altos de corrientes de falla pueden causar daño a la misma planta si ésta persiste algunos segundos más. La disposición de la protección adecuada de detectar y de los elementos de la desconexión del sistema de energía en el ámbito de la falla es, por lo tanto, una parte integral del diseño del sistema de energía.

Los criterios principales para detectar fallas y condiciones anormales de operación de sistemas de potencia eléctrica se listan a continuación.

No.	Clase de fallas	Variable usada para detectar
1	Fallas entre fases en general	<ul style="list-style-type: none"> • Corriente de fase • Diferencia de corriente • Diferencia de ángulo de fase en la corriente • Tensión de la Fase • Dirección de Potencia • Impedancia
2	Fallas asimétricas (a tierra, entre fases y fase-fase-tierra)	<ul style="list-style-type: none"> • Corriente de fase • Diferencia de corriente • Diferencia de ángulo de fase en la corriente • Tensión de la Fase • Dirección de Potencia • Impedancia • Componentes de secuencia cero y negativa de la corriente, de tensión y las direcciones de la potencia.
3	Fallas a tierra	<ul style="list-style-type: none"> • Componentes de secuencia cero de: • Corriente • Tensión • Dirección de Potencia
4	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Corriente de fase • Temperatura
5	Configuración asimétrica Carga asimétrica Conductor abierto	<ul style="list-style-type: none"> • Componente de secuencia negativa
6	Déficit de potencial real	<ul style="list-style-type: none"> • Frecuencia • Tasa de cambio de la frecuencia
7	Exceso de potencial real	<ul style="list-style-type: none"> • Frecuencia

2.2.2 Clases principales para detectar fallas en un sistema eléctrico de potencia y las variables del sistema (criterios) utilizados para detectarlos

La protección de sistemas eléctricos es considerada como una ciencia bien fundamentada por principios científicos y de ingeniería. Un sistema de protección bien diseñado y adecuadamente coordinado es vital para asegurar que el sistema eléctrico de potencia opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos.

Los sistemas de protección se utilizan en los sistemas eléctricos para evitar la destrucción de equipos o instalaciones por causa de una falla que podría iniciarse de forma simple y después extenderse sin control. Los sistemas de protección deben aislar la parte dónde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible la red.

Independientemente del punto en que se produzca la falla, la primera reacción del sistema de protección es la de desconectar el circuito en falla, para impedir que la falla se propague y disminuir el tiempo de permanencia bajo esfuerzos extremos más directamente afectados.

Un proceso de protección puede resumirse en tres etapas:

- a) Detectar corrientes y/o tensiones (medición).
- b) Analizar si esos valores son o no perjudiciales al sistema (lógica).
- c) Si son perjudiciales, desconectar la falla en el menor tiempo posible (acción).

La prevención de la lesión humana es el objetivo más importante de un sistema de protección eléctrico, la seguridad del personal tiene prioridad aún por encima del equipo o maquinaria, por lo cual al seleccionar un equipo de protección este debe poseer una capacidad de interrupción adecuada para no exponer al personal a explosiones, fuego, arcos eléctricos o descargas.

Todo sistema de protección que aisle un elemento en condición de falla, debe cumplir cuatro requisitos básicos:

1. Confiabilidad
2. Selectividad
3. Rapidez de operación
4. Discriminación

Sin confiabilidad y selectividad, la protección sería completamente inefectiva e incluso podría convertirse en un peligro.

Confiabilidad es un término cualitativo. Cuantitativamente, puede expresarse como la probabilidad de falla. La falla puede ocurrir no solo por el sistema de protección, sino que también puede deberse a fallas en los disyuntores. Por lo tanto, todo componente y circuito relacionados con la eliminación de una falla deben considerarse como fuentes potenciales de falla. Las fallas pueden reducirse a un pequeño riesgo calculando mediante diseños inherentemente confiables respaldados por un mantenimiento regular y completo. Al considerar la confiabilidad, no debe omitirse la calidad del personal porque las equivocaciones de éste se encuentran entre las causas más frecuentes de falla. Las precauciones en la manufactura y en el ensamble reducen la probabilidad de falla. A los componentes se les debe dar un tratamiento que prevenga su contaminación.

Las estadísticas indican que el orden de los elementos en los que es más probable que ocurra alguna falla es el siguiente: relevadores, disyuntores, conductores, transformadores de corriente, transformadores de tensión y baterías. Cuando se trata de relevadores con transistores, la probabilidad de falla aumenta aún más.

Selectividad: Esta es la propiedad por medio de la cual sólo se aísla el elemento del sistema que se encuentra en condición de falla, quedándose intactas las restantes secciones en buen estado. La selectividad es absoluta si la protección responde sólo a las fallas que ocurren dentro de su propia zona y relativa si se obtienen graduando los ajustes de la protección de diversas zonas que puedan responder a una falla dada.

Los sistemas de protección que en principio son absolutamente selectivos, se conocen como sistemas unitarios. Los sistemas en que la selectividad es relativa son los sistemas no unitarios. Ejemplo de los primeros es la protección diferencial y de los segundos, la protección de distancia.

Rapidez de operación: Se requiere que los relevadores de protección sean de acción rápida, por las siguientes razones:

- No debe rebasarse el tiempo crítico de eliminación.
- Los aparatos eléctricos pueden dañarse si se les hace soportar corrientes de falla durante un tiempo prolongado.
- Una falla persistente hace bajar la tensión y ocasiona el arrastre o lento avance y la consiguiente sobrecarga en las transmisiones industriales.

Mientras más breve sea el tiempo en que persiste una falla, más carga podrá transmitirse entre puntos dados del sistema de potencia, sin que haya pérdida sincrónica.

Discriminación: La protección debe ser lo bastante sensitiva como para operar confiablemente en condiciones mínimas de falla, si ésta ocurre dentro de su propia zona y debe permanecer estable bajo carga máxima o persistentes condiciones de falla. Un relevador debe poder diferenciar una falla de una sobrecarga. En el caso de los transformadores, la llegada violenta de corriente magnetizante puede ser comparable a la corriente de la falla, al ser de 5 a 7 veces la corriente a carga total y el relevador no debe operar con tales corrientes. En los sistemas interconectados no hay oscilaciones de la energía, que también deben ser ignoradas por el relevador. Esta discriminación entre las fallas y las sobrecorrientes puede ser una característica inherente del relevador, o bien, puede lograrse conectando dispositivos auxiliares como el relevador de voltaje mínimo. Se debe notar que a veces la palabra discriminación se emplea para incluir a la selectividad.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia se dividen por zonas de protección y cada zona tiene sus propios relevadores protectores para determinar la existencia de una falla en esa zona y disyuntores para desconectar dicha zona del Sistema.

Por lo general, los relevadores operan debido a corrientes y tensiones derivadas de transformadores de corriente o de potencial, o bien de dispositivos de potencia.

En caso de que falle uno de estos elementos, la falla en una zona dada no se elimina por medio del esquema de protección primaria, por lo cual es necesario contar con alguna forma de protección de respaldo para efectuar lo mejor posible el siguiente paso. En primer término, esto significa eliminar automáticamente la falla completa, si es posible, aun cuando se requiera desconectar una gran parte del Sistema. Las medidas que se toman para proporcionar la protección de respaldo varían dependiendo del valor y de la importancia de la instalación así como las consecuencias de la falla.

Normalmente la protección de respaldo es diferente de la protección principal y debe ser, de preferencia, del tipo no unitario, por ejemplo, protección por sobrecorriente o de distancia. Por razones económicas, por lo general, ésta no es tan rápida ni tan discriminativa como la protección principal.

La protección principal de una zona protegida es llamada sistema de protección primaria, la cual definiremos como la protección que actúa como primera línea de defensa contra la falla.

Los respaldos generalmente operan más lentamente y desconectan más elementos que el esquema de protección primaria. Los esquemas de respaldo se pueden conectar localmente (en la misma subestación), o remotamente.

Al cambiar las condiciones de operación de un sistema eléctrico se presentan consecuencias no deseadas que alteran el equilibrio esperado, ellas son:

- 1.-Las corrientes de corto circuito causan sobrecalentamiento y la quema de conductores y equipos asociados
- 2.-Fluctuaciones severas de voltaje.
- 3.-Desbalances que ocasionan operación indebida de equipos.
- 4.-Fluctuaciones de potencia.
- 5.-Inestabilidad del sistema de potencia.
- 6.-Prolongados cortes de energía que causan desde simples incomodidades hasta grandes pérdidas económicas a los usuarios.
- 7.-Daños graves a equipos y personas.
- 8.-Aparición de tensiones peligrosas en diferentes puntos del sistema.

Una vez que la falla y sus efectos han sido neutralizados, se debe proceder a realizar las acciones necesarias para restituir para restituir lo más rápidamente posible el sistema a sus condiciones iniciales de funcionamiento.

Los sistemas de protección se componen generalmente de los siguientes elementos:

-Elementos de medición, que permiten saber en qué estado está el sistema. En esta categoría se clasifican los transformadores de corriente y los transformadores de voltaje. Estos equipos son una interfaz entre el sistema de potencia y los relés de protección.

-Los relés de protección, que ordenan disparos automáticos en caso de falla.

-Los interruptores, que hacen la conexión y desconexión de las redes eléctricas.

-Sistema de alimentación del sistema de protecciones, se requiere alimentar, tanto interruptores como relés con un sistema de alimentación de energía eléctrica independiente del sistema protegido con el fin de garantizar autonomía en la operación.

-Sistema de comunicaciones. Es el que permite conocer el estado de interruptores y relés con el fin de poder realizar y analizar el estado del sistema eléctrico.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Se denominan protecciones de sobrecorriente a aquellas con selectividad relativa que responden a la corriente del elemento protegido y que operan cuando esa corriente es mayor que cierto valor preestablecido. Esta protección se dispone, por lo general, de modo que cada protección es primaria para la línea propia y respaldo para la o las líneas adyacentes.

La selectividad de las protecciones de sobrecorriente puede lograrse por dos métodos posibles: por tiempo o por corriente. En el primer método, las protecciones primaria y de respaldo son sensibles al cortocircuito, pero tienen tiempos de operaciones diferentes; los tiempos de operación de las protecciones de respaldo de cada línea son mayores que los de su protección primaria. En el segundo método el alcance de cada protección se determina sobre la base de la corriente; este método se fundamenta en el hecho de que en sistemas radiales el valor de la corriente de cortocircuito disminuye a medida que la falla se aleja de la fuente de generación.

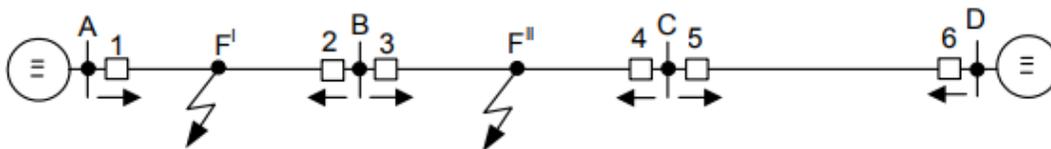
En las protecciones de sobrecorriente pueden utilizarse los cuatro tipos de dispositivos:

- Relevadores (que actúan sobre interruptores)
- Fusibles
- Interruptores automáticos
- Restauradores automáticos

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

Se denomina protección direccional de sobrecorriente a aquella que responde al valor de la corriente y a la dirección de la potencia de cortocircuito en el punto de su ubicación. La protección opera si la corriente sobrepasa el valor de arranque y la dirección de la potencia coincide con la correspondiente a un cortocircuito en la zona protegida. Se compone de una protección de sobrecorriente con selectividad relativa, complementada con un órgano de medición que determina la dirección de la potencia de cortocircuito, que es el denominado relevador direccional.

La protección direccional de sobrecorriente es aplicable en redes con alimentación bilateral o en lazo, tanto para cortocircuitos entre fases, como a tierra. La necesidad de la direccionalidad puede mostrarse a partir de la red con alimentación bilateral. Para lograr la selectividad por tiempo entre las protecciones de sobrecorriente 2 y 3 de esta red, la protección 2 debe ser más rápida que la 3 para falla F' y más lenta que ella para la falla F'' , lo cual es imposible de cumplir. La protección 3 no responde al cortocircuito F' y la protección 2 no opera para el cortocircuito F'' , por lo que no existe la necesidad de su coordinación en tiempo. También mejora la sensibilidad de los primeros segundos, que solo responden a la corriente que fluye en su sentido de disparo.



2.1.3 Red con alimentación bilateral

En resumen, puede considerarse para las fallas asimétricas la potencia de secuencia positiva está dirigida de las fuentes de alimentación hacia el punto de falla; una parte de esa potencia continua hacia los neutros de las cargas, y el resto se transforma en el punto de falla en potencias de secuencias negativa y cero, que se dirigen, respectivamente, del punto de falla hacia los neutros en la red de secuencia negativa y hacia los neutros aterrizados en la red de secuencia cero.

Las consideraciones anteriores deben tenerse en cuenta al seleccionar el tipo de relevador direccional y su conexión para cada aplicación. Así por ejemplo, para la protección contra cortocircuitos trifásicos y entre dos fases el relevador direccional debe operar cuando la potencia total (al igual que la de secuencia positiva) está dirigida hacia la línea protegida; por el contrario, para la protección contra cortocircuitos a tierra la operación debe ocurrir cuando la potencia de secuencia cero fluye de la línea protegida hacia el punto de ubicación de la protección. No obstante, para simplificar las explicaciones, en lo sucesivo se considera como dirección de disparo de la protección direccional la del flujo de potencia hacia la línea protegida, ya que con la conexión del relevador se resuelve lo referente a la particularidad de la dirección de cada componente simétrica de la potencia.

PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Las protecciones de distancia encuentran su aplicación principalmente en el Sistema de transporte en alta tensión y muy especialmente en la protección de sus líneas, que forman un sistema de mallado.

La protección del sistema de mallado de transporte y distribución, no solamente busca la mera protección de los elementos primarios de la red, sino, de forma muy especial, garantizar la estabilidad el propio Sistema de potencia cuando se produce una falla en el mismo. En distribución (45... 66kV) no suelen presentarse problemas de estabilidad aunque sí de selectividad dado el carácter mallado de algunos de estas redes.

Para ello, cuando se produce una falla en un elemento de la red, las protecciones de distancia deben detectarla y disparar lo antes posible los interruptores que enlazan el elemento con falla del resto de la red sana.

El sistema de protección debe garantizar unos tiempos máximos de disparo independiente de la potencia de cortocircuito existente. Esta condición no puede ser satisfecha por los relevadores de sobrecorriente de tiempo independiente, tan ampliamente utilizados en la protección de las redes radiales, cuyo tiempo de disparo es función de la corriente de falla, y por tanto, de la potencia de cortocircuito y de la resistencia de falla.

La protección de distancia dispara en un tiempo dado, en función de la impedancia (o reactancia) del tramo de línea existente ente su emplazamiento y el punto de falla. El punto de disparo es relativamente independiente del valor de la intensidad de cortocircuito siempre que ésta supere un mínimo. Como estas protecciones se utilizan fundamentalmente en líneas, donde la impedancia de la línea es proporcional a su longitud, es por lo que estos equipos reciben indistintamente el nombre de protecciones (o relevadores o relés) de impedancia o de distancia. Con dicho principio de funcionamiento, solucionan en gran medida el problema indicado en el párrafo anterior permitiendo incluso el disparo de líneas con fallas cuya corriente sea del mismo orden de magnitud o incluso más baja que la corriente máxima de carga cosa que evidentemente no puede hacerse con relevadores de sobrecorriente.

Como ya se mencionó anteriormente, el objetivo de la protección de los sistemas eléctricos no sólo es proteger a los equipos y/o componentes del mismo sistema eléctrico, sino que también es la protección de las personas, a continuación se presentan 9 reglas de seguridad en trabajos para evitar percances eléctricos.

- 1) Asegúrese de las condiciones del equipo y de los peligros presentes.
- 2) Nunca se confíe en dispositivos de seguridad tales como fusibles, relevadores y sistemas de trabajo por seguridad propia. Pueden no estar funcionando y no brindar protección cuando más se necesita.

- 3) Nunca quite la punta de conexión a tierra de un enchufe de tres alambres. Con ello se elimina su característica de estar conectado a tierra y se le convierte en un riesgo potencial de peligro.
- 4) No trabaje sobre una mesa desordenada.
- 5) No trabaje sobre pisos mojados.
- 6) No trabaje solo.
- 7) Trabaje con una mano detrás de usted o metida en uno de sus bolsillos. Una corriente que pase por las dos manos cruza por el corazón y puede ser más letal que una corriente que vaya de la mano al pie.
- 8) Nunca distraiga a alguien que esté trabajando y no permita que lo distraigan.
- 9) Muévase siempre con lentitud cuando esté trabajando cerca de circuitos eléctricos.

CAPITULO 3 PRÁCTICAS PROPUESTAS

PRÁCTICA 1: Diagnóstico de falla en transformadores.

OBJETIVO GENERAL.

Al término de la práctica el alumno:

- a) Conocerá algunas fallas y sus posibles causas en los transformadores.
- b) Le realizará una serie de pruebas al transformador.
- c) Con el resultado de las pruebas emitirá un diagnóstico del estado del transformador.

INTRODUCCIÓN.

De todas las formas de energía conocidas en la actualidad, la que más se emplea en la economía de cualquier nación, es la energía eléctrica.

El transformador es una máquina eléctrica que basada en el principio de inducción electromagnética, transfiere potencia eléctrica de un devanado a otro, estando ambos aislados eléctricamente entre sí, pero enlazados por medio del campo magnético. En este proceso se modifican la tensión eléctrica y la corriente, manteniendo prácticamente constantes la frecuencia y la impedancia.

Está compuesto por un circuito eléctrico y un circuito magnético. En su forma más simple, el circuito eléctrico está integrado por dos bobinas o devanados, aislados eléctricamente y el circuito magnético lo forma el NÚCLEO de acero laminado que enlaza ambos devanados.

DETERMINACIÓN DE CAUSAS DE FALLA.

El objetivo de determinar las causas de falla en transformadores de distribución en contar con datos que nos permitan tomar acciones para así poder reducir las incidencias de falla y evitar interrupciones en el suministro eléctrico.

De forma general las causas más comunes de falla en los transformadores se clasifican de la siguiente manera:

- Corto circuito secundario.
- Impulso por rayo o maniobras.
- Humedad en el aceite (hermeticidad defectuosa)
- Protección inadecuada.
- Sobrecarga.
- Defecto de fabricación.
- Reparación defectuosa.

Para cada una de estas posibles causas ya se tiene un criterio establecido para así poder determinar con mayor facilidad la posible causa de falla del transformador de distribución.

Aunque existen pruebas completas para el diagnóstico de fallas como: prueba de impulso, prueba de potencial aplicado, prueba de temperatura prueba de corto circuito, etc.; las pruebas que a continuación se mencionan son las mínimas necesarias para poder saber en qué condiciones se encuentra nuestro transformador.

- 1 Rigidez dieléctrica del aceite: Como es sabido en los transformadores sumergidos en aceite este tiene dos funciones, aislante y refrigerante. Por ello es de suma importancia conocer el valor de la tensión de ruptura puesto que nos revela cualitativamente la resistencia momentánea de la muestra de aceite al paso de la corriente y el grado de humedad, suciedad y solidos conductores en suspensión. Dichas impurezas causadas por una falla.
- 2 Resistencia de aislamiento: Sirve para determinar el estado en que se encuentran los aislamientos, y con base en esto determinar si están en condiciones de soportar esfuerzos dieléctricos originados al aplicar tensiones en prueba o trabajo. Un valor bajo de resistencia es un indicativo que el aislamiento es deficiente o fue dañado a consecuencia de una falla presentada en el transformador.
- 3 Relación de transformación. Sirve para verificar el número de vueltas tanto del lado de alta tensión como de baja tensión y revisar que la construcción del devanado haya sido correcta, además de lo anterior verificar la polaridad, secuencia de fases y el desplazamiento angular del transformador; así como si existe un corto circuito entre devanados, entre espiras o entre capas, si existe un circuito abierto, etc.

- 4 Resistencia de devanados. En general esta prueba es realizada en todo circuito eléctrico en el que existen puntos de contacto a presión, con su aplicación se detectan los falsos contactos y espiras en corto circuito. Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos, ya que originan caídas de voltaje, fuentes de calor, pérdidas de potencia, etc.

CUESTIONARIO PREVIO.

- 1 ¿Qué es un transformador?
- 2 ¿Qué es la relación de transformación?
- 3 Explique qué es y para qué sirve la corriente de excitación.
- 4 Explique qué es y para qué sirve la prueba de relación de transformación.
- 5 Explique qué es y para qué sirve la prueba de resistencia de aislamiento.
- 6 Explique qué es y para qué sirve la prueba de Tensión de ruptura dieléctrica.
- 7 ¿Qué es una falla?
- 8 Investigue el concepto del mantenimiento basado en condición del transformador.
- 9 ¿Qué tipo de fallas son más comunes en los transformadores?
- 10 Defina el concepto de “Gestión de Activos”

MATERIAL.

- Transformador trifásico sumergido en aceite, 30 kVA.
- Puente de wheatstone.
- Medidor de relación de transformación (TTR). (Capítulo 4)
- Medidor de Aislamiento, Tensión y Continuidad. KPS-MA10
- Medidor de ruptura dieléctrica del aceite. (Capítulo 4)
- Cronómetro (Capítulo 4)
- Guantes de látex
- Frasco con una muestra de aceite dieléctrico (1 litro)
- 3 m de Cable desnudo calibre 14

DESARROLLO

¡ATENCIÓN! Poner mucho cuidado en las conexiones para que los valores medidos sean lo más exactos y además no dañar el equipo de medición.

EXPERIMENTO 1.- Características del transformador y Medición de la resistencia óhmica de los devanados con Puente de Wheatstone.

1) Examine la estructura del transformador e identifique lo siguiente:

- Fugas
- Puntos de corrosión
- Accesorios completos y su estado físico
- Estado de las boquillas
- Placa de datos

2) Identifique los tres devanados independientes marcados en el tanque del transformador y, de los datos de la placa, determine lo siguiente.

a. Anote el voltaje nominal de cada uno de los tres devanados.

- Terminales X1 a X2 = _____ V_{CA}
- Terminales X2 a X3 = _____ V_{CA}
- Terminales X3 a X1 = _____ V_{CA}
- Terminales X1 a X0 = _____ V_{CA}
- Terminales X2 a X0 = _____ V_{CA}
- Terminales X3 a X0 = _____ V_{CA}
- Terminales H1 a H2 = _____ V_{CA}
- Terminales H2 a H3 = _____ V_{CA}
- Terminales H3 a H1 = _____ V_{CA}

b. Indique la corriente nominal de cada una de las siguientes conexiones.

- Terminales X1 = _____ I_{CA}
- Terminales X2 = _____ I_{CA}
- Terminales X3 = _____ I_{CA}
- Terminales H1 = _____ I_{CA}
- Terminales H2 = _____ I_{CA}
- Terminales H3 = _____ I_{CA}

3) Utilice el puente de wheatstone, mida y anote el valor de la resistencia de cada uno de los devanados.

- Terminales X1 a X2 = _____ Ω
- Terminales X2 a X3 = _____ Ω
- Terminales X3 a X1 = _____ Ω
- Terminales X1 a X0 = _____ Ω
- Terminales X2 a X0 = _____ Ω
- Terminales X3 a X0 = _____ Ω
- Terminales H1 a H2 = _____ Ω
- Terminales H2 a H3 = _____ Ω
- Terminales H1 a H3 = _____ Ω

EXPERIMENTO 2.- Medición de la relación de transformación con TTR

Calcule teóricamente la relación de transformación utilizando alguna de las siguientes fórmulas.

TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

$$a = \frac{V_{F.A.}}{V_{F.B.}} \quad (\text{Ec, 1})$$

En donde:

a = Relación de transformación.

$V_{F.A.}$ = Tensión primaria.

$V_{F.B.}$ = Tensión secundaria.

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

$$a = \frac{V_{1F-F}}{V_{2F-N}} = \text{para el caso de conexión Delta-Estrella (ec. 2)}$$

$$a = \frac{V_{1F-F}}{V_{2F-F}} = \text{para el caso de conexión Estrella-Estrella (ec. 3)}$$

Donde:

a = Relación de transformación

V_{1F-F} = V Fase-fase tensión primaria.

V_{2F-N} = V Fase-neutro tensión secundaria.

V_{2F-F} = V Fase-fase tensión secundaria.

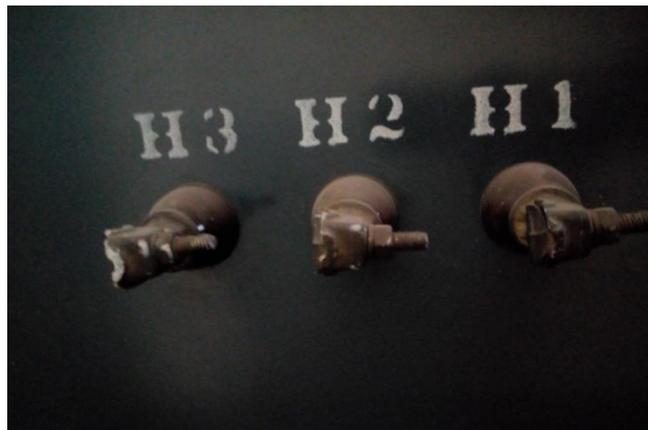
Relación fase 1= _____

Relación fase 2= _____

Relación fase 3= _____



1.1 Transformador trifásico, terminales de baja tensión, conexión estrella.



1.2 Transformador trifásico, terminales de alta tensión, conexión delta.

Conecte el medidor de relación de transformación, según lo indica la siguiente tabla, respetando la polaridad dada del equipo de medición, mida y anote los valores obtenidos.

PRIMARIO / SECUNDARIO	CONECTAR PUNTAS EN ALTA TENSIÓN CONEXIÓN DELTA		CONECTAR PUNTAS EN BAJA TENSIÓN CONEXIÓN ESTRELLA	
FASES	Cable delgado rojo	Cable delgado negro	Cable grueso rojo	Cable grueso negro
A	H1	H3	X1	X0
B	H2	H1	X2	X0
C	H3	H2	X3	X0

1.2.1 Conexión de delta-estrella trifásico

Relación fase 1= _____

Relación fase 2= _____

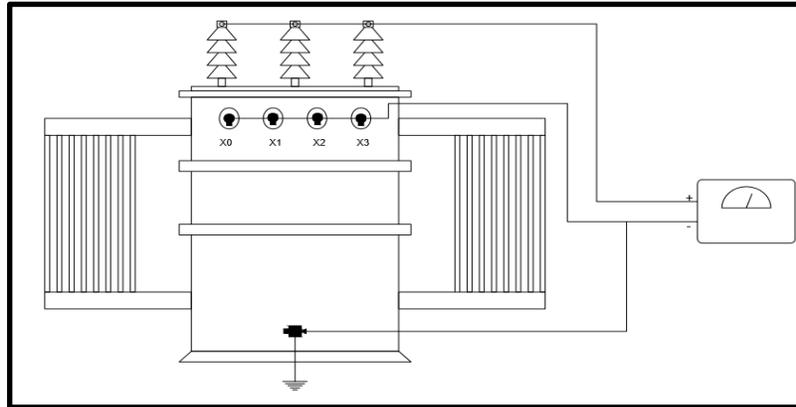
Relación fase 3= _____

De acuerdo con los datos obtenidos, Investigue y dibuje el diagrama vectorial correspondiente a este transformador.

EXPERIMENTO 3.- Medición de la resistencia de los aislamientos con el Medidor de Aislamiento, Tensión y Continuidad KPS-MA10.

Lo primero que deberá hacer, es poner en corto circuito tanto las terminales de alta tensión (H's), como las de baja tensión (X'S), con el cable desnudo.

Para el arreglo de Alta tensión contra Baja tensión más tierra, deberá conectarse la terminal de línea del megger a la Alta tensión y la terminal de tierra del megger a Baja tensión conectando esta última a tierra. Ver figura 1.2 y 1.3



1.3 Alta tensión contra Baja tensión más tierra



Conectar a baja
tensión (X'S)

Conectar a alta
tensión (H'S)

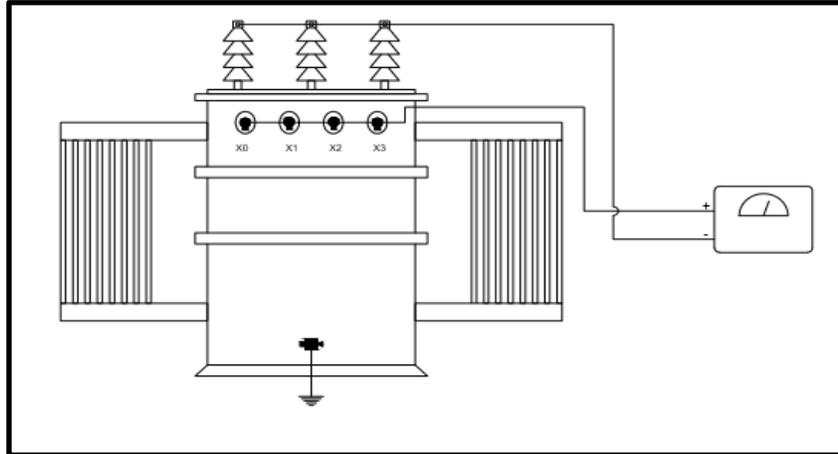
1.3 Terminales de línea y tierra del megger.

Hecho lo anterior selecciones la tensión de prueba en el selector del megger, para esta práctica deberá seleccionar 1000 volts.

Una vez que hemos seleccionado la tensión de prueba, debemos presionar el botón de TEST para dar inicio a la prueba. Transcurrido un minuto presionamos nuevamente el botón de TEST para detener la prueba y registrar el valor obtenido.

H vs X+T= _____

Para el arreglo de Baja tensión contra Alta tensión, deberá conectarse la terminal de línea del megger a Baja tensión y la terminal de tierra del megger a Alta tensión. Ver figura 1.4 y 1.5.



1.4 Baja tensión contra Alta tensión más tierra.



Conectar a alta
tensión (H'S)

Conectar a baja
tensión (X'S)

1.5 Terminales de línea y tierra del megger.

Hecho lo anterior selecciones la tensión de prueba en el selector del megger, para esta práctica deberá seleccionar 500 volts.

Una vez que hemos seleccionado la tensión de prueba, debemos presionar el botón de TEST para dar inicio a la prueba. Transcurrido un minuto presionamos nuevamente el botón de TEST para detener la prueba y registrar el valor obtenido.

Devanado X vs H+T = _____

Nivel de Aislante Kv	Tensión V
1.2	240/120 220Y/127 440Y/254 480Y/277
2.5	2 400
5	4 160
8.7	6 600 7 620
15	13 200 13 200YT/7 620 13 800
18	22 860YT/13 200
25	19 050 20 000 22 860 23 000 33 000YT/19 050

1.1.2 Tensiones nominales preferentes para transformadores y nivel de aislamiento de acuerdo con la tabla 2 de la norma NMXJ-285-ANCE-2005 Transformadores tipo pedestal monofásico y trifásico para distribución subterránea - Especificaciones.

Clase de aislamiento kV	Megaohms	Clase de aislamiento kV	Megaohms
1.2	32	92	2480
2.5	68	115	3100
5.0	135	138	3720
8.6	230	164	4350
15.0	410	196	5300
25.0	670	230	9200
34.5	930	287	7750
69.0	1860	400	

1.1.3 Valores de referencia mínimos para la aceptación o rechazo de la prueba marcados en el manual de pruebas a equipo primario de comisión federal de electricidad. Capítulo 3 Transformadores, Autotransformadores y Reactores de potencia.

EXPERIMENTO 4.- Determinación de la tensión de ruptura dieléctrica del aceite aislante.

La muestra debe consistir como mínimo de 1 litro del líquido aislante, el recipiente debe invertirse o agitarse suavemente algunas veces antes de llenar la copa de prueba, después de agitar la muestra, debe usarse una porción de ella para enjuagar la copa de prueba.

Nota: La muestra que se utilizará no se tomará del transformador, se recomienda que el laboratorio cuente con esta de manera externa; además, para la realización de esta prueba, es necesario contar con el Probador de Rigidez Dieléctrica, descrito en el anexo 1.

Examinar los electrodos sí se detecta corrosión o acumulación de carbón.

Los electrodos y la copa deben limpiarse con papel o gamuza secos y libres de pelusa, cuidando de no hacer contacto manual con ellos, por eso la importancia de usar guantes de látex esterilizados preferentemente.

Preparar la muestra llenando la copa lentamente hasta llegar a 20 mm arriba del borde superior de los electrodos para evitar la inclusión de aire.

Después de un periodo de tiempo de 3 minutos de haber llenado la copa, enciende Interruptor, presiona el botón de prueba y comenzara aumentar gradualmente el voltaje hasta que el interruptor de emergencia acciona indicando ruptura, se toma el valor que señala el indicador digital.

Se repite esta operación hasta tener 5 lecturas con la misma muestra con intervalos de tiempo de 1.5 minutos cronometrados entre cada una de las rupturas para determinar la tensión de ruptura dieléctrica los valores se registran en la siguiente tabla.

LECTURA No	T_R [kV c.a.]
1	
2	
3	
4	
5	

1.1.4 Registro de los valores de la prueba de tensión de ruptura
Determinar los criterios de aceptación y rechazo con ayuda de la tabla siguiente.

Comprobación del criterio estadístico conforme a lo indicado en la NMX-J-1232005				
RA	3RA	VIND	Criterio de aceptación $3RA < VIND$	
			CUMPLE	NO CUMPLE
Comprobación del criterio estadístico conforme a lo indicado en la NMX-J-123-2008				
RA	VPTR	92% VPTR	Criterio de aceptación $3RA < 92\% VPTR$	
			CUMPLE	NO CUMPLE

1.1.5 Criterios de aceptación y rechazo de la prueba de tensión de ruptura dieléctrica según la norma NMX-J-123-ANCE Aceites minerales aislante para transformadores

- Especificaciones, muestreo y métodos de prueba.

VPTR: Tensión de ruptura promedio

RA: Rango, y se calcula como la resta del valor de tensión de ruptura mayor menos el valor de tensión de ruptura menor.

VIND: Valor de tensión de ruptura inmediato superior al mínimo inferior

TR: Valor de tensión de ruptura

T_{ACEITE} : Temperatura del aceite

$T_{AMBIENTE}$: Temperatura ambiente.

EXPERIMENTO 5.- Reporte de Pruebas

TIPO	CAPACIDAD	TENSIÓN		CORRIENTE		
		Primario	Secundario	Primario	Secundario	
Relación de Transformación						
Tensión Primaria	Tensión Secundaria	Relación Calculada		Relación Medida		
				Fase A	Fase B	Fase C
Resistencia de los aislamientos						
Conexión		Resultado (MΩ)		Tiempo (s)		
Alta vs Baja Tensión + Tierra						
Baja vs Alta Tensión + Tierra						
Resistencia Óhmica de Devanados						
Conexión Alta Tensión			Resultado (Ω)			
H1 – H3						
H1 – H2						
H2 – H3						
Conexión Baja Tensión			Resultado (Ω)			
X1 – X3						
X1 – X2						
X2 – X3						

1.1.6 Tabla de resultados de las pruebas realizadas al transformador.

CUESTIONARIO FINAL

¿Concuerdan los valores medidos con los valores calculados? ¿Por qué?

¿Se pudo hacer la medición en todos los puntos del transformador?

¿Qué pudo observarse durante las mediciones?

De acuerdo con la tabla ¿Los valores medidos quedan dentro o fuera de tolerancia?

¿Qué pudo observarse durante las mediciones?

CONCLUSIONES.

PRÁCTICA 2: SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (TERROMETRO BK 309)

OBJETIVOS.

Al término de la práctica el alumno:

- a) Definirá qué es un sistema de puesta a tierra.
- b) Comprenderá la importancia de un sistema de puesta a tierra, como elemento fundamental en la protección de sistemas eléctricos.
- c) Conocerá los diferentes tipos de sistemas de puesta a tierra y su objetivo.
- d) Aprenderá a realizar mediciones con el equipo del laboratorio MEDIDOR DE RESISTENCIA A TIERRA DIGITAL marca BK PRECISIÓN modelo 309.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es fundamental para el desarrollo de la humanidad, es por ello, que durante su generación, transmisión y distribución es necesario garantizar la seguridad de las personas y la operación normal de los equipos, ya que en la realidad al utilizar la energía eléctrica surgen corrientes anormales producidas por descargas atmosféricas y fallas en el mismo sistema eléctrico.

La puesta a tierra es una conexión de seguridad humana y patrimonial que se diseña en los equipos eléctricos, electrónicos y otros sistemas para protegerlos de disturbios o transitorios por los cuales pudieran resultar dañados. Recordemos que una falla es una fuga de corriente que busca un medio de conducción para drenar a tierra, este riesgo podría ser una persona.

DEFINICIÓN Y OBJETIVOS DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Un sistema de puesta a tierra es un conjunto de conductores eléctricos directamente enterrados en el suelo y distribuidos a través de una instalación expresamente diseñada para soportar corrientes excepcionales en caso de corto circuito o descarga atmosférica, entre otras eventualidades.

A este sistema se conectan todos y cada uno de los elementos de la instalación que requieran ser puestos a tierra, tales como los neutros, tanques y carcasas de los equipos, los cables de guarda, las estructuras metálicas y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra, logrando los siguientes objetivos:

- Proveer un medio seguro para la protección de personas contra descargas eléctricas.
- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes indeseables a tierra y con ello dar mayor confiabilidad y seguridad al servicio eléctrico.
- Proveer un medio de descarga y desenergización de equipos, antes de proceder a las tareas de mantenimiento.

- Disipar la corriente asociada a las descargas atmosféricas, limitando las sobretensiones generadas.
- Establecimiento y permanencia de un potencial de referencia (equipotencialidad efectiva).



2.1 Malla de puesta a tierra

CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Como en toda clasificación, es posible realizar varios tipos de ordenamiento, según el concepto que se tome como base, sin embargo, es importante tener una clasificación fundamental. Entonces, la primera clasificación de importancia se refiere a su naturaleza y se divide en dos secciones:

- 1.- Instalación artificial de puesta a tierra: Aquellas que se construyen utilizando las diversas clases de electrodos de puesta a tierra (varillas, bandas, anillos, etc.).
- 2.- Instalación natural de puesta a tierra: Son elementos de otros sistemas técnicos, por ejemplo, líneas de tubería metálica o cimientos de estructuras metálicas, etc, vías férreas y hasta vías de agua.

Otra clasificación que vale la pena mencionar es la que se hace de acuerdo a su aplicación y consta de tres secciones importantes.

- a) Sistemas de puesta a tierra de protección: limita el valor de la tensión contra tierra de aquellas partes del sistema eléctrico que no deben ser mantenidas ni en tensión ni aisladas y con las cuales puede tener contacto el personal, por ejemplo, la carcasa de una máquina eléctrica.
- b) Sistema de puesta a tierra de servicio: sirven para poner a tierra por necesidad de funcionamiento a determinados puntos del circuito eléctrico, tales como neutro de generadores y transformadores, aparatos para la conexión de la tensión contra tierra, apartarrayos, etc

- c) Sistemas de puesta a tierra de trabajo: Son realizados con carácter provisional, efectuados para poner a tierra parte de la instalación eléctrica para efectuar un trabajo de mantenimiento o reparación, tales como cuchillas de seccionadores.



2.2 Electrodo de puesta a tierra, tipo rehilete.

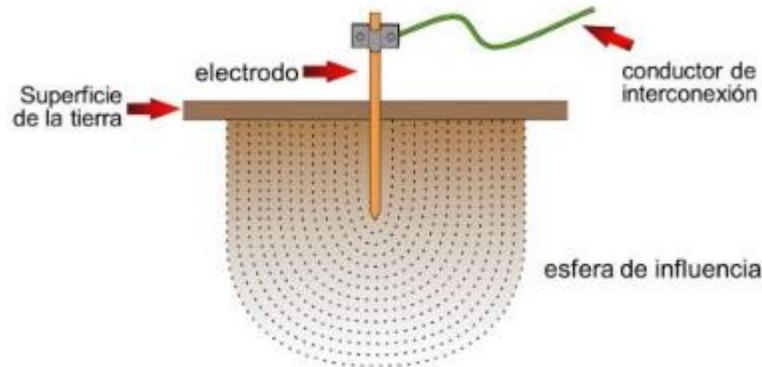
Las clasificaciones anteriores envuelven de manera general a todos los tipos de puesta a tierra, pero cada uno tiene diferente propósito, no es lo mismo la puesta a tierra contra descargas atmosféricas que la puesta a tierra para cargas electrostáticas. Por tal motivo, es necesario hacer una clasificación secundaria de los sistemas de puesta a tierra de acuerdo a su propósito, esto es:

- Puesta a tierra de los sistemas eléctricos: Limita cualquier voltaje elevado que pueda resultar de descargas atmosféricas, fenómenos de inducción o contactos no intencionales.
- Puesta de tierra en señales electrónicas: Evita la contaminación de señales con frecuencias diferentes a las deseadas.
- Puesta a tierra de protección: Canaliza la energía de las descargas atmosféricas sin mayor daño a personas y equipos.
- Puesta a tierra de protección electrostática: Neutralizar las cargas electrostáticas producidas en los materiales dieléctricos, partes metálicas.

ELEMENTOS QUE COMPONEN UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

El elemento principal en una instalación de puesta a tierra es el electrodo, que es un elemento metálico (hierro, acero, cobre, etc.) por medio del cual la corriente de tierra es introducida. Estos electrodos pueden tomar distintas formas geométricas que han sido perfeccionadas a lo largo del tiempo: varilla (tubo, bastón, etc.), placa y anillo. Los conductores de tierra (los que unen al

elemento que se protege con el electrodo), los conductores colectores (líneas conductoras que unen a varios electrodos para su operación en paralelo), así como también los conectores de unión (que permiten la unión correcta entre los diversos elementos del sistema de tierra), son componentes de vital importancia en un sistema de tierra.



2.3 Elementos que componen un sistema de tierra

Un punto importante para el buen funcionamiento del sistema de puesta a tierra es la medición constante de la resistencia a tierra, ya que ésta varía con respecto del tiempo, debido a diversos factores, tales como el aumento de la resistividad de la ubicación de los electrodos.

En conclusión, para que un sistema de puesta a tierra de resultados satisfactorios durante largo tiempo, es necesario aparte de un buen diseño, un mantenimiento preventivo.



2.4 Barra de puesta a tierra en mal estado por falta de mantenimiento.

RESISTIVIDAD DEL TERRENO

El factor más importante de la resistencia a tierra no es el electrodo en sí, sino la resistividad del terreno. La resistividad del suelo es la propiedad que tiene éste, para conducir electricidad, es conocida además como la resistencia específica del terreno.

Para iniciar el diseño de un sistema de puesta a tierra es necesario conocer la resistividad del suelo dónde se implementará el sistema de puesta a tierra, este valor determinará la utilización de mayor área para el sistema que permita obtener una baja resistencia y tensiones de paso y de contacto dentro de los rangos permitidos.

MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Los estudios de la medición de la resistividad del terreno son requeridos para llevar a cabo un adecuado proyecto funcional del sistema de puesta a tierra. Para determinar la resistividad eléctrica del suelo es conveniente hacer mediciones con métodos y aparatos aprobados para estos fines, por ejemplo, los medidores de resistencia o también llamados terrometros.



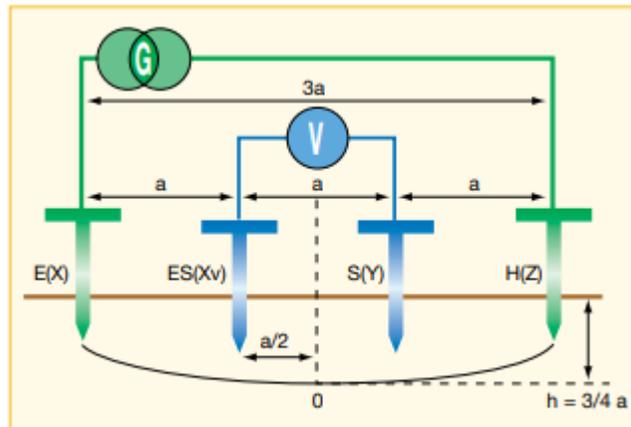
2.5 Medidor digital de resistencia a tierra
Modelo 309, marca BK PRECISIÓN
(Terrometro)

MÉTODOS DE MEDIDA DE RERSISTIVIDAD

Se utilizan varios procedimientos para determinar la resistividad de los terrenos, el más usado es el de los 4 electrodos que presentan dos métodos.

1.- Método de WENNER: Apropiado en el caso de querer realizar una medida en una única profundidad. Se insertan cuatro electrodos en línea recta en el suelo y a igual

distancia a entre ellos. Entre los dos electrodos exteriores (E y H), se inyecta una corriente de medida I mediante un generador. Entre los dos electrodos centrales (S y ES), se mide el potencial ΔV gracias a un voltímetro.



2.6 Diagrama de conexión para la medición de la resistividad del terreno por el método de WENNER

El valor de la resistencia R leída en el ohmiómetro permite calcular la resistividad mediante la siguiente fórmula de cálculo simplificada:

$$\rho_w = 2 \pi a R$$

Con:

ρ : resistividad en $\Omega \cdot m$, en el punto situado debajo del punto O, a una profundidad de $h = 3a/4$

a : base de medida en m

R : valor (en Ω) de la resistencia leída en el Terróhmetro

Recomendamos una medida con $a = 4$ m como mínimo.

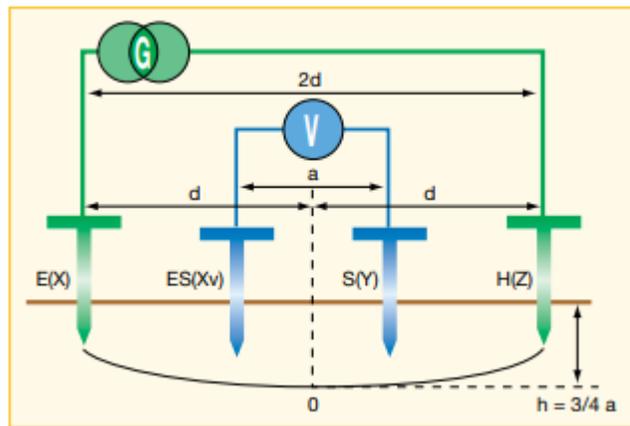
2.- Método de SCHLUMBERGER: Apropiado para realizar medidas a distintas profundidades y crear así perfiles geológicos de los suelos. El método de Schlumberger está basado en el mismo principio de medida. La única diferencia se sitúa a nivel del posicionamiento de los electrodos:

- La distancia entre las 2 picas exteriores es $2d$
- La distancia entre las 2 picas interiores es A y el valor de la resistencia R visualizado en el Terrohmetro, permite calcular la resistividad mediante la siguiente fórmula:

$$\rho_S = (\pi \cdot (d^2 - A^2/4) \cdot R_{S-ES}) / 4$$

Este método permite ahorrar bastante tiempo in situ, especialmente si se quiere realizar varias medidas de resistividad y por consiguiente crear un perfil del terreno.

En efecto, sólo deben moverse los 2 electrodos exteriores a diferencia del método de Wenner que necesita desplazar los 4 electrodos a la vez.

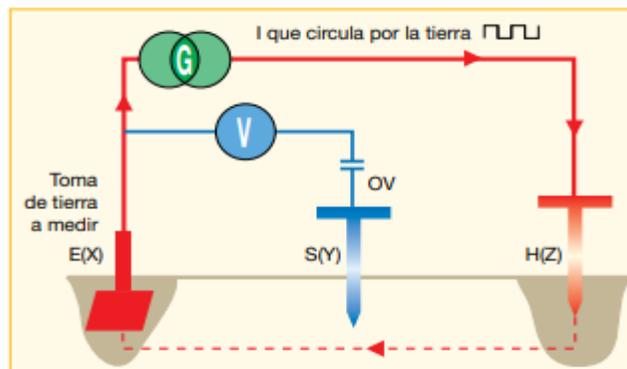


2.7 Diagrama de conexión para la medición de la resistividad del terreno por el método de SCHLUMBERGER

MEDIDA DE RESISTENCIA DE UNA TOMA DE TIERRA EXISTENTE

Las medidas de resistividad vistas anteriormente sólo pueden aplicarse en el caso de construir una nueva toma de tierra. En el caso de las tomas de tierra existentes, la operación consiste en comprobar que las medidas acatan correctamente las normas de seguridad en términos de construcción y valor de resistencia.

Es importante recordar que la medida de tierra de referencia es la medida de tierra con 2 picas. Se hace referencia a esta medida en todas las normas de control de una instalación eléctrica que permite realizar una medida precisa y segura de la resistencia de tierra.



2.8 Diagrama de conexión para la medición de resistencia de una toma de tierra existente.

El principio de medida consiste en hacer circular con un generador apropiado G, una corriente alterna (i) constante a través de la toma auxiliar H llamada "toma de inyección de corriente". Realizándose el retorno por la toma de tierra.

Se mide la tensión V entre las tomas E y el punto del terreno donde el potencial es nulo mediante otra toma auxiliar S llamada "toma de potencial 0 V". El cociente entre la tensión así medida y la corriente constante inyectada (i) da la resistencia buscada.

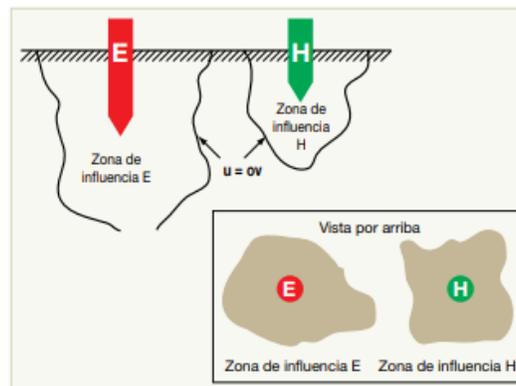
Prácticas de Laboratorio

$$R_E = U_{ES} / I_{E>H}$$

Nota importante:

El flujo de una corriente de defecto se efectúa primero a través de las resistencias de contacto de la toma de tierra. Cuanto más nos alejamos de la toma de tierra, más tiende al infinito la cantidad de resistencias de contacto en paralelo y constituye una resistencia equivalente casi nula. A partir de este límite, sea cual sea la corriente de defecto, el potencial es nulo.

Existe por lo tanto en torno a cada toma de tierra, atravesada por una corriente, una zona de influencia de la cual se ignora la forma y la amplitud. Durante las medidas, se debe procurar clavar la toma auxiliar S llamada "toma de potencial 0 V" al exterior de las zonas de influencia de las tomas auxiliares atravesadas por la corriente (i).



2.9 Zona de influencia

Dada la diferencia de comportamiento de difusión de corriente eléctrica según la resistividad del terreno, difícilmente se puede estar seguro de haber evitado las zonas de influencia. Por lo tanto, la mejor solución para validar la medida consiste en volver a realizar una medida desplazando la pica S y asegurarse de que es del mismo orden de magnitud que la anterior medida.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión.	20Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1Ω
Subestaciones de media tensión	10Ω
Protección contra rayos	10Ω
Neutro de acometida en baja tensión	25Ω

2.1.1 Valores máximos de Resistencia de Puesta a Tierra adoptados de las normas técnicas IEC 603644442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, NTC 4552

CUESTIONARIO PREVIO

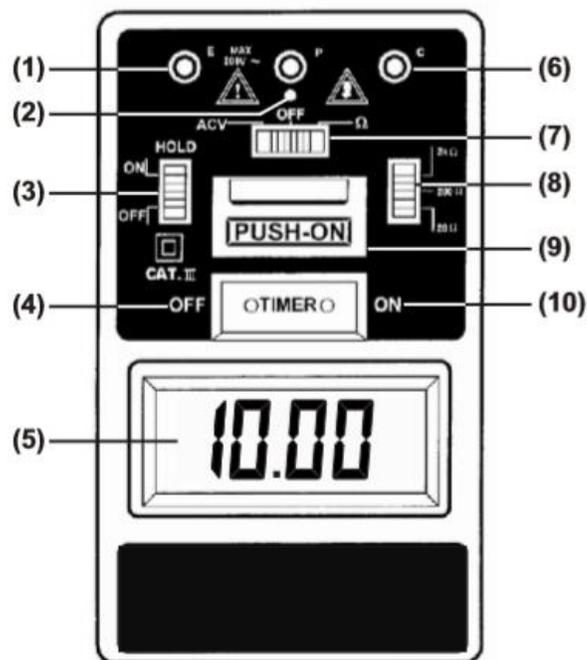
1. ¿Qué es un sistema de puesta a tierra?
2. Menciona 3 objetivos para los cuales se instala un sistema de puesta a tierra.
3. De acuerdo a su naturaleza, menciona como se clasifican los sistemas de puesta a tierra.
4. De acuerdo a su aplicación, menciona como están clasificados los sistemas de puesta a tierra.
5. ¿Qué es la resistividad del suelo y cuál es su importancia en un sistema de puesta a tierra?
6. ¿Cómo se determina la resistividad del suelo?
7. Menciona un método para la medición de la resistividad del terreno
8. En que consiste el método para la medición de la resistencia de una toma de tierra existente.

MATERIAL.

- Medidor de resistencia a tierra, digital (Terrometro BK 309)
- Varilla para sistema de tierras 5/8" X 3 m (Electrodo para tierra física)
- Marro de bronce TRUPER 29

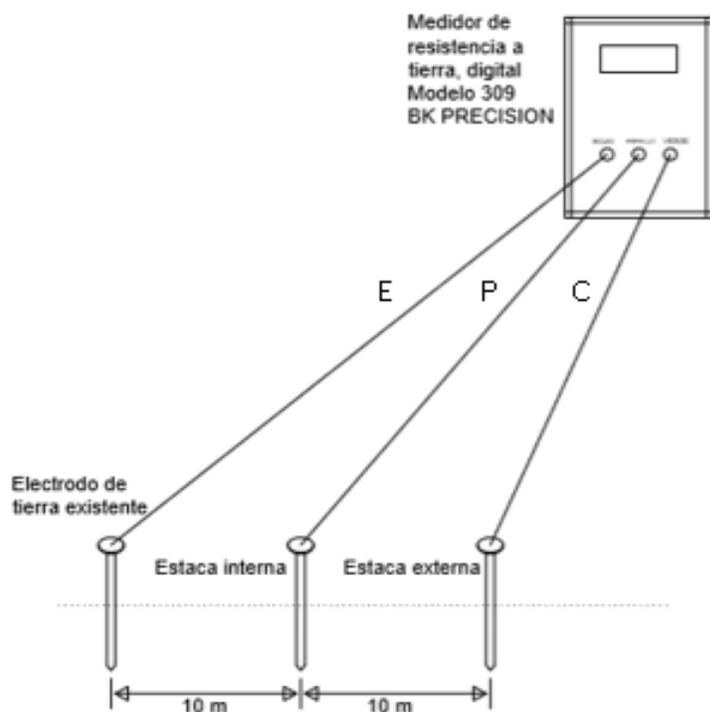
EXPERIMENTO 1.- Medidor digital de Resistencia a Tierra (Terrometro), modelo 309.

De acuerdo con el manual de instrucciones, identifique cada una de las partes del Medidor de Resistencia a Tierra y escriba su nombre en el lugar que le corresponda.



- | | |
|----------|-----------|
| 1) _____ | 6) _____ |
| 2) _____ | 7) _____ |
| 3) _____ | 8) _____ |
| 4) _____ | 9) _____ |
| 5) _____ | 10) _____ |

EXPERIMENTO 2.- Medición de la resistencia de una toma de tierra existente (método de caída de potencial).



2.10 Circuito para la medición de la resistencia a tierra de un electrodo existente.

En primer lugar, el electrodo de interés de conexión a tierra física deberá desconectarse de su conexión al sistema.

Se colocan las dos estacas de conexión a tierra en el terreno en línea recta con una separación de 10 metros entre sí.

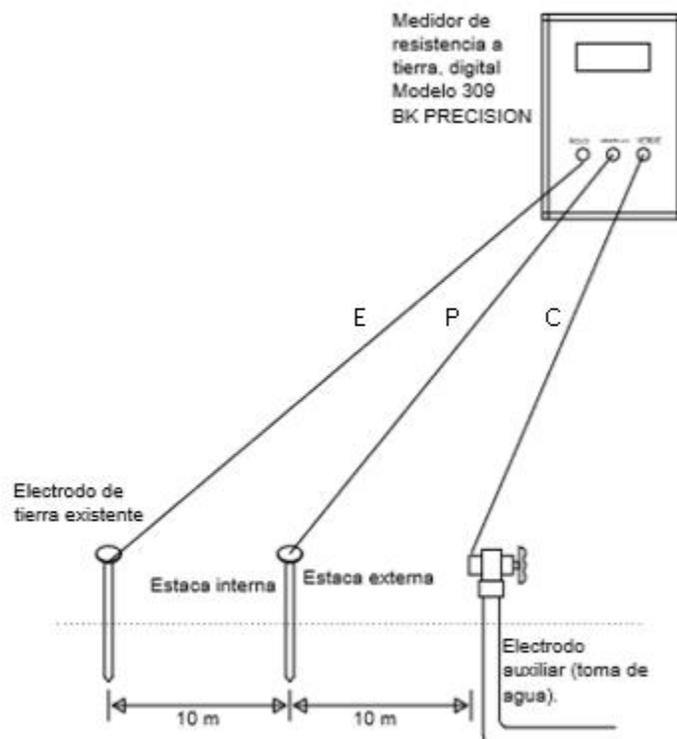
El terrohmetro genera una corriente entre la estaca externa y el electrodo de tierra, mientras que se mide el potencial de caída de tensión entre la estaca interna y el electrodo de tierra.

Registre el valor medido de resistencia.

Resistencia a tierra en (Ω): _____

EXPERIMENTO 3.- Medición de la resistencia con electrodo auxiliar (método bipolar).

Este método utiliza un electrodo auxiliar cuya resistencia de toma de tierra se haya determinado con anterioridad y se establezca como aceptable. Un ejemplo de electrodo auxiliar es una toma de agua en los alrededores de la instalación, estructuras metálicas, varillas de cimentación, etc.



2.11 Circuito para la medición de la resistencia a tierra de un electrodo existente con un electrodo auxiliar.

En primer lugar, el electrodo de interés de conexión a tierra física deberá desconectarse de su conexión al sistema.

Se identifica el electrodo auxiliar que se usará, el deberá estar en los alrededores de la instalación.

Se colocan una estaca de conexión a tierra en el terreno en línea recta con una separación de 10 metros entre sí con el electrodo auxiliar y el electrodo a tierra existente.

El terrohmetro genera una corriente entre la estaca externa y el electrodo de tierra, mientras que se mide el potencial de caída de tensión entre la estaca interna y el electrodo de tierra.

Registre el valor medido de resistencia.

Resistencia a tierra en (Ω): _____

CUESTIONARIO FINAL

- 1.- De acuerdo con los valores medidos y la tabla 2.1.1, ¿La resistencia de puesta a tierra se considera aceptable?
- 2.- Menciona dos factores que afectan a los sistemas de puesta a tierra.
- 3.- Tomando como referencia cualquier estructura metálica en el laboratorio, mida la resistencia de puesta a tierra:

Resistencia a tierra en (Ω): _____

- 4.- ¿Cómo se considera el valor medido de acuerdo con la tabla 2.1.1?

CONCLUSIONES

PRÁCTICA 3: CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SOFTWARE LIBRE MELSHORT DE MITSUBISHI ELECTRIC)

OBJETIVOS.

Al término de la práctica el alumno:

- a) Estudiará el comportamiento de los sistemas eléctricos en un corto circuito.
- b) Estudiará la corriente de corto circuito.
- c) Realizará el cálculo de la corriente de corto circuito por medio de software (Melshort2 de Mitsubishi Electric).
- d) Realizará la coordinación de protecciones en un sistema eléctrico de potencia.

INTRODUCCIÓN.

CORTO CIRCUITO.

Es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla. Se puede decir que un corto circuito es también el establecimiento de un flujo de corriente eléctrica muy alta, debido a una conexión por un circuito de baja impedancia, que prácticamente siempre ocurren por accidente. La magnitud de la corriente de corto circuito es mucho mayor que la corriente nominal o de carga que circula por el mismo. Aun con las protecciones ms sofisticadas se pueden producir fallas por corto circuito.

La planificación, el diseño y la operación de los sistemas eléctricos, requiere de minuciosos estudios para evaluar su comportamiento, confiabilidad y seguridad. Estudios típicos que se realizan son los flujos de potencia, estabilidad, coordinación de protecciones, cálculo de corto circuito, etc. Un buen diseño debe estar basado en un cuidadoso estudio que se incluye la selección de voltaje, tamaño del equipamiento y selección apropiada de las protecciones.

En general, se puede mencionar que un estudio de corto circuito sirve para:

- a. Determinar las capacidades interruptoras de los elementos de protección como son interruptores, fusibles, entre otros.
- b. Realizar la coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de corto circuito.
- c. Permite realizar estudios térmicos y dinámicos que consideren los efectos de las corrientes de corto circuito en algunos elementos de las instalaciones como son: sistemas de barras, tableros, cables, etc.
- d. Calcular las mallas de puesta a tierra, seleccionar conductores alimentadores.

Para poder entender cómo se originan estas fallas más a fondo, es necesario echar mano de varias herramientas matemáticas, tales como diagramas unifilares, sistemas en por unidad, las componentes simétricas, entre otras. Cada herramienta tiene una influencia en el estudio de cada falla, así como en los métodos de solución. Existen diferentes tipos de solución para el análisis de fallas, entre los cuales se destacan los siguientes:

- a) Método de las componentes simétricas
- b) Método porcentual
- c) Método de MVA's
- d) Método de la matriz Zbus
- e) Método por software.

Un dispositivo de protección también debe tener la capacidad de actuar con rapidez ante una falla, asimismo debe ser capaz de minimizar la corriente de corto circuito y aislar la porción afectada.

La coordinación de protecciones consiste en procurar que los dispositivos de protección sean selectivos, es decir que solo debe operar el dispositivo de protección que se encuentre más cerca de la falla, si por alguna razón el dispositivo no opera, entonces debe operar el siguiente. Para lograr una operación selectiva, se debe de tener cuidado de seleccionar los dispositivos, con las características interruptoras apropiadas y el conocimiento de sus curvas tiempo-corriente, de cada uno de los dispositivos a emplear.

Un fusible es un dispositivo empleado para proteger un circuito eléctrico mediante la fusión de uno o varios elementos destinados para este efecto, interrumpiendo el flujo de la corriente eléctrica cuando esta sobrepasada el valor de la corriente de fusión del fusible dentro de un tiempo determinado. Además de las características físicas, mecánicas y constructivas de los fusibles, es importante determinar los parámetros eléctricos que identifican a estos elementos de protección.

MELSHORT DE MITSUBISHI ELECTRIC.

Debido a los requerimientos técnicos cada vez mayores y debido también a una responsabilidad cada vez mayor, para el cálculo y el diseño óptimos de un sistema de distribución de energía no sólo resulta extremadamente útil un programa de cálculo, sino que es entre algo estrictamente necesario.

Con MELSHORT2, Mitsubishi Electric ofrece un software básico que satisface el perfil completo de requerimientos para el diseño de un sistema de distribución de energía. Basado en un manejo sencillo y seguro, se toman en consideración todos los estándares mundiales de la electrotécnica moderna.

CUESTIONARIO PREVIO.

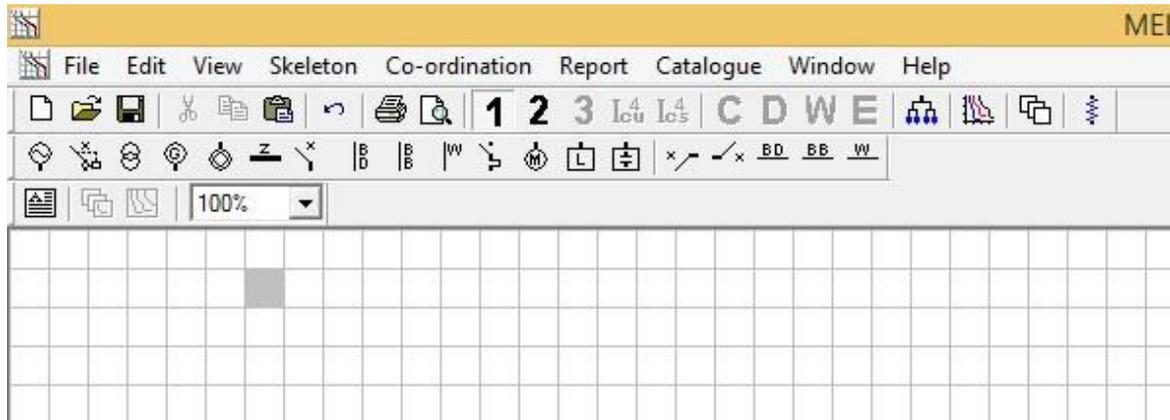
- 1) ¿Qué es un corto circuito?
- 2) ¿Qué entiendes por coordinación?
- 3) ¿Para qué sirve el estudio de corto circuito?
- 4) Mencione algunos métodos para el análisis de fallas.
- 5) ¿Cuál es el objetivo de la protección de sistemas eléctricos?
- 6) ¿En qué consiste la coordinación de protecciones?
- 7) ¿Qué es un fusible?
- 8) ¿Qué es un diagrama unifilar?
- 9) ¿Cuál es el principio de funcionamiento de los fusibles?
- 10) De un ejemplo de curva Tiempo-corriente de un fusible.
- 11) De un ejemplo donde podríamos emplear la coordinación de protecciones.
- 12) Descargue el software libre MELSHORT2 MITSUBISHI ELECTRIC.

MATERIAL.

- 1) PC
- 2) Software MELSHORT2 MITSUBISHI ELECTRIC

DESARROLLO.

EXPERIMENTO 1 – Introducción al software MELSHORT MITSUBISHI ELECTRIC.



- a) En esta parte se presentan los diferentes elementos que componen un sistema eléctrico.

- Generador
- Transformador
- Interruptor tero magnético
- Barras
- Cables
- Motor
- Cargas inductivas
- Cargas capacitivas -Contactor de arranque
- etc.



b) Aquí se muestra la barra de herramientas para la compilación y el análisis del sistema eléctrico modelado.

- Compilación para el cálculo de corto circuito. -Cálculo y determinación de las protecciones.
- Generación de las curvas características para la coordinación de las protecciones.
- Generación de un informe detallado.
- etc.



c) Herramientas básicas de cualquier software.

- Imprimir.
- Crear archivo nuevo.
- Guardar.
- Guardar como.
- Vista preliminar.
- Zoom.
- etc.



EXPERIMENTO 2 – Análisis y coordinación de protecciones en un sistema eléctrico de potencia con el software MELSHORT2 MITSUBISHI ELECTRIC.

1) Con los siguientes datos, dibujar el diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia.

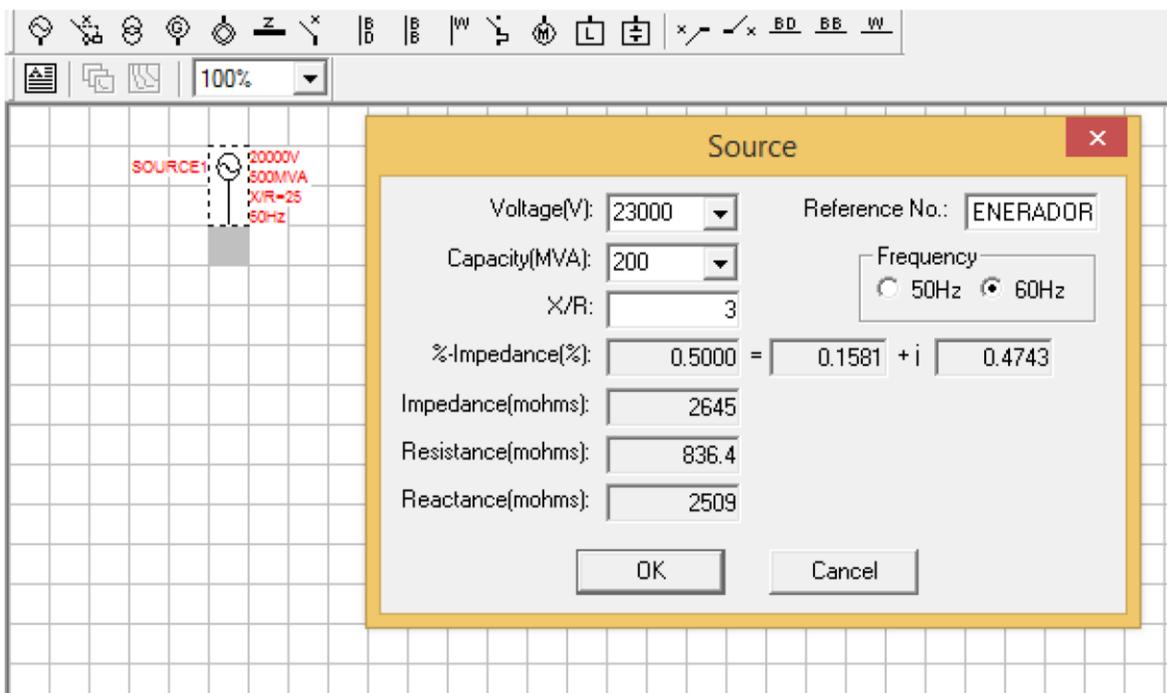
GENERADOR:

Capacidad: 200 MVA

Voltaje: 23 000 Volts

X/R: 3 (se considera un valor estándar para cualquier proyecto)

Frecuencia de operación: 60 HZ



TRANSFORMADOR:

Capacidad: 250 KVA

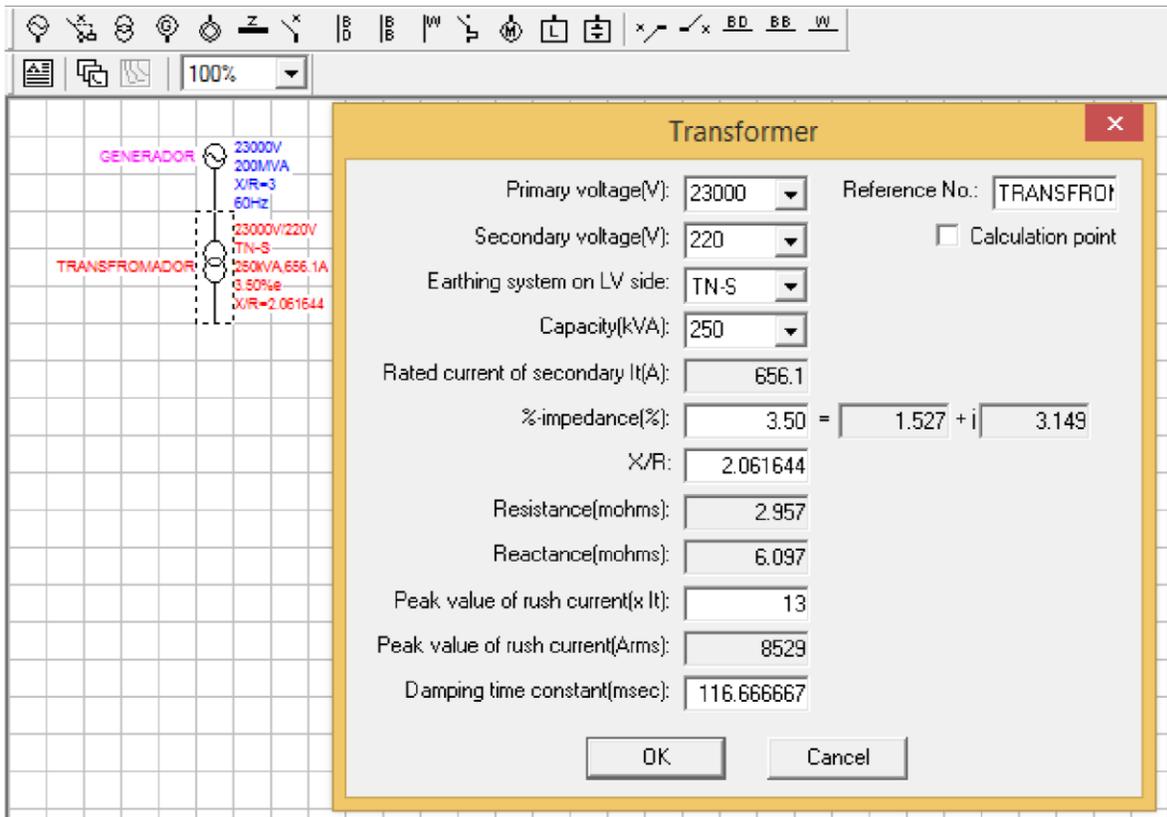
Voltaje primario: 23 000 Volts

Voltaje secundario: 220 Volts

% Impedancia (dato proporcionado por el fabricante para este ejemplo utilizaremos un valor de 3.5)

Sistema de puesta a tierra: TN-S (tierra-neutro sólidamente aterrizado)

Nota: En la tabla de configuración, los datos siguientes generalmente es opción con figurarlos con el fin de tener un expediente detallado de cada elemento utilizado. Aún sin estos valores la coordinación de protecciones será correcto.



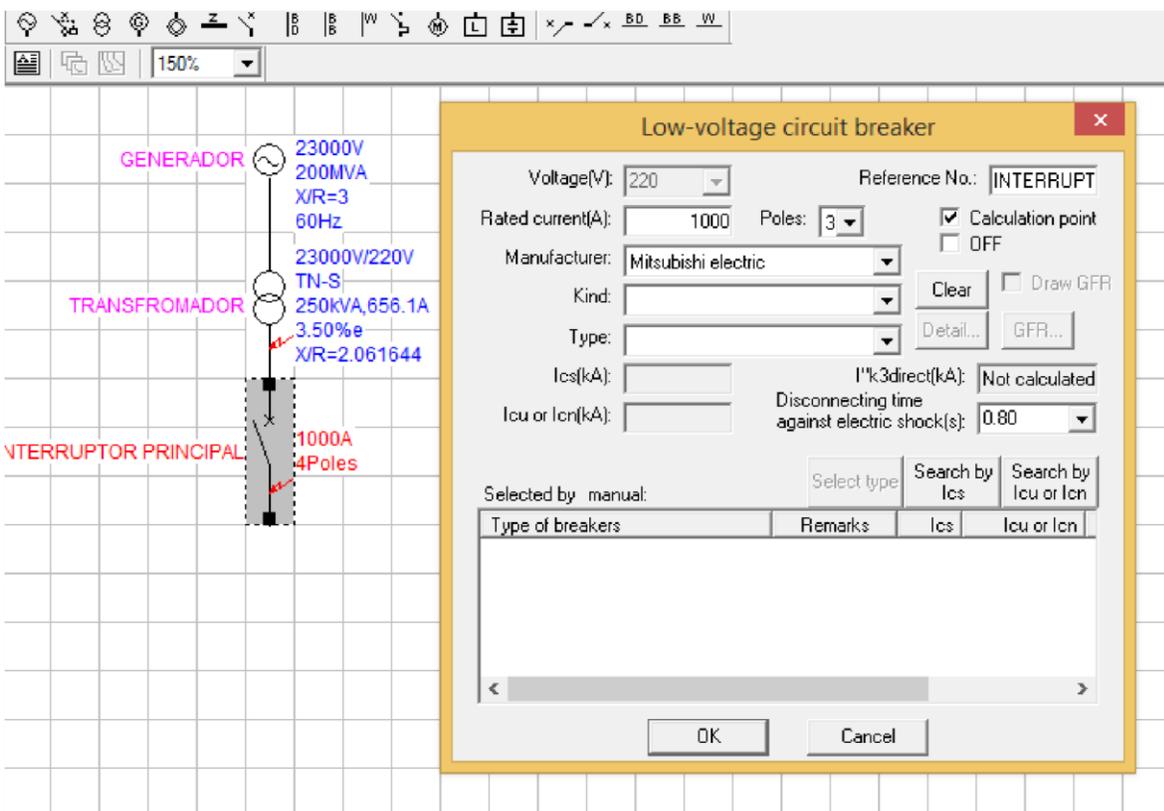
INTERRUPTOR PRICIPAL:

Rango de corriente: Para obtener este dato se tendrá que multiplicar la corriente de secundario por 1.25, con el fin de sobredimensionar los conductores en un 80%.

$$I_{c1} = \left(\frac{KVA * 1000}{\sqrt{3} * Voltaje} \right) * 1.25$$

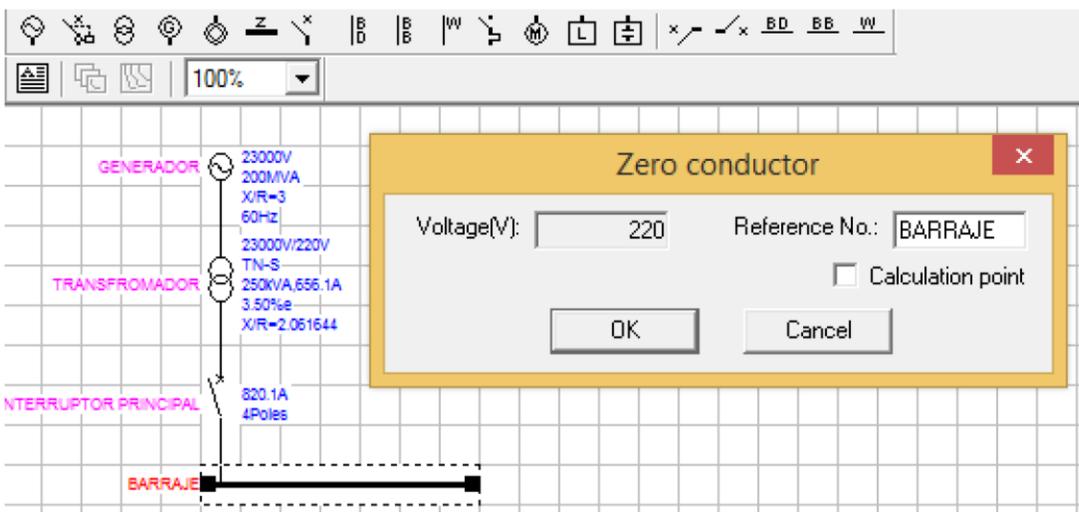
La corriente I_{c1} para este caso es= 820.1 A, al no existir un interruptor comercial con este valor, el recomendado es el de 1000 A.

Número de polos: 3 ya que el neutro no lleva protección.



NOTA: Los datos restantes no es necesario proporcionarlos, ya que el mismo software proporciona un portafolio de productos de la marca MITSUBISHI ELECTRIC y sus características.

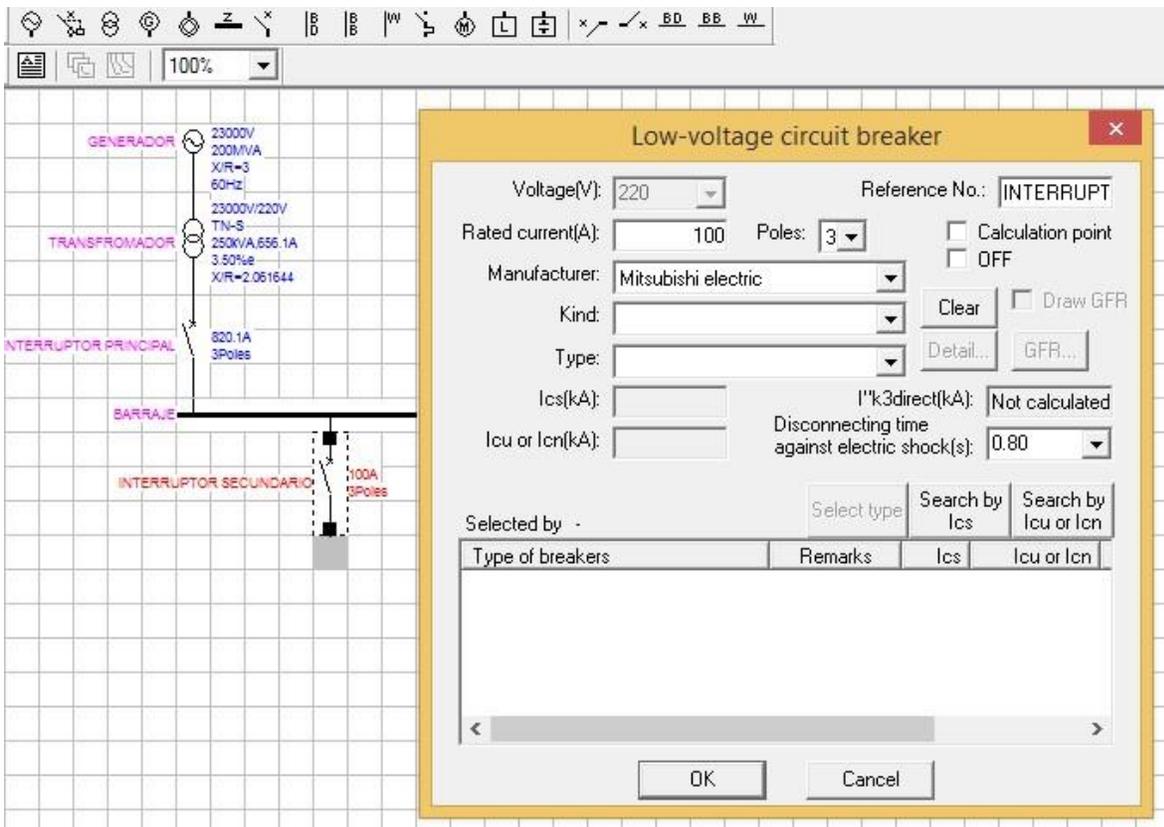
BARRAJES O BUS:



INTERRUPTOR SECUNDARIO:

Rango de corriente: 100 A (valor que estará en función de la corriente nominal de la carga, que para este ejemplo es un motor de 50 A. Utilizando la misma analogía, sobredimensionaremos los conductores en un 80%, por lo tanto $I_{c2}=50*1.25= 62.5$ A; al no existir un interruptor comercial con este valor, el recomendado es el de 100

A) Número de polos: 3



CABLE:

Ventana BASIC

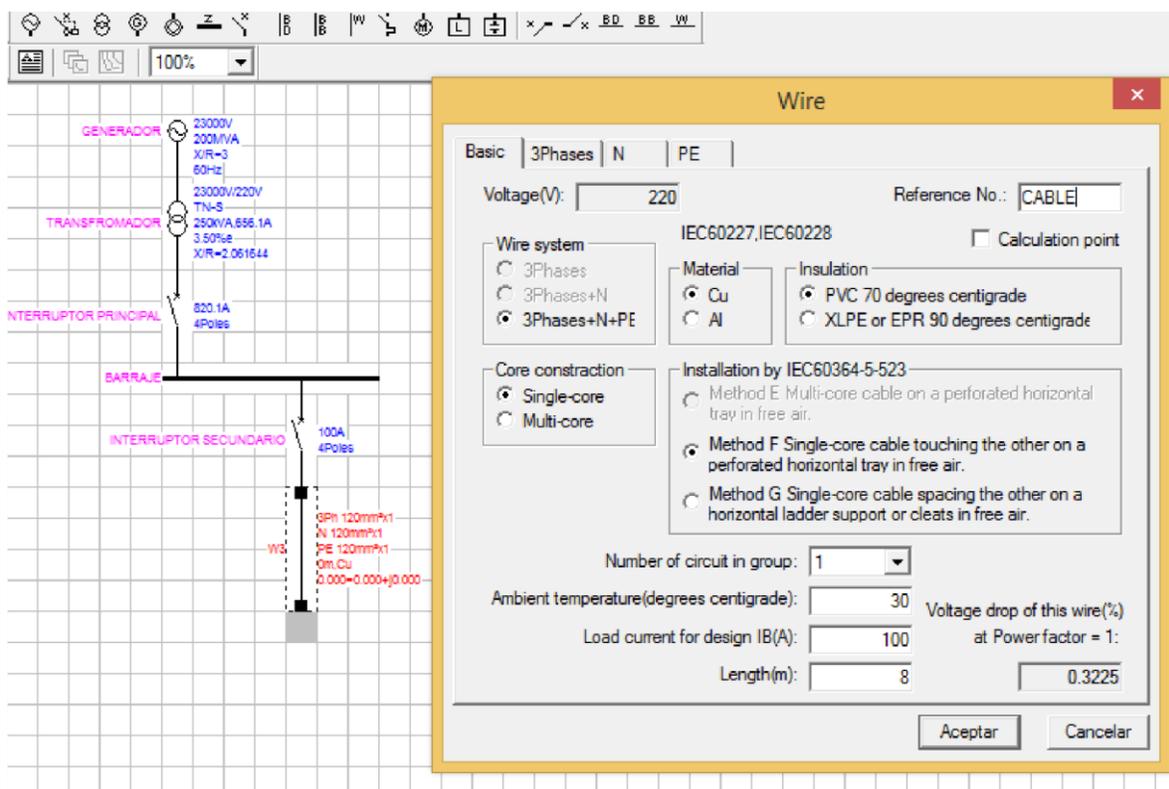
Número de conductores por fase:

-SINGLE CORE= Mas de un conductor por fase -

MULTI CORE= Un solo conductor por fase
Material de los conductores: Cobre o Aluminio.

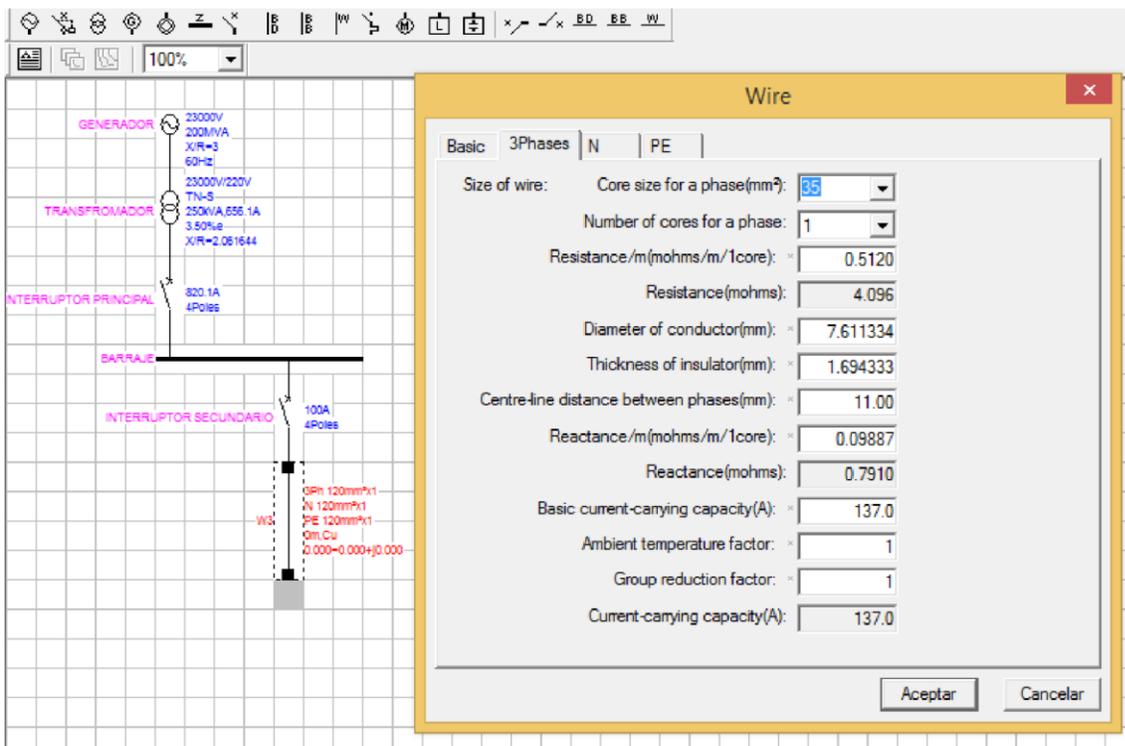
Longitud: Para este ejemplo en particular elegir 8 metros. Este dato siempre tendrá que ser indicado en el diseño y dependerá de la distancia que hay entre el tablero de distribución o centro de carga, y la zona de consumo o cargas (motores, iluminación, etc.).

Corriente de carga por diseño: 100 A



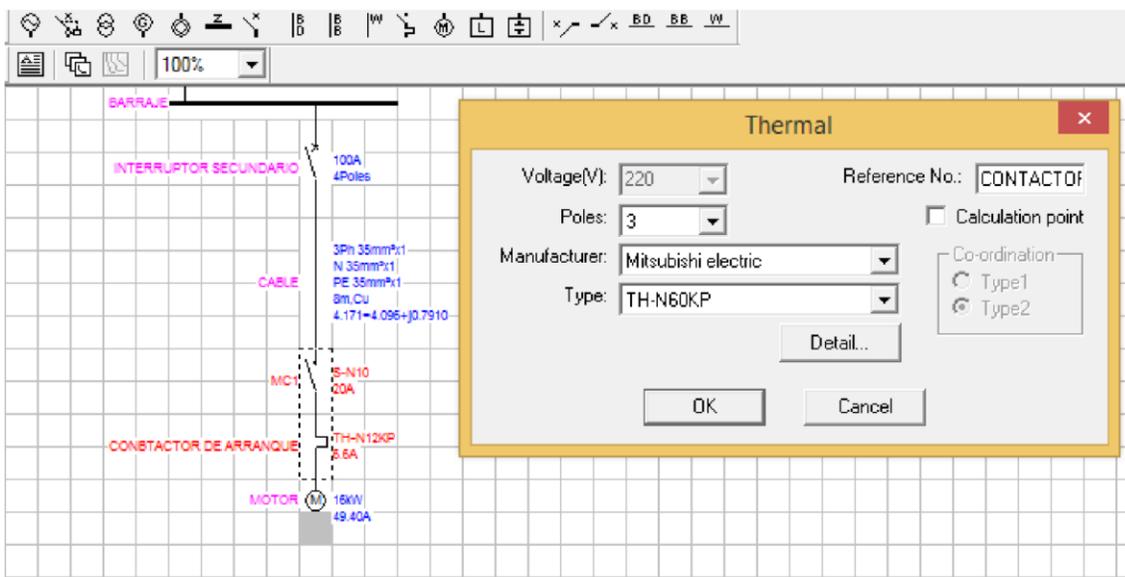
Ventana 3 PHASES

Área de conductor en mm²: Estará en función de la corriente que conducirá, para este ejemplo serán más de 100 A, ya que en todos los casos el conductor deberá tener una capacidad mayor de conducción que la máxima corriente que circulará por el circuito o sistema.



CONTACTOR DE ARRANQUE:

Tipo: Catálogo de productos MITSUBISHI ELECTRIC. Para este ejemplo, por la corriente nominal del motor será el TH-N60KP.



MOTOR:

Voltaje: Dato de placa de características del motor (220 Volts).

Capacidad en hp: Dato de placa (16 hp, que será la capacidad del motor en este ejemplo y que cumplirá con lo que hemos venido especificando de una corriente nominal de operación de 50 A).

Corriente de arranque: 8 veces. Esta corriente de puede definir mediante unas tablas y/o datos de placa).

Estabilización del motor: 2 segundos

Corriente de inrush o rotor bloqueado: 10 veces. Esta corriente de puede definir mediante unas tablas y/o datos de placa).

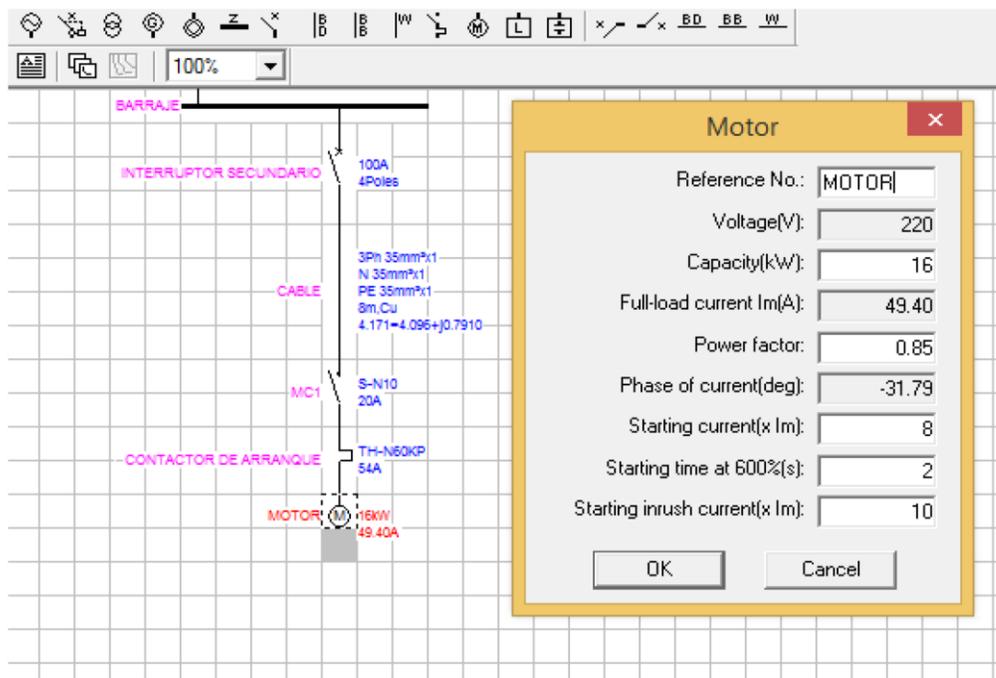
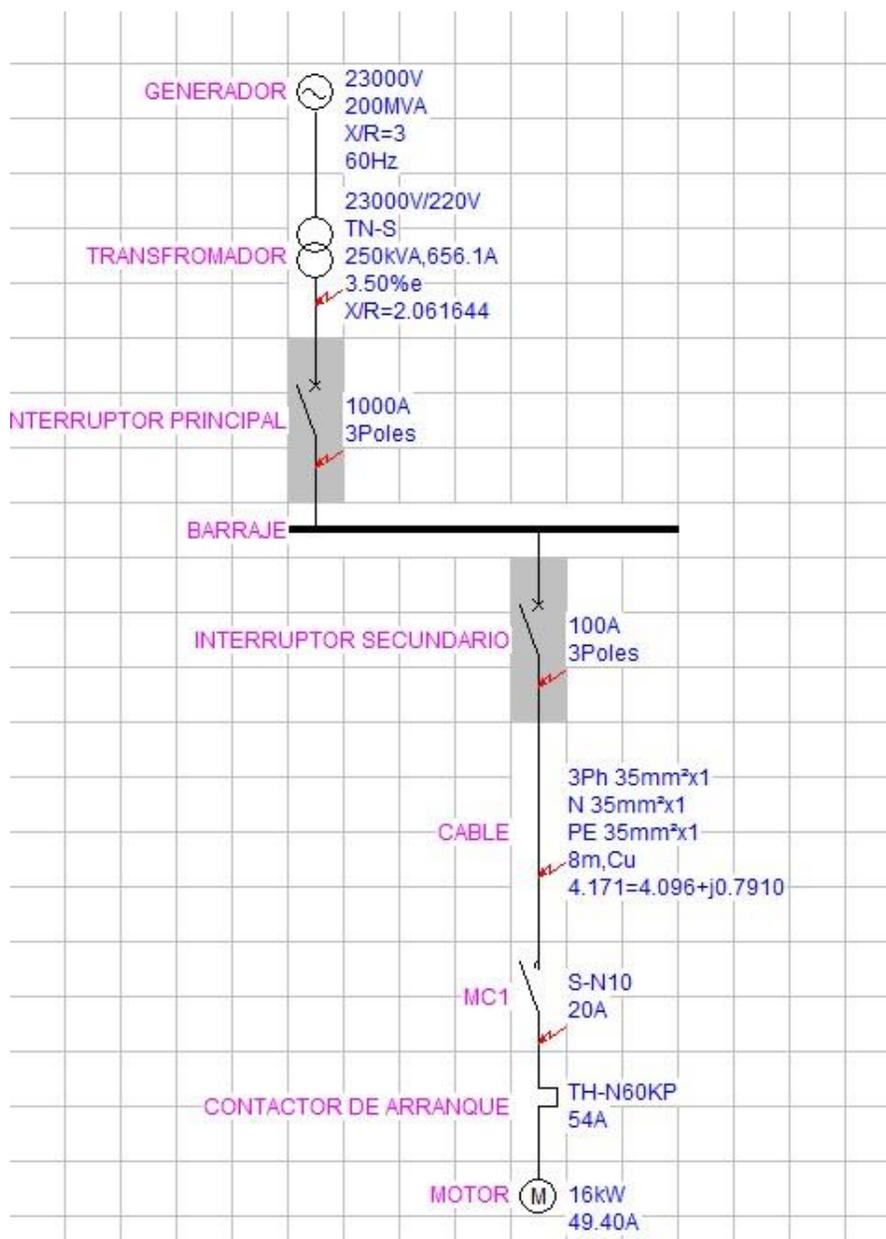
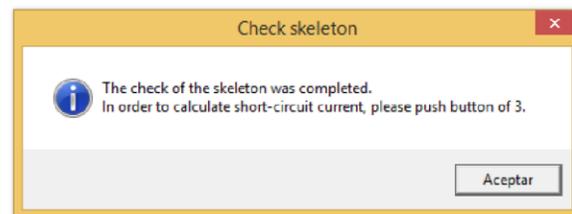
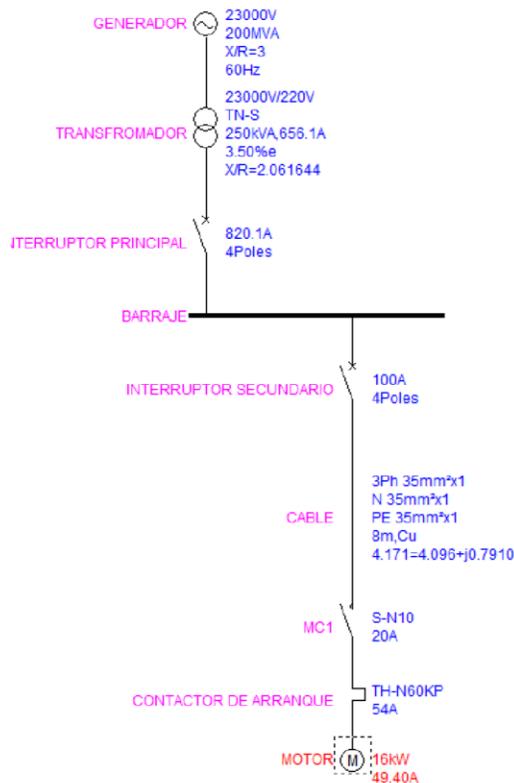


DIAGRAMA UNIFILAR DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA CON SUS RESPECTIVAS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS.

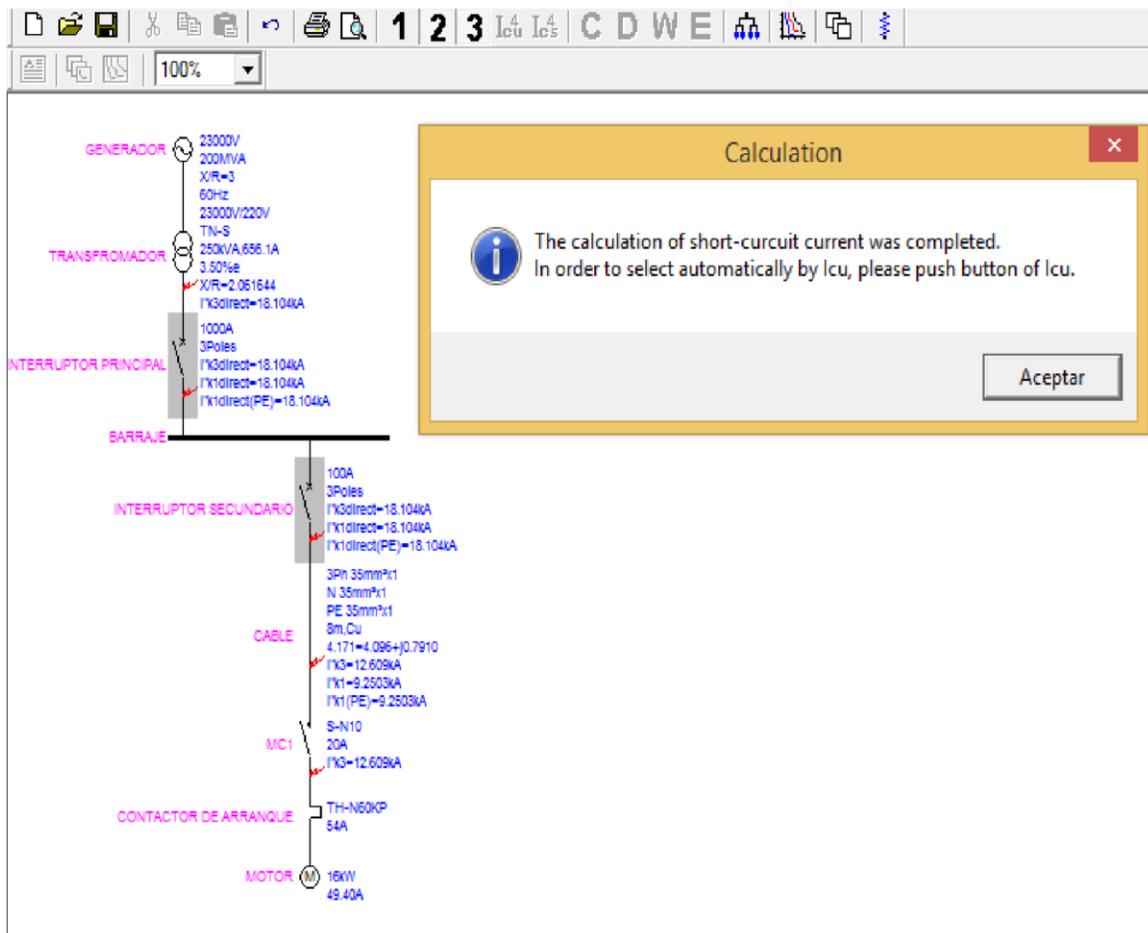


EXPERIMENTO 3 – Calculo de la corriente de corto circuito y coordinación de protecciones.

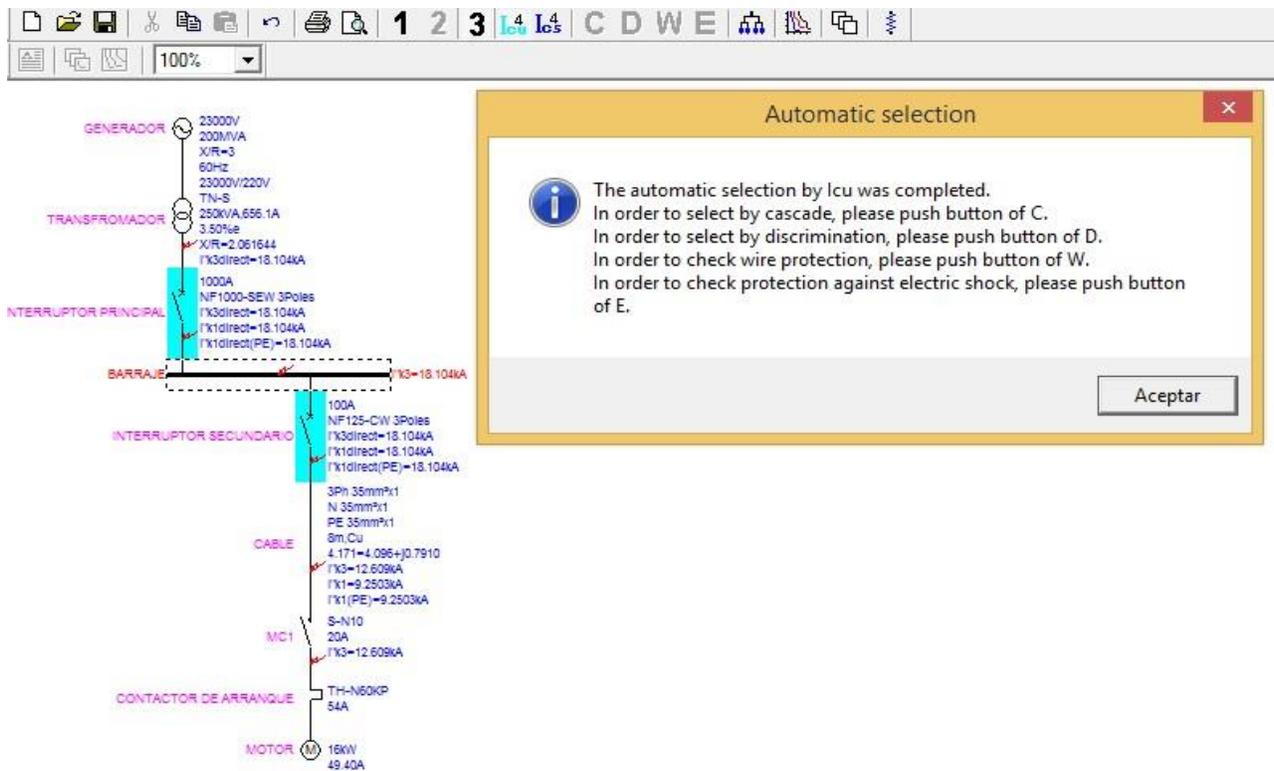
- a) En la barra de herramientas ir al paso 2, donde el software realizará una revisión a las conexiones del diagrama unifilar, y en caso de encontrar algún error nos indicará cuál es y cómo solucionarlo, en caso contrario podremos pasar al paso número 3.



En el paso 3 el software realizará el cálculo de las corrientes de corto circuito.



En el paso Icu lo que hará el software es seleccionar de entre la gama de interruptores de la marca, con una capacidad de ruptura de tal manera que superen a los barrajes donde estarán conectados.

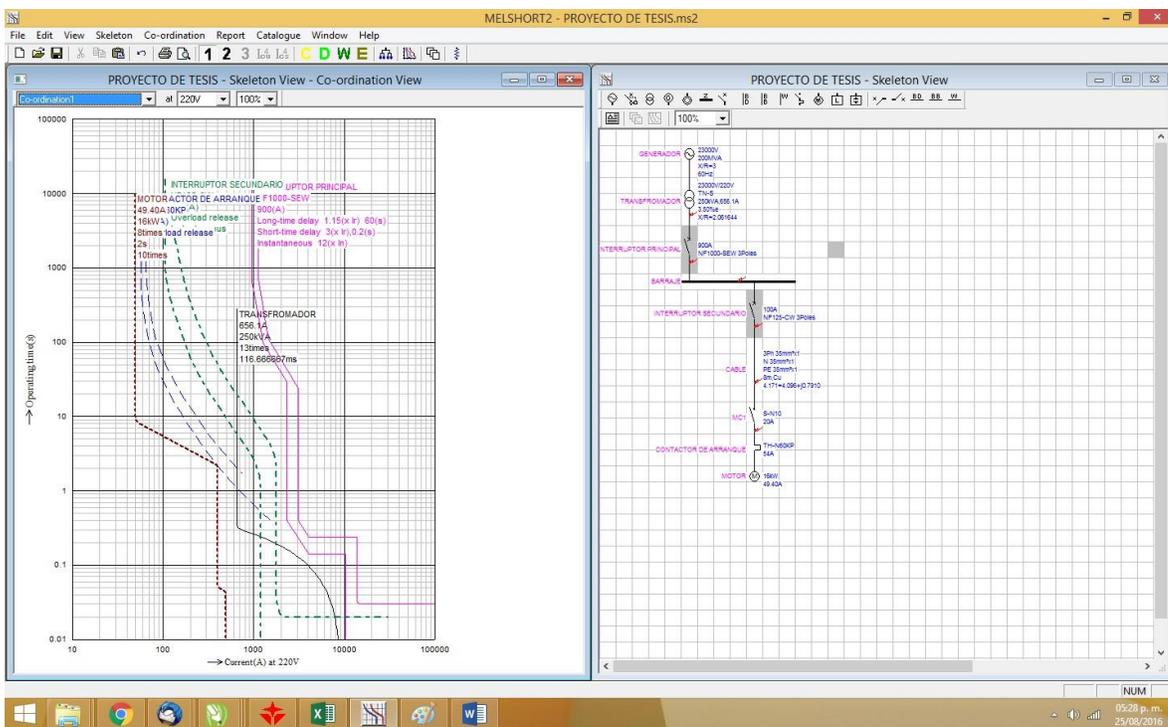
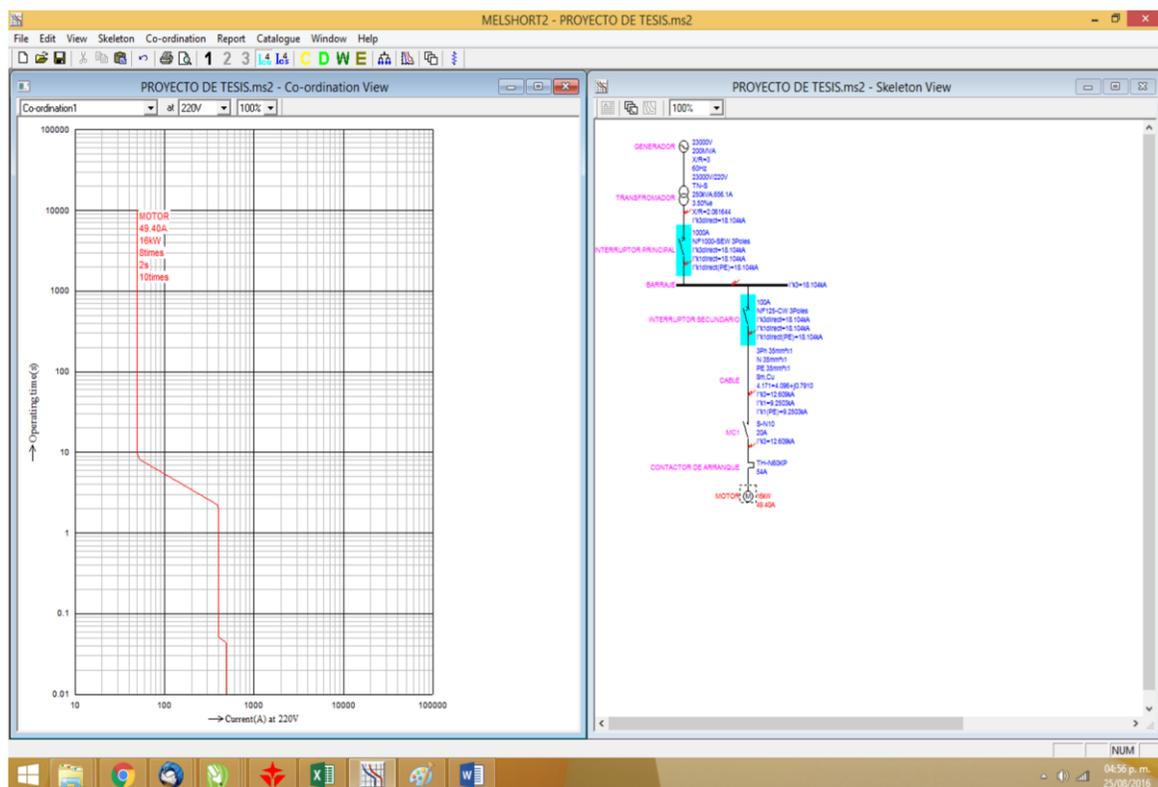


El siguiente paso es crear las curvas características de cada elemento de nuestro sistema y corroborar la coordinación de protecciones.

-Posicionamos el cursor, en el elemento de nuestro sistema que creamos más conveniente con el que comenzaremos a trabajar las curvas de coordinación, y con clic derecho se abrirá una ventana en la cual seleccionamos la opción de crear coordinación.

-Una vez creada la primera curva característica, aplicaremos a todos los elementos restantes la metodología del punto anterior solo que esta vez seleccionaremos la opción de insertar curva.

MOTOR



Nota: Se pueden editar cada una de las curvas características desde lo más general que es la forma de la línea, el color, etc. Así como la sensibilidad de los interruptores y modificar las características de los mismos, mejorando la coordinación.

-Una vez que se ha compilado el software, calculado las corrientes de corto circuito y obtenido las gráficas de las curvas características de cada componente, este también nos proporciona un informe detallado por escrito.

RefNo.	Voltage	Phase	Capacity	X/R	Resistance R	Reactance X	Impedance Z
GENERADOR	23000V	3Phases	200MVA	3	0.1531% 836.4mohms	0.4743% 2509mohms	0.5000% 2645mohms

[High-voltage circuit breaker]
No data

[Transformer]

RefNo.	Primary voltage	Secondary voltage	Phase / Earthing system	Capacity	Rated Current	X/R	Resistance R	Reactance X	Impedance Z	Peak value of rush current	Damping time constant	Short-circuit current I _{k3} direct
ANSFROMADU	23000V	220V	3Phases TN-S	250kVA	656.1A	2.061644	1.527% 6.110% 2.957mohms	3.149% 12.60% 6.097mohms	3.50% 14.00% 6.77mohms	13times 8528Ams	7cycles 114.666667ms	18.104kA

[Generator]
No data

[Motor effect]
No data

[Zero conductor]

RefNo.	Operational voltage	Phase	Short-circuit current I _{k3}
BARRAJE	220V	3Phases	18.104kA

[Bus-duct]
No data

[Bus-bar]
No data

[Wires]

RefNo.	Operational voltage	Wire system	Material / Insulation / Ambient temp.	Core construction	Installation / Number of circuit	Load current I _B / Voltage drop	Length	Core size(mm ²) / n/Number	Current-carrying capacity I _a	Centre-line distance a	Resistance R	Reactance X	Impedance Z	Short-circuit current I _{k3} Force
CABLE	220V	3Phases	Cu PVC70deg. 30deg.	Single-Core	Method F 1	100A 0.3223%	8m	35x1	137.0A	11.00mm	0.5120mohms/m 4.096mohms 8.467%	0.09887mohms/m 0.7910mohms 1.634%	0.5214mohms/m 4.171mohms 8.619%	12.609kA 18.50kApeak 471.67A 0.4813kg/mm
										11.00mm	0.5120mohms/m 4.096mohms 0.000%	0.09887mohms/m 0.7910mohms 0.000%	0.5214mohms/m 4.171mohms 0.000%	
										11.00mm	0.5120mohms/m 4.096mohms 0.000%	0.09887mohms/m 0.7910mohms 0.000%	0.5214mohms/m 4.171mohms 0.000%	

[Low-voltage circuit breaker]

RefNo.	Operational voltage	Manu- facturer	Kind	Type of breakers	Pole	Rated current or Current setting	Long- time delay	Short- time delay	Instan- taneous	Ics	Icu or Icn	Icu-back	Back up breaker	ON or OFF	Short- circuit current I _{k3} direct	Selected by
RUPTOR PRIN	220V		MCCB(Electronic)	NF1000-SEW	3	900A	1.15x I _r 60s	3x I _r 0.2s	12x I _n	63.00kA	125.0kA	-	-	ON	18.104kA	Ics
IUPTOR SECUN	220V		MCCB(Fix)	NF125-CW	3	100A	Fixed -	-	A	15.00kA	30.00kA	-	-	ON	18.104kA	Ics

[Contactor + Thermal relay]

RefNo.	Operational voltage	Pole	Type of contactor	Conventional free air thermal current I _{th}	RefNo.	Type of thermal relay	Heater designation	Current setting	Short-circuit current I _{k3}
MC1	220V	3	S-N10	20A	CONTACTOR	TH-N60KP	34A	Fixed	-

[Motor]

RefNo.	Operational voltage	Phase	Capacity	Full load current I _m	Power factor	Phase of current	Starting current	Starting time	Starting inrush current
MOTOR	220V	3Phases	16kW	49.40A	0.85	-31.79deg	8 x I _m 395.2A	2s	10 x I _m 494.0A

[General load]

No data

[Capacitor]

No data

CUESTIONARIO FINAL

- 1.- Dibuje el símbolo eléctrico de un Generador, un Transformador, un Interruptor Termomagnético y un Motor.
- 2.- ¿Qué es una curva característica?
- 3.- ¿Qué función tiene una curva de características en la coordinación de protecciones?
- 4.- Dibuje un ejemplo de una curva característica.
- 5.- Calcule la corriente de corto circuito para un transformador con las siguientes características.
Capacidad= 300 KVA
Tensión Primaria= 23,000 Volts
Tensión Secundaria= 220 Volts
- 6.- Calcule la capacidad del interruptor para una carga de 150 A, utilizando la analogía de sobredimensionar los conductores en un 80%.

CONCLUSIONES

PRÁCTICA 4: TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

OBJETIVOS.

Al término de la práctica el alumno

- a) Determinará la polaridad de los transformadores de corriente (GOLPE INDUCTIVO).
- b) Determinará la curva característica del transformador de corriente.
- c) Conectará y aprenderá a utilizar los transformadores de corriente en sistemas de 3 hilos.
- d) Determinará las características de un transformador de voltaje.

INTRODUCCIÓN.

Los aparatos de medida y los relés de protección no pueden soportar, por lo general, ni elevadas tensiones ni elevadas corrientes, ya que de lo contrario se encarecería su construcción. Por otra parte, es conveniente evitar la presencia de elevadas tensiones en aquellos dispositivos que van a estar al alcance de las personas.

Son estas las principales razones para la utilización de los transformadores de instrumento y protección, a través de los cuales se pueden llevar señales de tensión y corriente, de un valor proporcional muy inferior al valor nominal, a los dispositivos de medida y protección.

Como las mediciones y el accionamiento de las protecciones se hallan referidas, en última instancia, a la apreciación de tensión y corriente, se dispone de dos tipos fundamentales.

-TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente (TC), tienen la tarea de convertir grandes valores de corriente a valores pequeños que son fácilmente aplicables para los propósitos de medición. Los transformadores de corriente por su aplicación pueden subdividirse en transformadores de medición y protección, no obstante los transformadores de corriente en ocasiones se diseñan para realizar ambas funciones. Su corriente nominal por secundario puede ser de 1 o 5 Amperios. Este valor es el más usado en la práctica.

Las cargas se conectan en serie con los transformadores de corriente, la cual es una diferencia sustancial con los transformadores de potencial y de potencia.

Otro de los parámetros fundamentales de los transformadores de corriente es su relación nominal de transformación dada por:

$$\eta_{tc} = \frac{I_{1mon}}{I_{2nom}}$$

Su selección puede hacerse (como una primera aproximación) sobre la base de que la corriente máxima esperada por el secundario, en régimen normal sea menor que la corriente nominal del secundario. Es necesario comprobar el comportamiento del transformador de corriente en régimen de cortocircuito para determinar si en esas condiciones los errores no son excesivamente grandes, de modo que no afecten el esquema de protección.

Las normas establecen dos tipos de errores:

- El error de transformación de corriente (E_t).
- El error angular de corriente (EA_1).

-TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de bajo voltaje. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de qué tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

Estos transformadores se construyen para todas las tensiones de circuitos normalizados. Normalmente son de tipo seco

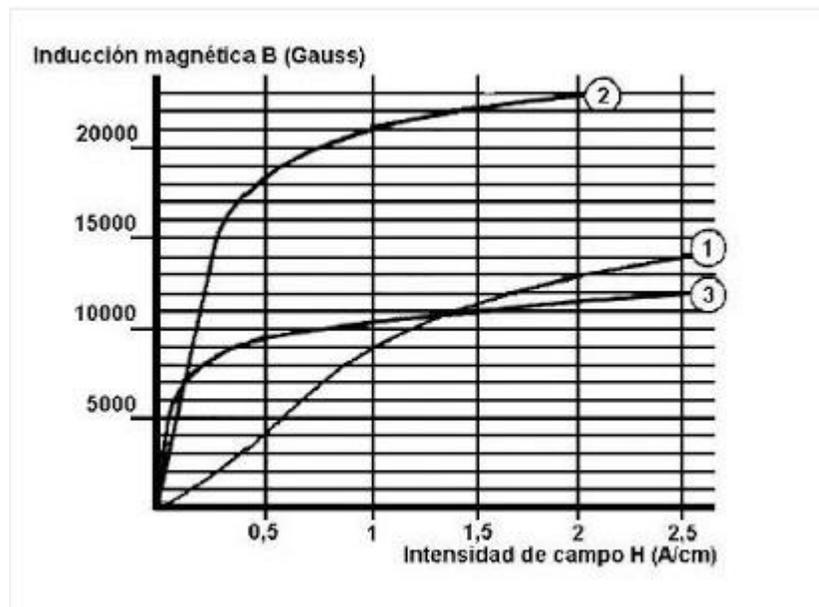
-POLARIDAD DEL TRANSFORMADOR.

La polaridad de un transformador es la característica que describe la dirección relativa de las componentes de voltaje y corrientes de carga en los devanados del transformador. En casi todos los transformadores hay alguna forma de marca, suministrado por el fabricante, para indicar estas propiedades direccionales. Estas marcas se conocen como marcas de polaridad. Cuando existe duda de las marcas de polaridad del transformador puede verificarse con una prueba sencilla, que solo requiere mediciones de voltaje con el transformador sin carga. En esta prueba de polaridad, aplica el voltaje nominal a un devanado, generalmente al que resulte más conveniente para la fuente de voltaje disponible. Se establece una conexión eléctrica entre un terminal de un devanado y del otro. Por lo general las terminales se conectan físicamente más próximas de cada devanado. Enseguida se mide el voltaje entre las terminales restantes, una de cada devanado. Si este voltaje medido es mayor que el voltaje de prueba de entrada, a la polaridad se le llama aditiva y si es menor, se le llama sustractiva.

-CURVA DE SATURACIÓN.

Los transformadores de intensidad tanto de medida como de protección, se construyen con núcleos de chapa magnética de gran permeabilidad. Cabe diferenciar que cuando un núcleo va destinado para un transformador de medida se utiliza una chapa de rápida saturación, mientras que si va destinado a protección, la chapa a utilizar será de saturación débil o lenta.

Veamos las siguientes curvas de saturación:



4.1 Curva de saturación de un transformador de corriente

- 1.-Chapa con alto porcentaje de silicio
- 2.-Chapa de aleación ferromagnética a base de níquel (30% al 70%) de gran permeabilidad magnética y débil poder de saturación.
- 3.-Ídem interior pero con gran poder de saturación.

Con esta distinción de núcleos se garantiza, cuando se utiliza una chapa de gran permeabilidad y de rápida saturación en los transformadores para medida, una buena precisión para corrientes primaria nominal, mientras que las sobre intensidades y corto circuitos no se transfieren al secundario gracias a la rápida saturación de la chapa.

Por otra parte, cuando se elige una chapa con gran permeabilidad y saturación débil para transformadores de protección, se garantiza el mantenimiento de la relación de transformación para valores de intensidad primaria varias veces superior a la nominal, con lo que en el secundario se pueden obtener valores proporcionales a las corrientes de sobrecarga y cortocircuito aptos para poder accionar los dispositivos de protección.

Con estos razonamientos en la elección del tipo de chapa para los núcleos se puede comprender que se instalen núcleos separados cuando se desea tener en un mismo transformador un devanado secundario para medida y otro para protección.

La representación del fenómeno de saturación de un transformador es imprescindible en los estudios electromagnéticos, principalmente porque debe presentar con exactitud la sobrecitación del transformador durante su energización, además de ser fundamental para estudiar casos de ferorresonancia. En general durante las pruebas de vacío que se aplican al transformador, se determina la corriente de excitación que circula por el núcleo ferromagnético una determinada tensión. Sin embargo cuando no existen datos del fabricante con la curva de saturación, o las compañías eléctricas no tienen el equipo necesario para realizar este tipo de pruebas, es necesario utilizar otras alternativas.

CUESTIONARIO PREVIO.

- 1) ¿Qué son los transformadores de instrumento y para qué sirven?
- 2) ¿Qué es un transformador de corriente?
- 3) Mencione por lo menos tres aplicaciones de los transformadores de corriente.
- 4) ¿Qué es un transformador de potencial?
- 5) Mencione una aplicación de los transformadores de potencial 6) ¿Qué es la polaridad de un transformador?
- 7) ¿Conoce algún método para determinar la polaridad, descríballo brevemente?
- 8) ¿A qué se le llama curva de saturación?
- 9) Mencione algún método para determinar la curva de saturación en los transformadores
- 10) Dibuje las gráficas de saturación.
- 11) ¿Qué es la permeabilidad de los materiales?

MATERIAL.

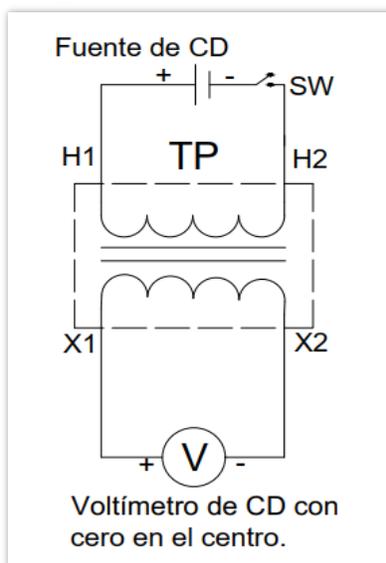
- 1 Transformadores de corriente MGC-1000-030
- 1 Transformadores de potencial JFP-06
- 1 Modulo Voltímetro de CA
- 1 Modulo Amperímetro CA
- 1 Voltímetro de CD con cero en el centro
- 1 Modulo de Fuente de alimentación trifásica serie 8821-22
- 3 Resistencias de 100 ohmios
- 1 Interruptor de navaja 1 polo 1 tiro

DESARROLLO.

¡ATENCIÓN! En esta práctica se manejan altos voltajes, no hacer ninguna conexión cuando la fuente esté energizada y siempre desenergice la fuente después de cada medición.

EXPERIMENTO 1.- Determinación de la polaridad de un transformador de potencial por el método de golpe inductivo.

Arme el circuito de la siguiente figura.



4.2 Circuito para determinar la polaridad de un transformador de potencial, por el método de golpe inductivo.

Primario



Secundario

4.3 Bornes del transformador de potencial P1 y P2 (devanado primario), S1 y S2 (devanado secundario).



4.4 Fuente de alimentación.

Conecte el borne P1 del transformador de potencial a la terminal N de la fuente de alimentación.

Conecte el borne P2 del transformador de potencial a una de las terminales del interruptor de navaja y la otra terminal del interruptor conéctela a la terminal 8 de la fuente de alimentación.

Conecte los bornes S1 y S2 del transformador de potencial a las terminales del Voltímetro de CD.

Aplice 24 Volts de corriente directa sobre el devanado primario; de esta manera se obtendrá una deflexión en la aguja del Voltímetro conectado en el devanado secundario.

En forma alterna abra y cierre SW, se observará una deflexión proveniente de la descarga inductiva.

- a) Si al cerrar el interruptor el voltímetro marca dentro de la escala (+), significa que le fue aplicado en su borne positivo una corriente cuya polaridad era positiva con relación a su otro borne, esto quiere decir que la terminal del transformador conectada al borne (+) del voltímetro es la correspondiente a la terminal del devanado excitado conectado al borne (+) de la batería (polaridad sustractiva).
- b) Una deflexión en la escala (-) nos indicará que al borne negativo del voltímetro le fue aplicada una corriente (+); luego, la terminal conectada a este borne será la correspondiente a la terminal (+) del devanado excitado (polaridad aditiva)

Anote la polaridad de pulso medido en el amperímetro analógico cuando SW se cierra.

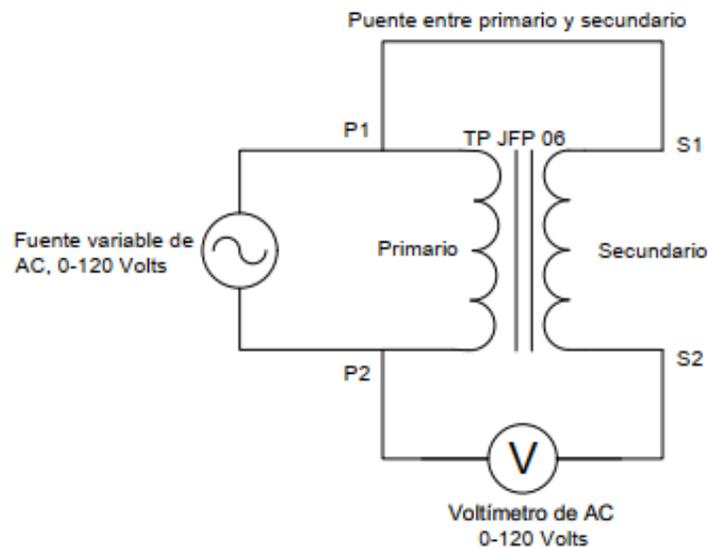
-¿Qué tipo de polaridad presenta?

-Explique su respuesta anterior

EXPERIMENTO 2.- Determinación de la Polaridad con puente entre primario y secundario.

Para determinar la polaridad de un transformador, se coloca un puente entre una terminal del primario y una del secundario, y se coloca un voltímetro entre las otras dos terminales. Se alimenta el bobinado primario con un valor de voltaje V_x .

Arme el circuito de la siguiente figura:



4.5 Circuito para determinar la polaridad de un transformador de potencial, con el método de puente entre primario y secundario.



4.6 Modulo Voltímetro CA

Conecte el borne P1 del transformador de potencial a la terminal N de la fuente de alimentación y el borne P2 a la terminal 4.

Haga un puente entre el borne P1 y S1 del transformador de potencial.

Conecte el borne P2 del transformador de potencial a la terminal roja del voltímetro 1 y el borne S2 del transformador de potencial a la terminal negra del voltímetro 1.

Alimente el circuito con una tensión de 20 Volts y registre la lectura en el voltímetro.

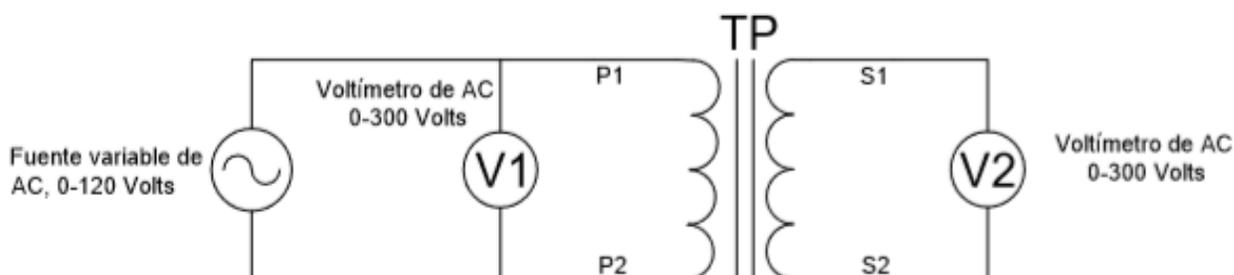
V voltímetro: _____

Si la lectura del Voltímetro es mayor que V_x el transformador tiene una polaridad aditiva, pero si, por el contrario, la lectura del voltímetro es menor que V_x , el transformador tiene una polaridad sustractiva.

Por lo anterior el transformador del circuito tiene una polaridad: _____

EXPERIMENTO 3.- Relación de transformación.

Arme el circuito de la siguiente figura.



4.7 Circuito para determinar la relación de transformación de un transformador de potencial.

Conecte N de la fuente de alimentación a la terminal negra del voltímetro 1, ahora conecte 4 de la fuente de alimentación a la terminal roja del voltímetro 1.

Conecte la terminal negra del voltímetro 1 al borne P1 del transformador de potencial y la terminal roja del voltímetro 1 al borne P2 del transformador de potencial.

Hecho lo anterior, de deberá conectar los bornes del lado secundario del transformador de potencial a un voltímetro 2 de la siguiente forma: S1 con la terminal negra y S2 con la terminal roja.

Para determinar la relación de transformación será necesario aplicar una tensión en el primario e ir registrando las lecturas del voltímetro V2.

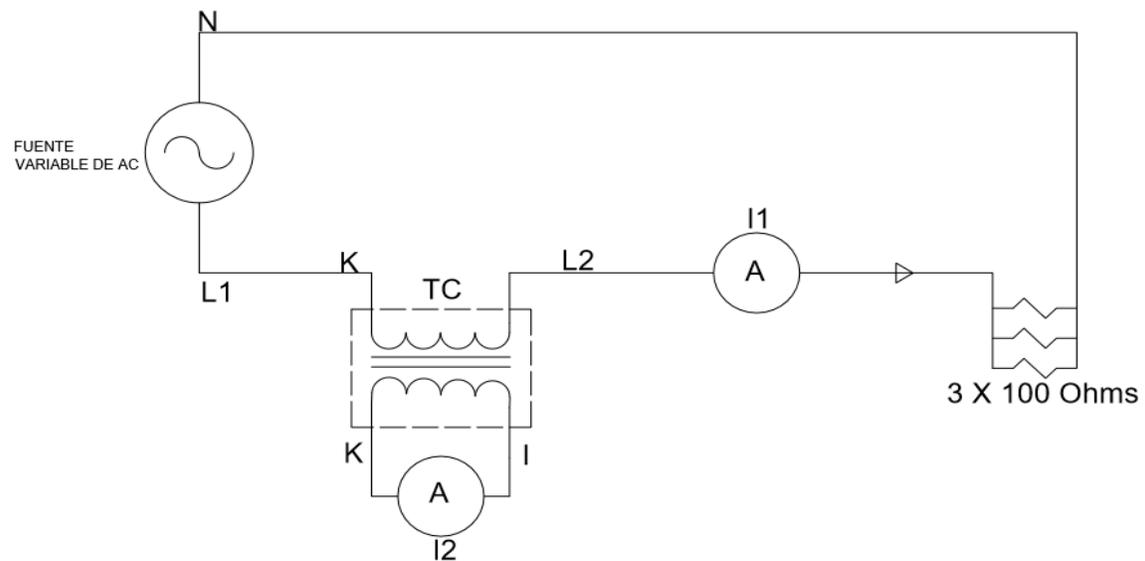
Con el voltímetro V1 registraremos la tensión de entrada la cual se deberá ir variando de 20 volts como se muestra en la siguiente tabla.

LECTURA	PRIMARIO (V1)	SECUNDARIO (V2)	$R = \frac{V1}{V2}$
1	40		
2	60		
3	80		
4	100		
5	120		

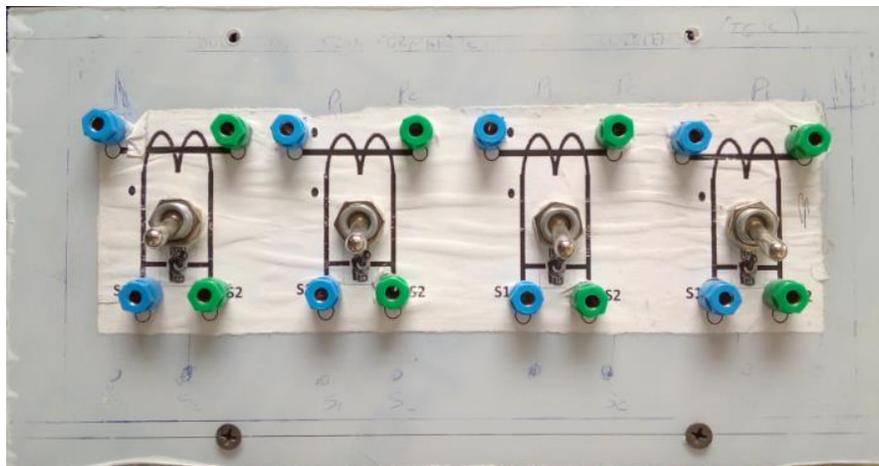
4.7.1 Tabla de registros tensión en el secundario

EXPERIMENTO 4.- Curva característica del transformador de corriente.

Ensamble el circuito de la siguiente figura.



4.8 Circuito para verificar la corriente de un transformador de corriente estándar.



4.9 Modulo Transformador de Corriente MGC-1000-030



4.10 Modulo Amperímetro CA

Conecte P1 del transformador de corriente a 4 de la fuente de alimentación y P2 a la terminal HI del amperímetro 1, ahora la terminal LO del amperímetro 1 al arreglo de resistencias en paralelo, la cual representa una carga.

Conectes S1 y S2 del transformador de corriente a las terminales HI y LO del amperímetro 2 respectivamente. Por último conecte N de la fuente de alimentación al arreglo de resistencias en paralelo.

Ajuste la corriente del primario I1, por medio del voltaje de la fuente variable y con la carga resistiva.

Mida I2 en función de I1 y llene los datos en la Tabla 2.2:

I1 (A)	0.3	0.6	0.9	1.2	1.5	1.8	2.0
I2 (A)							

4.10.1 Registro de las mediciones de I2 en función de I1.

Grafique I1 vs I2.

CUESTIONARIO FINAL

- 1.- De los resultados obtenidos en el experimento 1, dibuje el transformador con su punto de polaridad.
- 2.- Compare los resultados del experimento 1 y 2
- 3.- De acuerdo con los resultados del experimento 3, si aplicamos una tensión de 30 Volts en el lado primario del transformador, que lectura tendríamos en el lado secundario.
- 4.- Grafique en Excel la curva característica del transformador de corriente.
- 5.- Con los valores obtenidos en el experimento 4, calcule la relación de transformación del transformador de corriente.

CONCLUSIONES

PRÁCTICA 5: CONTROL DE ARRANQUE DE MOTORES

OBJETIVOS.

Al término de la práctica el alumno:

- a) Conocerá el motivo y los beneficios del control de arranque de motores.
- b) Estudiar los diferentes procedimientos y dispositivos auxiliares en el arranque de motores.
- c) Definir cuál es la mejor forma para el control de arranque, a través del estudio de sus curvas de voltaje-corriente y tiempos de estabilización.

INTRODUCCIÓN.

El arranque de un motor trifásico es el proceso por el cual se pone en marcha una máquina eléctrica. La principal característica para que el arranque de un motor pueda llevarse a cabo es que el par de arranque debe ser superior al par resistente de la carga.

El par o momento de torsión de arranque, es el par que va a desarrollar el motor para romper sus condiciones iniciales de inercia y pueda comenzar a operar.

Por lo general, las normas de diseño y fabricación de motores eléctricos, establecen que un motor trifásico de inducción, que se alimenta al voltaje y la frecuencia nominal debe soportar durante 15 segundos, sin frenarse y acelerarse bruscamente, un par de arranque igual a 1,6 veces el valor nominal.

Otros datos muy importantes para los motores de inducción, son el par y la corriente que el motor demanda en el momento de arranque (par y corriente de arranque). Es conveniente aclarar la diferencia entre par máximo y par de arranque. Para aplicaciones especiales (aparatos de tracción, elevadores, máquinas con momento de inercia particular, etc), este dato se considera como parte de la especificación. La ejecución de la prueba se hace siempre por la vía directa con el freno.

Durante el proceso de arranque se da una elevación de corriente lo que puede llegar a ocasionar baja en las líneas de suministro las cuales pueden ser notorias en la iluminación principalmente.

Desde un punto de vista teórico se puede justificar la elevación de corriente, puesto que la resistencia de carga es nula en el instante inicial y el desplazamiento sería igual a la unidad, por esto el motor ofrecerá una impedancia muy baja y se considera prácticamente en corto circuito.

Debido a la gran elevación se han implementado diferentes arrancadores que se encargan de manipular el arranque y paro de motores. Cabe señalar que motores de bajas capacidades pueden conectarse directamente a la línea de alimentación. Los arrancadores pueden ser de tipo manual, automático y los más nuevos de estado sólido o arrancadores suaves.

-ARRANCADORES MANUALES.

Los arrancadores manuales son dispositivos que se definen como reguladores, cuya función primordial es la de manipular la puesta en marcha y la aceleración del motor eléctrico.

Los arrancadores manuales de tipo sencillo pueden ser: a plena tensión o a tensión reducida. La implementación de cada uno de estos sistemas depende del trabajo que realizará, así como del motor adecuado para dicho trabajo. Las ventajas que se obtienen al utilizar arrancadores de tipo manual son:

- El operador puede variar el tiempo para que la secuencia de operación se lleve a cabo.

- Los arrancadores de tipo manual son muy sencillo tanto en su fabricación como en su mantenimiento.

- Existen menores averías, puesto que no se emplean relés ni acoplamientos eléctricos.

- Cuando se carece de espacio en la instalación los arrancadores son de menor tamaño.

-Los costos son mucho más bajo a diferencia de los arrancadores automáticos. -
Mantenimiento sencillo.

-ARRANCAODRES AUTOMÀTICOS

Los arrancadores automáticos están directamente relacionados con principios de los arrancadores manuales, están hechos para controlar indirectamente mediante pulsadores de contacto momentáneo.

Cuando se realiza una selección entre los arrancadores de tipo automático y de tipo manual se deben considerar los siguientes factores, así como las ventajas de los arrancadores manuales anteriormente mencionados.

-Los arrancadores automáticos evitan el cansancio del operario en ciclos frecuentes de arranque y parada.

-Se puede controlar a distancia, es decir, que los contactos pueden estar a gran distancia del arrancador y de esta forma proteger al mismo operario de algún accidente.

-Se pueden situar los pulsadores en espacios confinados y debido a sus pequeñas dimensiones se pueden colocar para operar diferentes equipos.

-Limitación de errores humanos por falta de conocimientos durante la puesta en marcha.

Los dispositivos automáticos empleados se clasifican en dos tipos según su funcionamiento: los de bucle abierto y los de bucle cerrado, el de bucle abierto gobierna la potencia de un motor, independientemente del funcionamiento del motor.

Para analizar los arrancadores de motores de inducción polifásicos se deben considerar las distintas clases de los motores de jaula. Los arrancadores automáticos pueden ser tres tipos: los de arranque a plena tensión, arranque a tensión reducida y arranque por devanado parcial.

Los arrancadores de tiempo fijo son muy útiles para los motores de inducción de tipo jaula de ardilla, este tipo de arrancadores es adecuado cuando se implementan motores muy grandes, pero cuando se tiene un flujo de corriente durante el arranque puede llegar afectar a otros equipos, por lo cual requieren de algún método de arranque a tensión reducida.

-ARRANCADORES EN ESTADO SÓLIDO

Este tipo de arrancadores, mediante la electrónica de potencia logran manipular de una manera óptima y más eficaz a diferencia de los anteriores. Son los más modernos utilizados en el arranque de motores de corriente alterna. Existen ciertas

diferencias entre los de tipo convencional y estos de nueva generación, algunas de estas son:

- No utilizan algún tipo de enlace mecánico para realizar cambios de baja a alta potencia.
- No es necesario implementar resistores ni inductores o algún autotransformador.
- El sistema de control de conexiones tanto para el arranque y paro está dado en un circuito de control de baja potencia.
- Mantenimiento mínimo, puesto que no utiliza contactos.

La mayoría de los arrancadores de estado sólido operan durante el arranque del motor, se enfocan en que la corriente del motor dependerá del voltaje y la velocidad, mientras que el par mecánico del motor será proporcional al cuadrado del voltaje.

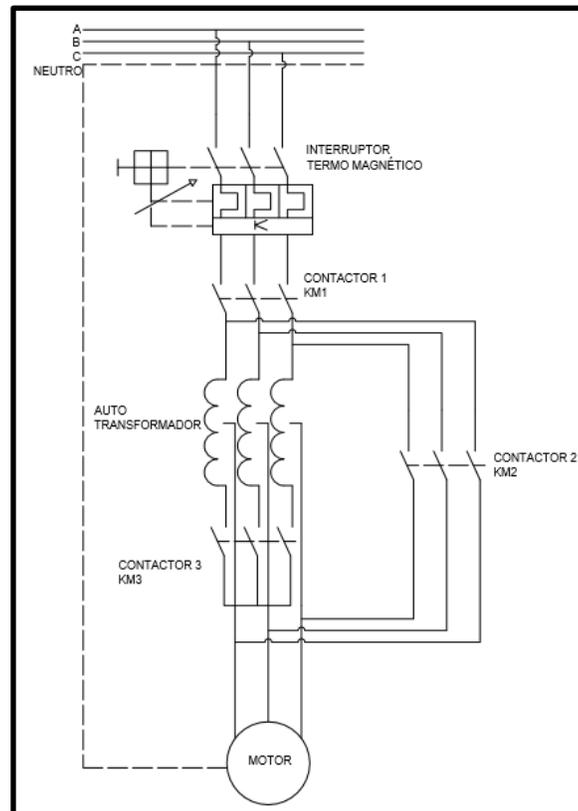
Dentro de este tipo de arrancadores en estado sólido se encuentran el arranque suave, este tipo de arrancadores se encargan de disminuir los picos de corriente durante el arranque de motores eléctricos y el par mecánico de arranque.

Algunas ventajas del uso de los arrancadores suaves pueden ser:

- Evitar paros bruscos (en el caso de bandas transportadoras o en un elevador)
- Menor consumo de energía de las líneas de distribución, puesto que reducen los picos elevados de corriente.
- Mayor vida útil de los elementos mecánicos como puede ser el eje o los acoples del motor.
- Menos esfuerzo en los reductores de velocidad de tipo mecánico, dando una mayor vida útil en cuanto a engranes, gusanos y cojinetes.

-ARRANQUE A VOLTAJE REDUCIDO CON AUTOTRANSFORMADOR

El arranque utilizando un autotransformador trifásico busca disminuir la corriente de arranque con una disminución del voltaje de entrada a los bornes del motor. El autotransformador funciona de dos maneras para reducir la corriente que se toma de las líneas: 1) Reduciendo la corriente de arranque mediante una reducción de voltaje y 2) reduciendo la corriente de arranque debido a la relación de transformación.

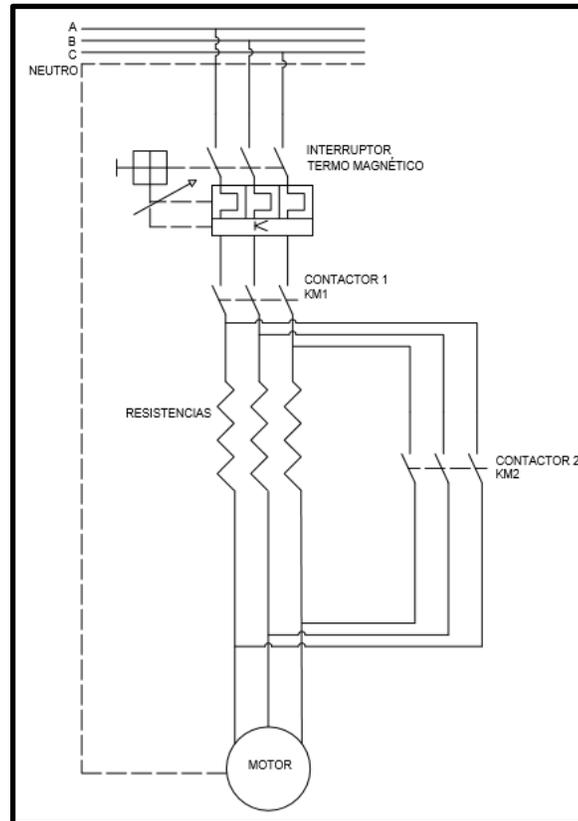


5.1 Arranque a tensión reducida con auto transformador

ARRANQUE A VOLTAJE REDUCIDO CON RESISTOR O REACTOR PRIMARIOS

Si se introduce un resistor o un reactor en serie con cada una de las conexiones del estator en el momento del arranque, estas producirán una caída de tensión que consigue que la tensión del motor sea inferior a la nominal, la gran corriente de arranque produce una reducción inmediata de voltaje entre las terminales del estator como resultado de la caída de tensión en la impedancia exterior de arranque. A medida que acelera el motor, las resistencias se cortocircuitan y el motor queda alimentado a tensión nominal.

El voltaje a través del estator aumenta debido a la reducción de la corriente de línea que conlleva una reducción lineal de la caída de tensión en la impedancia en serie. A sí mismo el par se incrementa con el cuadrado del aumento en tensión.

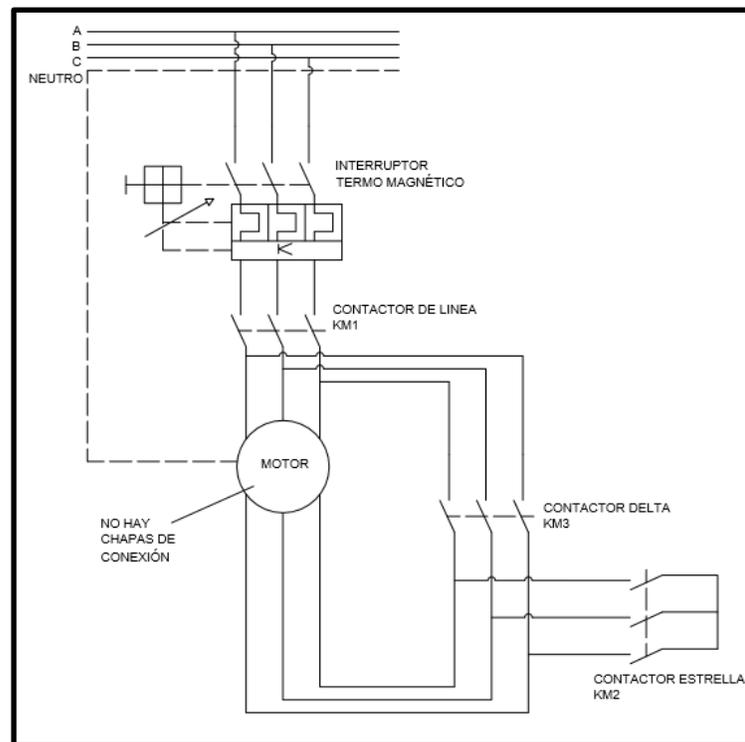
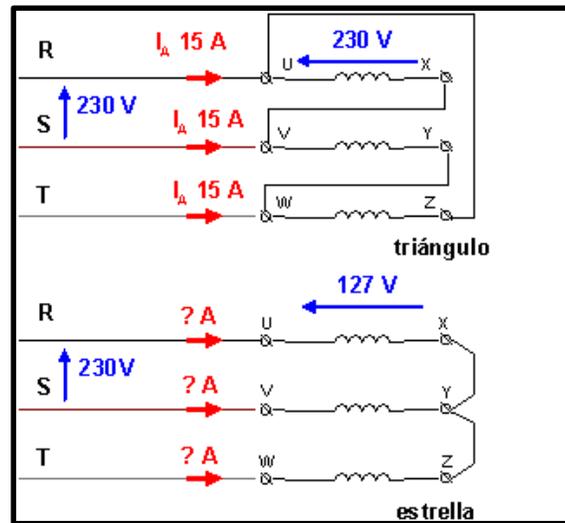


5.2 Arranque a tensión reducida con resistor o reactor primario

ARRANQUE EN ESTRELLA DELTA

Este arranque se basa en conectar el motor en estrella sobre una red donde debe de conectarse en triángulo. De esta forma durante el arranque los devanados del estator están a una tensión de $\sqrt{3}$ veces inferior a la nominal.

Respecto a la corriente de arranque también se reduce un tercio; recuerda “tres impedancias en triángulo consumen el triple de corriente de línea que en estrella, a la misma tensión de red”. La tensión de la red es la misma de arranque el motor en estrella-triángulo o directamente en triángulo, con lo que en estrella:



5.3 Arranque Delta - Estrella

BLOQUEO DE MOTORES DE INDUCCIÓN TRIFÁSICOS

El método usado más frecuentemente para parar un motor es simplemente desconectarlo de las líneas de energía y dejarlo reducir su marcha en forma lenta hasta el reposo. Cuando se desea una parada rápida, se puede usar el bloqueo, que es un sistema de frenado en que las conexiones del estator se invierten mientras corre el motor, lo que invierte la rotación del flujo de manera que el motor está girando en dirección opuesta a la de su campo de flujo. De esta manera se desarrolla una torsión contraria que ejerce una fuerza de retardación en el motor.

Durante la operación de bloqueo la corriente del motor es un poco más alta que la de arranque. La energía transmitida desde la carga al motor no se vuelve a alimentar a la línea de energía, sino que se disipa dentro del motor como pérdida. Cuando se aplica un motor a una carga que se debe bloquear con frecuencia, como sucede con determinadas máquinas, grúas y molinos, se debe tener cuidado en elegir un motor que tenga suficiente capacidad térmica para disipar esas pérdidas. Los contactores deben seleccionarse cuidadosamente debido a las corrientes más altas.

Para bloquear manualmente un motor se puede utilizar cualquier control de arranque de reversa. Suponga que el motor gira en sentido directo. Al oprimir el botón de reversa se suelta el contactor de directa y se cierra el contactor de reversa. Entonces se bloquea el motor. Cuando se para el motor, se puede oprimir el botón de parada haciendo que el motor quede en alto bloqueado. También se puede permitir que el motor acelere en la dirección inversa, por lo que se puede usar el bloqueo para una inversión rápida.

El control de bloqueo se usa con frecuencia para hacer que un motor se pare automáticamente sin acelerarse en la dirección inversa. Entonces se acopla un interruptor de bloqueo en la flecha del motor. El interruptor cierra un circuito de control cuando el motor gira en sentido directo. Después de bloquear el motor, y cuando está apunto de invertir su marcha, el interruptor de bloqueo abre el circuito de control del contactor principal, desconectando al motor de la fuente de energía. Al mismo tiempo también se puede actuar un freno magnético para que retenga al motor en la condición de parado.

CUESTIONARIO PREVIO.

2. ¿Qué es un motor?
3. ¿Qué es el arranque de un motor?
4. ¿Qué es el par o torsión de arranque de un motor?
5. Mencione de qué forma se comporta la corriente y el voltaje en el arranque de un motor en condiciones normales.
6. Dibuje la curva de corriente de arranque de un motor.
7. De algunos ejemplos de arrancadores.
8. Mencione las características de un arrancador manual.
9. Mencione las características de un arrancador automático.
10. ¿Qué es el arranque a tensión reducida?
11. Explique las ventajas de un arranque a tensión reducida.
12. Explique la diferencia entre un arranque a tensión reducida con autotransformador y un arranque con resistencias primarias
- 13.Cuál es la finalidad del bloqueo de motores.
14. Mencione algunas ventajas del bloqueo de motores.

MATERIAL.

- Módulo de Fuente de alimentación trifásica 120/208V Trifásica serie 8821-22.
- Módulo de motor de inducción de jaula de ardilla
- Módulo de motor/generador de cd
- Contactor electromagnético (2)
- Relevador de retraso de tiempo
- Relevador de sobrecargas'
- Módulo Amperímetro CA (8 A)
- Módulo Voltímetro CA (300 V)
- Módulo de Autotransformador con derivaciones
- Módulo de resistencias
- Botón rojo
- Botón negro
- Banda de sincronización
- Juego de cables para conexión
- Ruptor de circuitos
- Volante de inercia
- Tablero de componentes (2)
- Transformador de control (2)
- Lámpara piloto roja
- Lámpara piloto verde
- Interruptor de palanca 3 vías
- Resistencia de alambre, 10 Ω

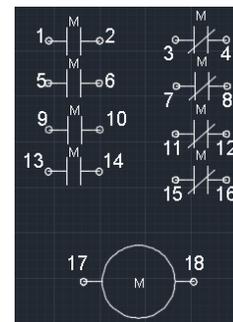
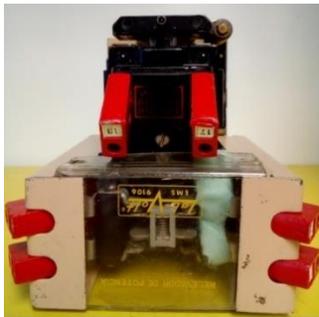
- Interruptor de bloqueo
- Freno electromagnético
- Cierre de combinación mecánica

DESARROLLO.

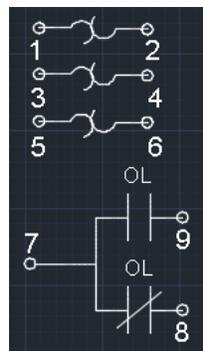
¡ATENCIÓN! En esta práctica se manejan altos voltajes, no hacer ninguna conexión cuando la fuente esté energizada y siempre desenergice la fuente después de cada medición.

EXPERIMENTO 1.- Identificación de los controles.

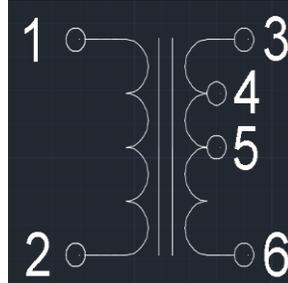
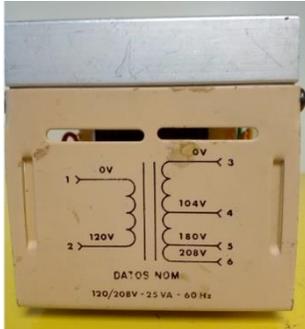
- Contactor electromagnético 9106: Son dispositivos para establecer e interrumpir repetidamente un circuito de energía eléctrica.



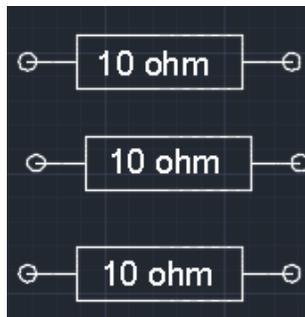
- Relevador de sobrecarga 9109: Es un dispositivo de circuito de control, para proteger a un motor contra cargas excesivamente pesadas.



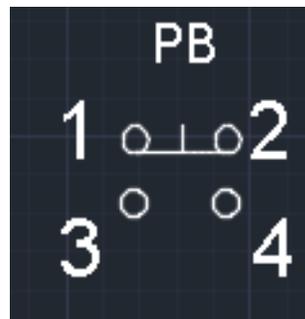
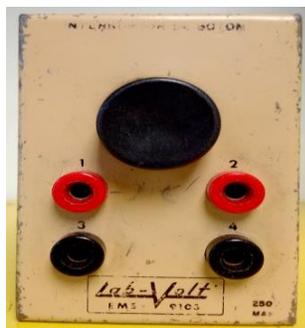
- Autotransformador con derivaciones 9123: Es un transformador de 2 devanados con un primario de 208 Volts, un secundario de 120 Volts. El devanado primario tiene una derivación a 50% de las vueltas y a 86% de las vueltas para usarse en aplicaciones de autotransformador.



- Módulo de resistencias: Se utilizan en los circuitos de control de motores para limitar el flujo de la corriente durante determinados periodos de funcionamiento.



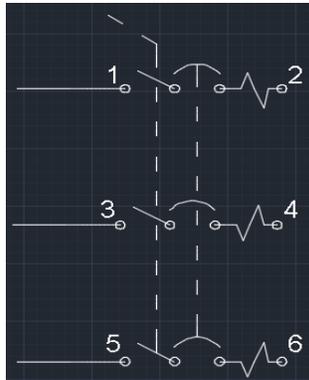
- Botones de presión 9101: Es un interruptor que funciona manualmente para establecer o interrumpir uno o más circuitos de control.



- Lámpara piloto roja y verde 9120 y 9121: Son dispositivos piloto que generalmente se montan cerca o en los botones de conmutación. Sirven para mostrar una condición de funcionamiento específica del motor.



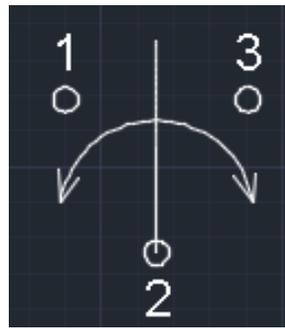
- Ruptor de circuitos 9110: Es un dispositivo diseñado para abrir y cerrar un circuito por medios no automáticos y de abrir automáticamente el circuito a una sobrecarga predeterminada de corriente, sin daño a sí mismo cuando se usa apropiadamente dentro de sus especificaciones.



- Interruptor de palanca de 3 vías 9104: Tiene un contacto de una sola interrupción conectado a un brazo que cuando se cambia de posición interrumpe un circuito normalmente cerrado y lo hace normalmente abierto.



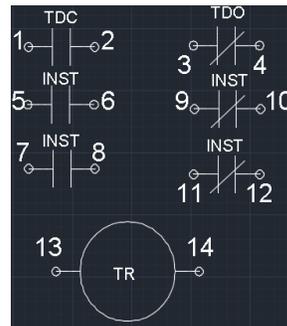
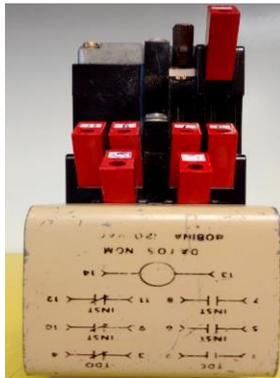
- Interruptor de bloqueo 9113: Es un dispositivo detector, conectado mecánicamente a una flecha de frenado eléctrico.



- Cierre de combinación mecánica 9125: Se utilizan para impedir el cierre simultáneo de dos contactores.

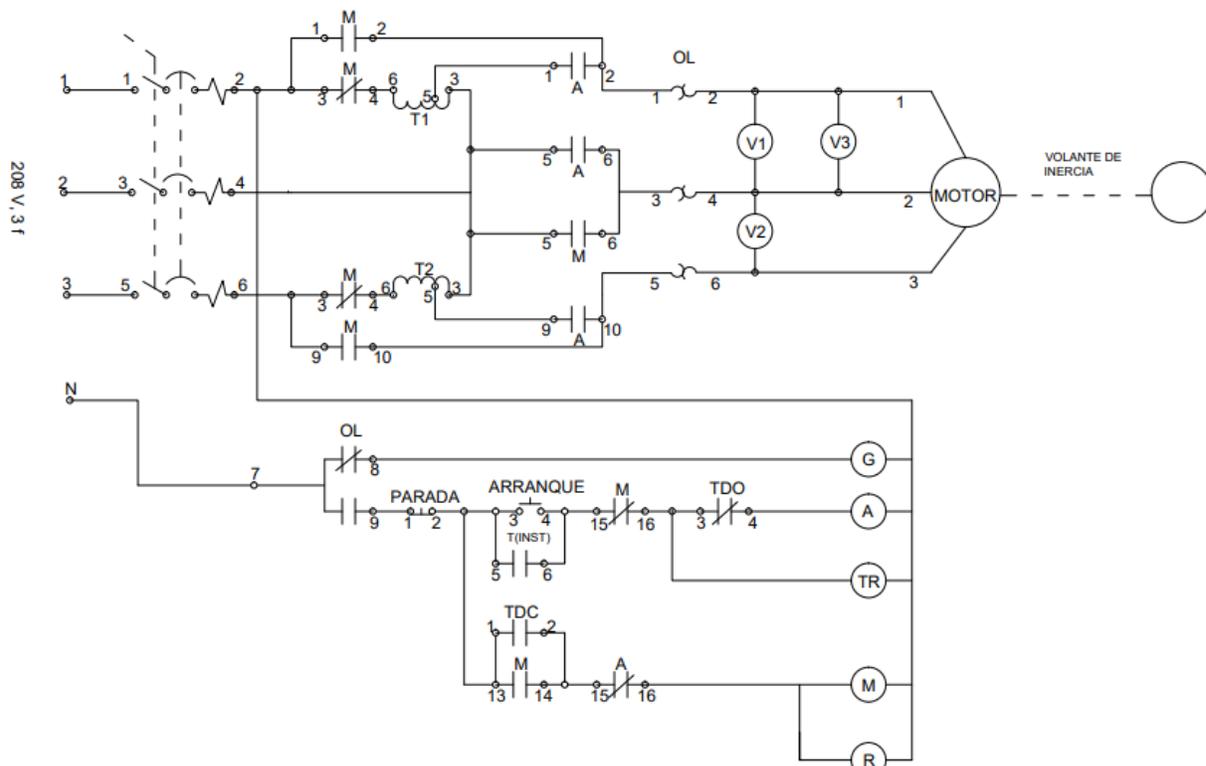


- Relevador de tiempo 9107: Es un dispositivo de circuito de control que suministra una función de conmutación con el paso del tiempo.



EXPERIMENTO 2.- Arranque a voltaje reducido con autotransformador.

1) Conecte el circuito como se muestra a continuación, figura 5.4



5.4 Circuito para arranque a tensión reducida con auto transformador

- 2) Acople el generador de CD al motor de jaula de ardilla con la banda de sincronización y monte el volante de inercia en la flecha del motor jaula de ardilla y apriételo.
- 3) Ajuste los interruptores en el módulo de resistencias para una carga de generador de 120Ω y ajuste el retraso a 10 segundos.
- 4) Conecte juntas las tres terminales del motor jaula de ardilla (4,5 y 6).
- 5) Cierre el interruptor de desconexión y encienda la fuente de alimentación.
- 6) Oprima el botón de arranque y observe el comportamiento del motor.
- 7) Oprima el botón de parada y espere a que el motor se encuentre totalmente detenido. Repita varias veces los pasos 6 y 7 y anote los voltajes de arranques indicados en módulo de voltímetro identificados como V1, V2 y V3.

$E_{1\text{arrnaque}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{VCA}$

$E_{2\text{arrnaque}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{VCA}$

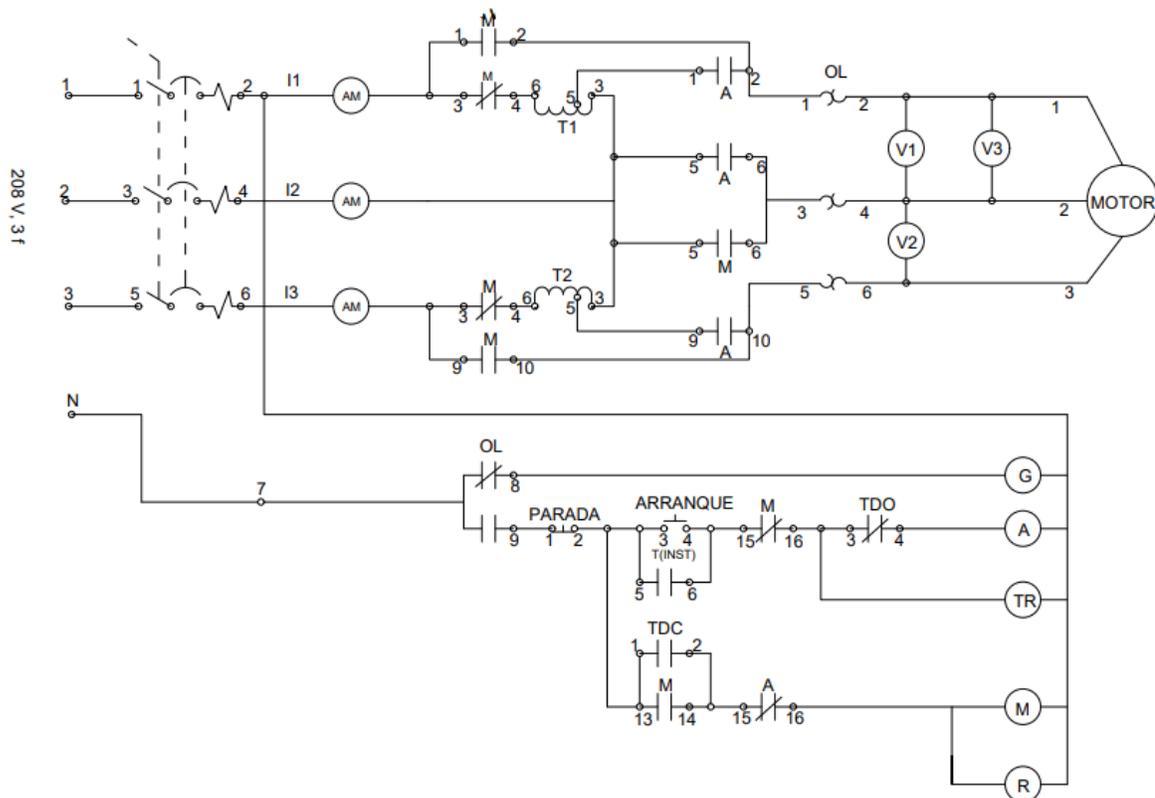
$E_{3\text{arrnaque}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{VCA}$

- 8) Apague la fuente y abra el interruptor. Calcule el valor promedio de voltaje de arranque con autotransformador bajo carga.

$E_{\text{prom}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{VCA}$

- 9) Inserte el módulo de amperímetro CA, en un tango de 8 A, en serie con cada una de las líneas de entrada como se muestra en la figura 5.5. Sin desacoplar el generador de CD ni el volante de inercia.
- 10) Cierre el interruptor y encienda la fuente de alimentación.
- 11) Oprima el botón de arranque mientras observa las tres corrientes de línea. Observe que las tres alcanzan máximo en el instante de arranque y luego disminuyen gradualmente conforme el motor acelera bajo carga.
- 12) Oprima el botón de parada y espere a que el motor se encuentre totalmente detenido. Repita 11 y 12 varias veces mientras observa las corrientes de línea y anote las corrientes máximas de arranque indicadas en el módulo de amperímetro, identificadas como I1, I2 y I3.

NOTA: La corriente de arranque de la línea 2 debe ser más alta que las otras dos líneas debido a la conexión desbalanceada del transformador de Delta abierta.



5.5 Circuito para arranque a tensión reducida con auto transformador y módulo de amperímetro.

$I_{1\text{arranque}} = \underline{\hspace{2cm}}$ ACA

$I_{2\text{arranque}} = \underline{\hspace{2cm}}$ ACA

$I_{3\text{arranque}} = \underline{\hspace{2cm}}$ ACA

13) Promedie las tres corrientes máximas de arranque para el arranque con autotransformador.

$I_{\text{prom}} = \underline{\hspace{2cm}}$ ACA

14) Repita lo anterior con retraso cero y anote las máximas corrientes de arranque.

$I_{1\text{arranque}} = \underline{\hspace{2cm}}$ ACA

$I_{2\text{arranque}} = \underline{\hspace{2cm}}$ ACA

$I_{3\text{arranque}} = \underline{\hspace{2cm}}$ ACA

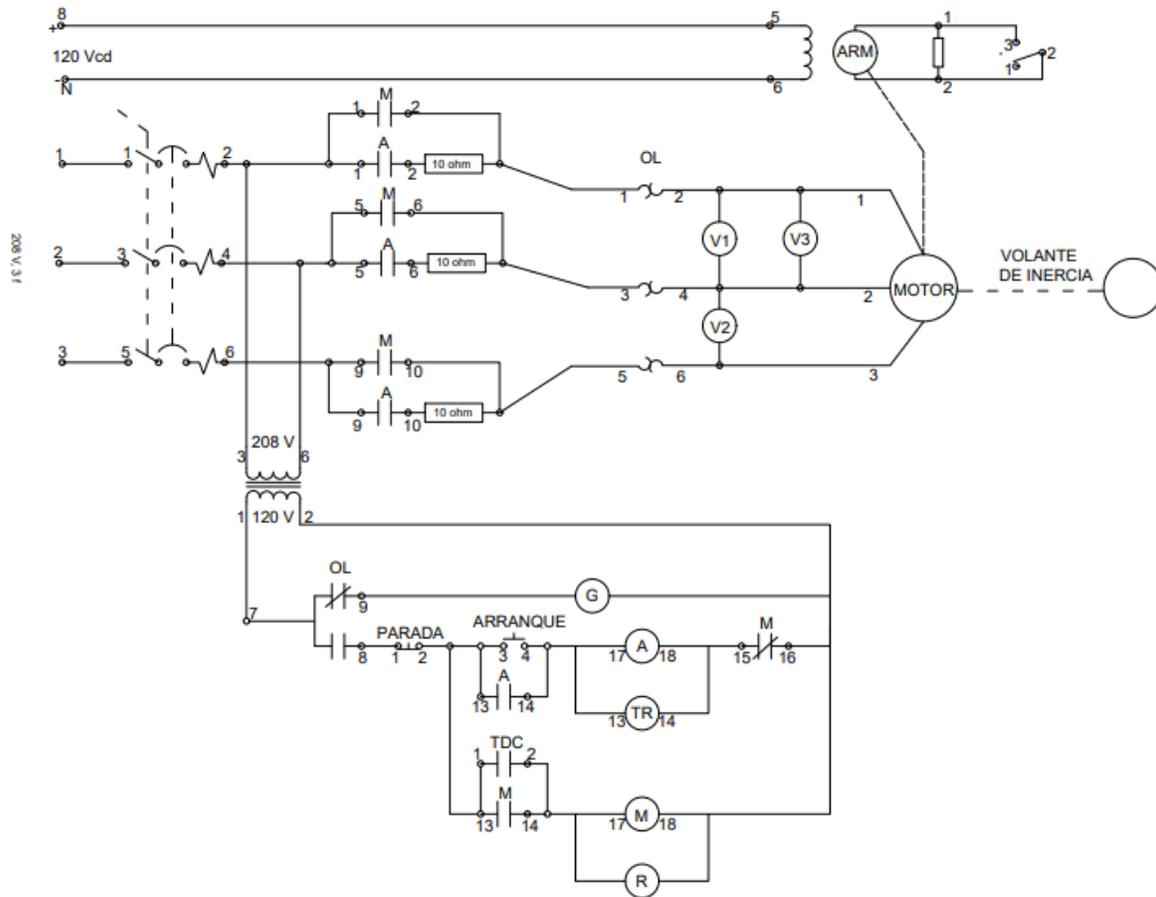
15) Promedie las corrientes máximas de arranque a través de la línea.

$I_{prom} = \underline{\hspace{2cm}}$ ACA

- 16) Calcule, en porcentaje, la reducción de la corriente de arranque cuando se usa el arranque con autotransformador.

EXPERIMENTO 3.- Arranque con resistor primario.

- 1) Conecte el circuito de la siguiente figura 5.6.
- 2) Acople el generador de CD al motor jaula de ardilla con la banda de sincronización y monte el volante de inercia en la flecha del motor jaula de ardilla y apriételo.
- 3) Conecte juntas las tres terminales del motor jaula de ardilla (4,5 y 6).
- 4) Ajuste los interruptores en el módulo de resistencias para una carga de generador de 120Ω y ajuste el retraso a 10 segundos.
- 5) Abra el interruptor de corto circuito conectado a través de la armadura y ajuste el tiempo de retraso a cero.
- 6) Cierre el interruptor de desconexión y encienda la fuente de alimentación.
- 7) Oprima el botón de arranque y observe el comportamiento del motor.
- 8) Oprima el botón de parada y espere a que el motor se encuentre totalmente detenido. Repita varias veces los pasos 6 y 7 y anote los voltajes de arranques indicados en módulo de voltímetro identificados como V1, V2 y V3.



5.6 Circuito para arranque con resistor primario.

$E_{1\text{arranque}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ VCA}$

$E_{2\text{arranque}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ VCA}$

$E_{3\text{arranque}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ VCA}$

9) Apague la fuente y abra el interruptor. Calcule el valor promedio de voltaje de arranque con autotransformador bajo carga.

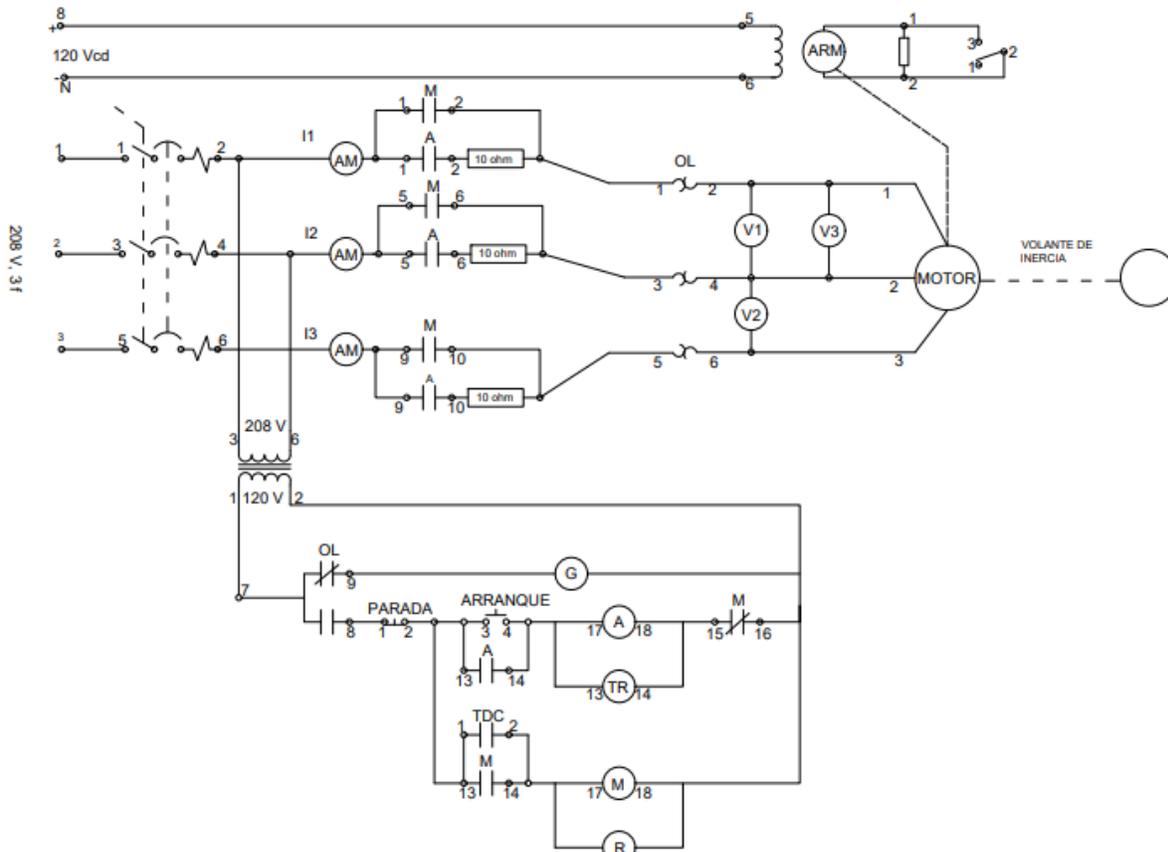
10)

$E_{\text{prom}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ VCA}$

11) Ahora se medirá la torsión de arranque que desarrolla el motor de jaula de ardilla y se determinará la torsión por ampere de línea. Examine el circuito de la figura 5.7 y observe que se eliminaron el generador de CD y el voltaje de inercia y que se insertó un amperímetro en serie con cada una de las líneas de alimentación.

12) Acople el electrodinamómetro al motor de jaula de ardilla con la banda de sincronización y conecte las terminales de entrada a las terminales de 120 VCA de la fuente de alimentación, 1 y N.

- 13) Ajuste el dial de control del dinamómetro a su máxima posición en el sentido de las manecillas del reloj para dar una carga máxima de arranque al motor.
- 14) Ajuste el retraso para 10 segundos, cierre el interruptor de desconexión y encienda la fuente de alimentación.
- 15) Oprima el botón de arranque y mida la torsión de arranque y las tres corrientes de línea.



5.7 Circuito para arranque con resistor primario y módulo de amperímetro.

Torsión de arranque= _____ lbf.plg

$I_{1\text{arranque}}$ = _____ Aca

$I_{2\text{arranque}}$ = _____ Aca

$I_{3\text{arranque}}$ = _____ Aca

- 16) Pare el motor, apague la fuente de alimentación y abra el interruptor de desconexión.
- 17) Calcule la corriente promedio de línea para el arranque con resistencia primaria.

I_{prom} = _____ Aca

- 2) Acople el generador de cd al motor jaula de ardilla con la banda de sincronización y cierre la cara del módulo del generador de cd y apriete firmemente los dos tornillos prisioneros.
- 3) Monte el interruptor de bloqueo en la cara del módulo de cd girando lentamente la flecha del generador hasta que la lengüeta del interruptor de bloque embone en la flecha ranurada del generador de cd. Apriete firmemente los dos tornillos prisioneros.
- 4) Coloque la banda de sincronización entre las dos poleas libres y monte el volante de inercia en la flecha del motor de jaula de ardilla.
- 5) Cierre el interruptor y encienda la fuente. Oprima el botón de arranque y observe el comportamiento del motor.
- 6) Oprima el botón de parada y mida el tiempo que le toma al motor pararse.

Tiempo de parada: _____ min.

- 7) Oprima nuevamente el botón de arranque mientras observa las corrientes de línea. Estas deben ser máximas cuando el motor arranca y luego deben disminuir gradualmente conforme acelera el motor. Anote las corrientes indicadas por I1, I2 e I3.

I1arranque _____ Aca

I2arranque _____ Aca

I3arranque _____ Aca

- 8) Oprima el botón de bloqueo-parada y mida el tiempo que ahora requiere el motor para pararse.

Tiempo de parada, bloqueo: _____ s

- 9) Repita 7 y 8 mientras observa las corrientes de línea, registre la corriente inicial de bloqueo registradas por I1, I2 e I3 y describa lo que sucede con ellas.

I1bloqueo _____ Aca

I2bloqueo _____ Aca

I3bloqueo _____ Aca

PREGUNTAS DE EVALUACIÓN

- 1.- ¿Cuáles son los beneficios del control de arranque de los motores?
- 2.- Menciona 3 características de los arrancadores de tipo manual.
- 3.- Menciona 3 características de los arrancadores de tipo automático.
- 4.- Menciona 3 características de los arrancadores de estado sólido.
- 5.- ¿En qué consiste el arranque a tensión reducida con autotransformador?
- 6.- ¿Cuál es la diferencia entre el arranque con resistencias primarias y el arranque con autotransformador?
- 7.- ¿En cuál de los dos tipos de arranque se desarrolla una fuerza de torsión mayor?
- 8.- De acuerdo con las respuestas anteriores, ¿Cuál es el tipo de arranque más eficiente?
- 6.- Dibuje el circuito de un arranque Delta-Estrella y mencione la secuencia.

CONCLUSIONES.

CAPITULO 4 PROPUESTA DE EQUIPOS PARA EL DESARROLLO DE LAS PRÁCTICAS

Para la práctica 1 en el experimento 2 “Medición de la Relación de Transformación con TTR” se recomienda el siguiente equipo de prueba.

Biddle 550005 TTR Transformer Turns Ratio Test Set. Monofásico, manivela. 0-1



Los Biddle TTR miden la relación de vueltas y la corriente de excitación de los devanados en transformadores de distribución, potencial y corriente. Las desviaciones en las lecturas de la relación de espiras indican problemas en uno o ambos devanados o en el circuito del núcleo magnético.

Los conjuntos de prueba TTR ayudan a identificar:

- Bobinas en cortocircuito
- Circuitos abiertos • Conexiones incorrectas
- Fallos internos o defectos del cambiador de tomas en reguladores de paso, así como en transformadores.

Los modelos monofásicos se utilizan principalmente para probar transformadores monofásicos de potencia y distribución, para lecturas de baja relación de hasta 129.99: 1 o hasta 329.99: 1 con un transformador auxiliar. También se pueden usar para probar transformadores trifásicos conectando y probando cada fase por separado.

Para la práctica 1 en el experimento 4 “Determinación de la tensión de ruptura dieléctrica del aceite aislante” se recomienda el siguiente equipo de prueba.

Hipotronics OC60E-A Probador de Líquido Dieléctrico de 60Kv.



Los líquidos dieléctricos son ampliamente usados en una amplia variedad de aparatos eléctricos, como transformadores, grúas, motores, Etc. Este es un aparato con una interface de usuario amigable, completamente digital, capaz de probar con voltajes de hasta 60 KV de corriente alterna (AC). Este producto es seguro y fácil de usar, es un aparato robusto, el cual le dará años de uso confiable en el campo o en el laboratorio.

El OC60E-A ofrece la habilidad de usar estándares mundiales pre programado en modo básico, o crear sus propias pruebas usando el modo "custom". Se ofrecen celdas de prueba para estándares ASTM D877, ASTM D1816 and IEC 156.

La exactitud del voltaje de ruptura es del $\pm 2\%$ de la escala completa. La velocidad de detección del voltaje de ruptura es tan solo de $4\mu\text{s}$.

- Realiza pruebas de 0-60 KV.
- Resolución: 0.1 KV.
- Con copa para la colocación de aceite, de fácil desmontaje para limpieza.
- Capacidad de la copa de aceite 400 ml.
- Distancia entre electrodos: 2.5 mm.
- Con protección contra alto voltaje y alta corriente.
- Tensión de alimentación: 127 VAC, 60 Hz.

Para la práctica 1 como equipo de prueba auxiliar en el experimento 3 y el experimento 4 se recomienda lo siguiente.

Cronómetro resistente al agua CLK-150.



Cronómetro digital deportivo con funciones de alarma, reloj y fecha. Utilízalo en competencias deportivas, experimentos, como despertador, durante campamentos, entre otros. Su display de 1,5 pulgadas (3,5 cm) te permite ver fácilmente las lecturas y gracias a su correa para el cuello lo podrás tener al alcance de tu mano en todo momento. Puedes registrar tiempos parciales y también regresar al reloj aún con el cronómetro en funcionamiento. Es resistente al agua por salpicaduras o lluvia. Nota Importante: Ten cuidado, no es sumergible.

Modos: Hora / alarma/ cronómetro

Precisión del cronómetro: 1/100 segundos (Centésima de segundo)

Resistente al agua (salpicaduras y lluvia)

Alimentación: 1,5Vcc (Pila alcalina LR44)

Peso: 46,4 gramos

CAPITULO 5 CONCLUSIONES

Sin duda alguna los sistemas eléctricos son una parte fundamental para el desarrollo industrial de ciudades incluso de países enteros, mantener operando estos sistemas en condiciones óptimas, ha sido un gran reto al que se han enfrentado ingenieros a lo largo de la historia.

Los sistemas eléctricos, debido a su vulnerabilidad, en todo momento se ven sometidos a esfuerzos electromecánicos derivados de situaciones que por razones económicas o técnicas es imposible evitar.

El diseño de un sistema eléctrico deberá de contemplar el hecho de que van a producirse fallas de manera inesperada, por esta razón los sistemas eléctricos de potencia deberán incorporar un sistema de protección que tiene por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas que pueden producirse.

Independientemente del punto en que se produzca la falla, la primera reacción del sistema de protección es la desconectar el circuito en falla para impedir que se propague. Tener conocimiento exacto del funcionamiento de cada elemento que compone al sistema de protección, permitirá a los ingenieros la optimización de los mismos, haciéndolos más eficientes y confiables.

Un buen sistema de protección traerá consigo grandes beneficios, la reducción del índice de falla, continuidad en el suministro de energía eléctrica, reducción en los costos por reparación, hasta la prevención de daños o pérdidas humanas, solo por mencionar algunos.

Como vemos en este trabajo, existe una amplia gama de técnicas y equipos empleados en la protección de los sistemas eléctricos, los cuales han ido mejorando con el paso de los años y con los grandes avances tecnológicos que se han venido dando, sin duda alguna podemos decir que en la actualidad contamos con sistemas eléctricos mucho más seguros y eficientes.

REFERENCIAS.

- Conceptos Básicos de Protecciones Schweitzer Engineering Laboratories SEL 2004.
- Tesis de la Escuela Superior de Ingeniería Eléctrica: Pruebas Principales a un Transformador Para su Puesta en Servicio.
- Universidad Veracruzana, Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica: Diagnóstico de Fallas en Transformadores de Distribución.
- CFE, Reglamento de Seguridad e Higiene Puesta a Tierra.
- Manual FLUKE, Resistencia de Puesta a Tierra.
- Análisis de Contingencias Eléctricas Cap. III Sistema de Puesta a Tierra y Sistema de Prarrayos (Protección Contra Descargas Atmosféricas), Gómez Marcial Daniel.
- Tesis de la Escuela Superior de Ingeniería Eléctrica: Coordinación de Protecciones para un Sistema Eléctrico Industrial.
- Análisis de Contingencias Eléctricas Cap. IV Análisis de Corto Circuito, Gómez Marcial Daniel.
- Manual del Software Melshort de Mitsubishi.
- Tesina del Programa Único de Especializaciones de Ingeniería: Selección y Especificación de Transformadores de Corriente y Potenciales en Instalaciones Eléctricas Industriales.
- IEEE Latin America Transactions, Vol. 2, Jorge Alberto Aguilar Camarena, Modelado y Simulación de Transformadores de Corriente.
- Análisis de Contingencias Eléctricas Cap. II Transformadores de Instrumento, Gómez Marcial Daniel.
- Fundamentos de Protección de Motores, Manual Técnico, Rockwell Automation.
- Universidad Veracruzana, Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica: Manual de Control Para Motores Eléctricos Trifásicos.

FUTUROS TRABAJOS

- Pruebas equipo primario en subestaciones eléctricas.
- Mantenimiento a equipo eléctrico primario en subestaciones eléctricas.
- Monitoreo de transformadores por medio del análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico.
- Coordinación de protecciones en transformadores sumergidos en aceite dieléctrico tipo pedestal.
- La cromatografía de gases y la termografía como dos herramientas poderosas en la detección temprana de fallas.
- Monitoreo de los sistemas eléctricos como principio para un mantenimiento basado en condición.
-