

12
1ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

“DISEÑO CONCEPTUAL DE UN EDITOR DE
REDES ELECTRICAS INDUSTRIALES”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
AREA ELECTRICA -ELECTRONICA
P R E S E N T A N :
RAUL LBARRIOS TOLEDANO
JUAN JOSE SALAZAR PEREZ

DIRECTOR DE TESIS:
M.I. ARTURO PEON ZAPATA



CIUDAD UNIVERSITARIA

MEXICO D.F.

ENERO 1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

270638



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.

PAS INACION

DISCONTINUA.

AGRADECIMIENTOS

A DIOS..

POR DARMÉ LA FUERZA Y LA CONFIANZA PARA
ALCANZAR TODOS LOS DIAS MIS MAS GRANDES
ANHELOS

A MIS PADRES..

POR SU CONFIANZA Y APOYO INCONDICIONAL Y
POR SER LOS MEJORES PADRES QUE UN HIJO
PUEDE TENER

A MI ESPOSA..

POR QUE NO HAY MUJER QUE PUEDA AMAR
TANTO COMO ELLA LO HACE

AL INGENIERO ARTURO PEON..

POR SU TIEMPO Y LA OPORTUNIDAD BRINDADA
PARA LA REALIZACION DE ESTE TRABAJO

AL INGENIERO ARTURO BARRIOS..✦

A UN HERMANO Y UNO DE MIS MEJORES
MAESTROS

A OSCAR FERNANDEZ Y JESUS ESCOBEDO Y
TODAS LAS PERSONAS QUE CONFIARON EN MI

¡ GRACIAS!

POR QUE LA RAZON DEL CRECIMIENTO INICIA EN EL HOGAR Y ES EL MEJOR PRINCIPIO, DEDICO ESTE TRABAJO A MIS PADRES...Y POR QUE A VEGES EL CAMINO SE TORNA DIFICIL, DESEO AGRADECER A TODOS Y CADA UNO DE MIS FAMILIARES Y AMIGOS QUE EN ALGUN MOMENTO SEMBRARON EN MI LA ESPERANZA PARA SEGUIR ADELANTE

NADIE PUEDE ENSEÑAR NADA A OTRO HOMBRE...
SOLO PUEDE AYUDAR A QUE EL MISMO LO DESCUBRA

GALILEO GALILEI

INTRODUCCION

Se puede hacer una analogía entre el Editor de Redes Eléctricas Industriales (EREI) y un editor ó procesador de texto. Un editor ó un procesador de texto es un programa que toma del usuario letras para componer un texto. Al lo largo de los años y con el uso, los beneficios de un procesador ó editor de texto han quedado evidentes en la sociedad computanzada de hoy; no se necesita volver a teclear el texto con cada versión del texto, además se pueden comparar las diferencias entre distintas versiones del texto, etc.

Siguiendo adelante con esta analogía, el Editor de Redes Industriales tomará equipos o componentes individuales seleccionados por el usuario para componer una red eléctrica industrial. Así el diseñador de la red construirá con transformadores, tableros de fuerza, alimentadores, arrancadores, centros de control de motores, capacitores e interruptores, una red eléctrica industrial que podrá confrontar contra la demanda eléctrica (motores, carga) de un proyecto.

En la filosofía de operación del editor de redes, la responsabilidad del diseño sigue siendo del diseñador. Se busca aprovechar del diseñador su capacidad creativa para configurar la topología de una red y guiar su diseño en tanto que se busca aprovechar al máximo la capacidad de manejo de datos y de cálculo de la computadora.

De esta manera la función de la computadora es la de manejar los datos de proyecto, facilitar la elaboración de versiones, y la impresión de grandes volúmenes de Información. Además se busca aprovechar la capacidad de cálculo de la computadora al seleccionar algoritmos que ayuden a preseleccionar el elemento eléctrico más apropiado de acuerdo a las reglas de cálculo y heurísticas de un catálogo de componentes, además de que cada vez que se cambie un elemento eléctrico importante, la computadora sea capaz de identificar a que otros elementos puede impactar. A manera de ejemplo, al agregar o cambiar un motor, se pueda identificar si el CCM ó transformador que lo alimenta ya no tiene capacidad para cumplir este requerimiento.

Una vez elaborado un diseño inicial de la red, se busca confrontar la red a su carga bajo diferentes modos de operación y falla que nos permitan juzgar que tan adecuados es la selección de un componente de la red ante el trabajo que se le demanda. Primeramente confrontar a la red y sus componentes bajo condiciones normales de operación para no exceder sus capacidades nominales, para luego confrontar la red en el momento de corto circuito o calcular la caída de voltaje que pueda significar para el arranque del motor mas grande del proyecto ó el arranque simultáneo de todos ó algunos motores después de una suspensión del servicio eléctrico.

Una vez obtenido un diseño básico, económico y razonable de la red eléctrica industrial, obtenida en forma interactiva, se busca que el programa suministre la Información contenida en sus archivos de manera suficiente para documentar la llamada ingeniería básica del proyecto: diagrama unifilar del sistema, diagrama unifilar de cada tablero ó CCM, cuadros de carga por BUS, especificaciones de equipo mayor, memoria de cálculo de los equipos mayores.

INDICE TEMATICO

Introducción

- 1. Filosofía para el diseño de instalaciones eléctricas industriales**
 - 1.1. Interacción con otras disciplinas**
 - 1.1.1. El proyecto de ingeniería
 - 1.1.1.1. Planeación del Negocio
 - 1.1.1.2. Planeación del sitio
 - 1.1.1.3. Planeación del proyecto
 - 1.1.2. Disciplinas Involucradas
 - 1.1.2.1. Disciplinas líderes: Ingeniería química e Ingeniería Mecánica
 - 1.1.2.2. Investigación y desarrollo
 - 1.1.2.3. Flujo de información en el proyecto
 - 1.1.3. La aportación de la ingeniería eléctrica
 - 1.1.3.1. Expectativas de la ingeniería eléctrica
 - 1.1.3.2. Importancia de la planeación eléctrica
 - 1.1.3.3. Principales etapas
 - 1.1.3.4. La energía eléctrica
 - 1.1.3.5. Productividad y seguridad
 - 1.1.4. El diseño eléctrico
 - 1.1.4.1. Alcance y Responsabilidades
 - 1.1.4.2. Herramientas que utiliza
 - 1.2. De la ingeniería básica a la ingeniería de detalle**
 - 1.2.1. La ingeniería básica
 - 1.2.1.1. Descripción de los objetivos
 - 1.2.2. Alcance
 - 1.2.3. El diseñador y la ingeniería Básica
 - 1.2.4. La ingeniería de detalle
 - 1.2.4.1. Descripción de los objetivos
 - 1.2.5. Alcance
 - 1.2.6. El diseñador y la ingeniería de detalle
 - 1.3. Documentación de la ingeniería básica**
 - 1.3.1. Antecedentes
 - 1.3.1.1. Lay-out de equipo
 - 1.3.1.2. DTI
 - 1.3.1.3. Descripción del proceso
 - 1.3.2. Clasificación de áreas
 - 1.3.2.1. Importancia
 - 1.3.2.2. Categorización
 - 1.3.2.3. Impacto en la selección de equipo
 - 1.3.2.4. Diagrama de clasificación de áreas
 - 1.3.3. Diagrama unifilar
 - 1.3.4. Descripción funcional
 - 1.3.5. Especificaciones de equipo mayor
 - 1.3.6. Memoria de cálculo y criterios de diseño
 - 1.3.6.1. Utilidad
 - 1.3.6.2. Información contenida
 - 1.4. El alcance del trabajo eléctrico en ingeniería básica**
 - 1.4.1. Generalidades
 - 1.4.1.1. Introducción
 - 1.4.1.2. Referencias
 - 1.4.1.3. Descripción de áreas
 - 1.4.2. Distribución de fuerza y tierras
 - 1.4.2.1. Sistema de distribución
 - 1.4.2.2. Líneas de servicio
 - 1.4.2.3. Servicio en mediana tensión
 - 1.4.2.4. Servicio en baja tensión
 - 1.4.2.5. Conexiones a tierra

- 1.4.3. Alumbrado
 - 1.4.3.1. Alumbrado y cargas misceláneas
- 1.4.4. Instrumentación y control
 - 1.4.4.1. Instrumentación, controles eléctricos y alarmas
 - 1.4.4.2. Sistemas de respaldo de energía
 - 1.4.4.3. Cuarto de control eléctrico
- 1.4.5. Varios
 - 1.4.5.1. Trayectorias de cables
- 1.5. Instalaciones eléctricas industriales (Estructura típica)**
 - 1.5.1. Tipos de estructuras
 - 1.5.1.1. Alta tensión
 - 1.5.1.2. Baja tensión
 - 1.5.1.3. Network
 - 1.5.2. El servicio eléctrico
 - 1.5.2.1. Niveles de voltaje de suministro
 - 1.5.2.2. Acometida
 - 1.5.2.3. Industrial
 - 1.5.2.4. Continuidad del servicio
 - 1.5.2.5. Calidad del servicio
 - 1.5.3. Sistemas de distribución de fuerza y control
 - 1.5.3.1. Radial
 - 1.5.3.2. Estructuras en Paralelo
 - 1.5.3.2.1. Anillo abierto
 - 1.5.3.2.2. Secundario selectivo
 - 1.5.3.2.3. Primario selectivo
 - 1.5.3.2.4. Red
 - 1.5.4. Equipos principales
 - 1.5.4.1. transformadores
 - 1.5.4.2. Interruptores de potencia
 - 1.5.4.3. Buses
 - 1.5.4.4. CCM
 - 1.5.4.5. Centros de carga
 - 1.5.4.6. Generadores
 - 1.5.5. Sistemas de tierras
 - 1.5.5.1. En subestaciones
 - 1.5.5.2. En las instalaciones
 - 1.5.5.3. Para equipo especiales
 - 1.5.6. Protecciones
 - 1.5.6.1. Por corto circuito
 - 1.5.6.2. Por sobrecarga
 - 1.5.6.3. Especificaciones de cada equipo
 - 1.5.7. Control
 - 1.5.7.1. Controles de dos alambres
 - 1.5.7.2. Controles de tres alambres
 - 1.5.7.3. Controles automáticos
 - 1.5.7.4. Estaciones de botones múltiples
- 1.6. Procedimiento general de diseño**
 - 1.6.1. Cargas
 - 1.6.2. Estimar demanda y forma mas conveniente de suministrar este servicio
 - 1.6.3. Filosofía de operación, esquema conceptual
 - 1.6.4. Necesidades de operación y control
 - 1.6.5. Determinación del numero de subestaciones y niveles de voltaje
 - 1.6.6. Diagrama unifilar
 - 1.6.7. Selección preliminar de equipos de acuerdo a normas, reglamentos y códigos
 - 1.6.8. Estudio de las diferentes condiciones de operación
- 1.7. Condiciones de operación**
 - 1.7.1. Flujos de estado estable
 - 1.7.1.1. Diferentes modos de operación
 - 1.7.1.2. Arranque del motor mas grande

- 1.7.1.3. Armónicas
- 1.7.2. Estudios de carácter transitorio
 - 1.7.2.1. Corto circuito
 - 1.7.2.2. Transitorios de sobrevoltaje: Flicker
 - 1.7.2.3. Sobrevoltajes
 - 1.7.2.4. Coordinación de aislamiento
 - 1.7.2.5. Estudios de estabilidad transitoria
- 1.7.3. Críticas ó bajo condiciones de emergencia
- 1.7.4. Coordinación de protecciones con CFE
- 1.7.5. Productos de estos estudios
 - 1.7.5.1. Modificación de reactancias de transformadores y buses
 - 1.7.5.2. Reactancias de aterrizaje
 - 1.7.5.3. Reactores y capacitores
 - 1.7.5.4. Filtros
 - 1.7.5.5. Taps de transformadores
 - 1.7.5.6. Necesidad de coordinación de protecciones
 - 1.7.5.7. Reguladores de voltaje
- 1.8. Memoria de cálculo y especificaciones de equipo mayor
 - 1.8.1. Definición de equipo crítico
 - 1.8.2. Definición de equipo mayor
 - 1.8.3. Aseguramiento de la calidad
 - 1.8.4. Especificaciones y estándares
 - 1.8.5. Solicitud de cotizaciones
 - 1.8.6. Cuadros técnicos
 - 1.8.7. Cuadros económicos.
- 2. Memoria de Cálculo
 - 2.1. Estudios de Carga
 - 2.1.1. Definición de cargas
 - 2.1.1.1. Integración que necesita CFE con las cargas
 - 2.1.1.2. Potencia eléctrica
 - 2.1.1.3. Demanda e intervalo de demanda
 - 2.1.1.4. Demanda Máxima
 - 2.1.1.5. Carga conectada
 - 2.1.1.6. Factor de carga
 - 2.1.1.7. Demanda diversificada
 - 2.1.1.8. Factor de demanda
 - 2.1.1.9. Factor de utilización
 - 2.1.1.10. Factor de Contribución
 - 2.1.1.11. Diversidad de carga
 - 2.1.1.12. Facturación de CFE
 - 2.1.2. Clasificación de cargas
 - 2.1.2.1. Carga continua
 - 2.1.2.2. Carga no continua
 - 2.1.2.3. Cargas lineales
 - 2.1.2.4. Cargas no lineales
 - 2.1.2.5. Energía ininterrumpible (UPS)
 - 2.1.2.6. Problemas de control de la carga
 - 2.1.2.7. Rectificadores y convertidores
 - 2.1.3. Características generales
 - 2.1.3.1. Carga de transformadores
 - 2.1.3.2. Carga en alimentadores
 - 2.1.3.3. Carga en plantas de emergencia
 - 2.1.3.4. Carga en bancos de capacitores
 - 2.1.4. Centroides de carga
 - 2.1.5. Planeación para el crecimiento y emergencias
 - 2.1.5.1. Crecimiento de carga
 - 2.1.5.2. Factor de pérdidas
 - 2.1.5.3. Pérdidas
 - 2.1.6. Recomendaciones

- 2.2. Cálculo de alimentadores**
 - 2.2.1. Caracterización
 - 2.2.1.1. Ampicidad
 - 2.2.1.2. Aislamiento
 - 2.2.1.3. Canalizaciones
 - 2.2.1.4. Factor de derrateo
 - 2.2.1.5. Cables de fase
 - 2.2.1.6. Cables de neutro
 - 2.2.1.7. Cables de tierra
 - 2.2.1.8. Buses
 - 2.2.1.9. Pantallas
 - 2.2.2. Selección por ampicidad
 - 2.2.3. Selección por caída de voltaje
 - 2.2.4. Selección por corto circuito
- 2.3. Estudios de flujos de potencia**
 - 2.3.1. Clasificación de buses
 - 2.3.1.1. Bus de generación
 - 2.3.1.2. Bus de carga
 - 2.3.1.3. Bus compensador o Slack
 - 2.3.2. Preparación de datos
 - 2.3.2.1. Variables de demanda
 - 2.3.2.2. Variables de entrada o de control
 - 2.3.2.3. Variables de estado
 - 2.3.2.4. Variables de salida
 - 2.3.3. Cálculo de voltajes y de potencias
 - 2.3.3.1. Modelo equivalente del motor de inducción
 - 2.3.3.2. Letras de códigos de motores de inducción
 - 2.3.3.3. Arrancador a voltaje reducido
 - 2.3.4. Compensación del sistema
 - 2.3.4.1. Regulación de taps
 - 2.3.4.1.1. Compensación en derivación
 - 2.3.4.2. Reguladores automáticos de voltaje
 - 2.3.4.3. Selección de capacitores con motores
 - 2.3.4.4. Autotransformadores
 - 2.3.4.5. Aplicación en los sistemas industriales
 - 2.3.5. Simulación de condiciones críticas
 - 2.3.5.1. Carga normal
 - 2.3.5.2. Emergencia
 - 2.3.5.3. Pérdida de generación
 - 2.3.5.4. Arranque del motor mas grande
 - 2.3.6. Consideraciones finales
- 2.4. Estudio de corto circuito**
 - 2.4.1. Fuentes de corto circuito
 - 2.4.1.1. Generadores síncronos
 - 2.4.1.2. Motores síncronos y condensadores
 - 2.4.1.3. Maquinas de inducción
 - 2.4.1.4. Contribución del sistema eléctrico
 - 2.4.2. Simplificación de datos para el cálculo de corto circuito
 - 2.4.3. Preparación de datos para el cálculo
 - 2.4.3.1. Elementos pasivos
 - 2.4.3.2. Instantáneo
 - 2.4.3.3. Interruptivo
 - 2.4.3.4. Tiempo largo
 - 2.4.4. Como reacciona cada equipo al corto circuito
 - 2.4.4.1. Relevadores
 - 2.4.4.2. Interruptores termomagnéticos
 - 2.4.4.3. Fusibles
 - 2.4.4.4. Interruptores electromagnéticos
 - 2.4.4.5. Resistencias de conexión a tierra

- 2.4.4.5.1. Aterrizamiento con baja resistencia
- 2.4.4.5.2. Aterrizamiento con alta resistencia
- 2.4.4.6. Transformadores y normas de corto circuito e Inrush
- 2.4.4.7. Equipo electrónico y limitación de corriente
- 2.4.5. Curvas de coordinación de protecciones
 - 2.4.5.1. Necesidad y valor
 - 2.4.5.2. Diseño de los dispositivos
 - 2.4.5.2.1. Relevadores con retardo de tiempo
 - 2.4.5.2.2. Relevadores instantáneos
 - 2.4.5.2.3. Interruptores (bajo voltaje)
 - 2.4.5.2.4. Fusibles
 - 2.4.5.2.5. Protección de falla a tierra
 - 2.4.5.3. Preparación para el estudio de coordinación
- 2.4.6. Formas de controlar el corto circuito
 - 2.4.6.1. Buses
 - 2.4.6.2. Reactancias de transformadores
 - 2.4.6.3. Reactores
 - 2.4.6.4. Cascado y limitación de corriente
 - 2.4.6.5. Optimización de reactancia de transformadores
- 2.5. **Arranque del motor mayor**
 - 2.5.1. Consideraciones previas
 - 2.5.2. Impedancia del sistema
 - 2.5.3. El motor circuito equivalente
 - 2.5.4. Ecuación dinámica motor - carga
 - 2.5.5. Voltaje en el momento del arranque
 - 2.5.6. Tiempo de aceleración
 - 2.5.7. Tiempo de arranque de un motor: Fórmula simplificada
 - 2.5.8. Compensación estática al arranque de los motores
 - 2.5.9. Cambio de las letras de código de arranque de los motores
 - 2.5.10. Cambio de arrancadores
 - 2.5.11. Ecuaciones de diseño con los tres principales métodos de arranque.
- 3. **Selección de equipos**
 - 3.1. **Motores**
 - 3.1.1. Diferentes tipos de carga
 - 3.1.1.1. Inercia
 - 3.1.1.2. Sopladores y compresores
 - 3.1.1.3. Ventiladores Centrifugos
 - 3.1.1.4. Troqueladoras
 - 3.1.1.5. Bombas
 - 3.1.1.6. Elevadores
 - 3.1.1.7. Molinos
 - 3.1.2. Motores de Inducción
 - 3.1.2.1. Letras de código
 - 3.1.2.2. Curvas de par
 - 3.1.2.3. De jaula de ardilla y rotor devanado
 - 3.1.2.4. De dos devanados
 - 3.1.2.5. Estrella-Delta
 - 3.1.2.6. De alta eficiencia
 - 3.1.2.7. Normas que aplican
 - 3.1.3. Protecciones
 - 3.1.3.1. Por bajo voltaje
 - 3.1.3.2. Por desbalance de fases
 - 3.1.3.3. Por sobrecorriente instantánea por fase
 - 3.1.3.4. Por sobrecorriente con retardo de tiempo por fase
 - 3.1.3.5. Por sobrecarga (Sobrecorriente por fase)
 - 3.1.3.6. Por sobrecorriente instantánea a tierra
 - 3.1.3.7. Por sobrecorriente con retardo de tiempo a tierra
 - 3.1.3.8. Diferencial de corriente por fase
 - 3.1.3.9. Otras protecciones

- 3.1.4. Especificaciones
- 3.2. **Arrancadores**
 - 3.2.1. Servicio Eléctrico
 - 3.2.2. Arrancadores en baja tensión
 - 3.2.2.1. A pleno voltaje
 - 3.2.2.2. Reversibles
 - 3.2.2.3. A voltaje reducido
 - 3.2.2.3.1. Arranque de resistencia ó reactor
 - 3.2.2.3.2. Autotransformador
 - 3.2.2.3.3. Autotransformador transición cerrada
 - 3.2.2.3.4. Estrella –Delta
 - 3.2.2.3.5. Smart Starters
 - 3.2.2.4. Tamaños NEMA
 - 3.2.2.5. Condiciones ambientales
 - 3.2.2.6. De diferentes velocidades
 - 3.2.2.6.1. Polos Consecuentes
 - 3.2.2.6.2. Varios devanados
 - 3.2.3. Resistencias de calentamiento
 - 3.2.4. Variadores de velocidad
 - 3.2.5. Consideraciones
 - 3.2.6. Principales componentes de un arrancador
- 3.3. **Alimentadores**
 - 3.3.1. Electroductos y conductores
 - 3.3.2. Diferentes tipos de alimentadores y conductores
 - 3.3.2.1. Por continuidad de servicio
 - 3.3.2.2. Para conexiones del devanado del rotor
 - 3.3.2.3. Para motores y arrancadores normales
 - 3.3.2.4. Para motores alimentados con variadores de velocidad
 - 3.3.3. Especificaciones
 - 3.3.4. Memoria de cálculo
 - 3.3.4.1. Alimentadores en baja tensión
 - 3.3.4.2. Alimentadores en alta tensión
 - 3.3.5. Referencias a catálogos
 - 3.3.6. Protecciones
- 3.4. **Transformadores**
 - 3.4.1. Criterios de selección
 - 3.4.1.1. Por carga
 - 3.4.1.2. Por capacidad de emergencias
 - 3.4.1.3. Por crecimiento de la carga
 - 3.4.1.4. Por regulación de voltaje
 - 3.4.1.5. Por impedancia
 - 3.4.1.6. Por temperatura y consideraciones ambientales
 - 3.4.1.7. Por la corriente de arranque de un motor
 - 3.4.1.8. Por costo
 - 3.4.2. Protecciones (Para disturbios eléctricos)
 - 3.4.2.1. Protección por sobrecarga
 - 3.4.2.2. Contra corriente de corto circuito
 - 3.4.3. Memoria de cálculo
 - 3.4.3.1. Carga conectada
 - 3.4.3.2. Caída de tensión al arranque del motor de mayor potencia en las terminales del secundario del transformador
 - 3.4.4. Normas aplicables a transformadores
 - 3.4.5. Especificaciones típicas
- 3.5. **CCM**
 - 3.5.1. Criterios de selección
 - 3.5.1.1. Cargas
 - 3.5.1.2. Buses verticales
 - 3.5.1.3. Buses horizontales
 - 3.5.1.4. Módulos

- 3.5.1.4.1. Variadores de velocidad AC y DC
- 3.5.1.4.2. Tableros de alumbrado
- 3.5.1.4.3. Transformadores para alumbrado
- 3.5.1.4.4. Capacitores
- 3.5.1.4.5. Selección de interruptores
- 3.5.1.4.6. Opciones de medición
- 3.5.1.5. Formas de alumbrado (ABC)
- 3.5.1.6. Según el medio ambiente
- 3.5.1.7. Protecciones
 - 3.5.1.7.1. Selección del interruptor principal
 - 3.5.1.7.2. Fusibles
- 3.5.1.8. Control
- 3.5.2. Crecimiento
- 3.5.3. Códigos y normas aplicables
- 3.5.4. Memoria de cálculo
- 3.5.5. Arreglo del CCM
- 3.5.6. Especificaciones típicas
 - 3.5.6.1. Simplificada
 - 3.5.6.2. Detallada
- 3.5.7. Referencias a catálogos
- 3.6. Centros de carga**
 - 3.6.1. Criterios de selección
 - 3.6.1.1. Cuadros de carga
 - 3.6.2. Crecimiento
 - 3.6.3. Especificaciones típicas
 - 3.6.4. Memoria de cálculo
 - 3.6.5. Normas aplicables
 - 3.6.6. Referencias a catálogos
 - 3.6.7. Protecciones
- 3.7. Compensadores (Capacitores / reactores)**
 - 3.7.1. Criterios de selección
 - 3.7.2. Memoria de cálculo
 - 3.7.3. Normas aplicables
 - 3.7.4. Protecciones
 - 3.7.5. Ubicación de compensadores
- 3.8. Interruptores termomagnéticos**
 - 3.8.1. Criterios de selección
 - 3.8.2. Especificaciones típicas
 - 3.8.3. Memoria de cálculo
 - 3.8.4. Normas aplicables
 - 3.8.5. Referencias a catálogos
- 3.9. Interruptores electromagnéticos**
 - 3.9.1. Criterios de selección
 - 3.9.2. Especificaciones típicas
 - 3.9.3. Normas
 - 3.9.4. Referencias a catálogos
- 3.10. Apartarrayos de línea**
 - 3.10.1. Criterios de selección
 - 3.10.2. Especificaciones típicas
 - 3.10.3. Memoria de cálculo
 - 3.10.4. Normas
- 3.11. Apartarrayos de equipo**
 - 3.11.1. Criterios de selección
 - 3.11.2. Capacidades recomendadas para protección de equipos
 - 3.11.3. Normas
- 3.12. Transformadores de instrumentos (Corriente)**
 - 3.12.1. Clasificación
 - 3.12.1.1. Protección
 - 3.12.1.2. Medición

-
- 3.12.2. Conexiones
 - 3.12.3. Criterios de selección
 - 3.12.3.1. Por burden
 - 3.12.3.2. Por precisión
 - 3.12.4. Especificaciones típicas
 - 3.12.5. Memoria de cálculo
 - 3.12.6. Referencia a catálogos
 - 3.13. Transformadores de instrumentos (Potencial)**
 - 3.13.1. Clasificación
 - 3.13.1.1. Medición
 - 3.13.2. Criterios de selección
 - 3.13.2.1. Por burden
 - 3.13.2.2. Por precisión
 - 3.13.3. Especificaciones típicas
 - 3.13.4. Memoria de cálculo
 - 3.13.5. Referencia a catálogos
 - 3.14. Cuchillas**
 - 3.14.1. Criterios de selección
 - 3.14.2. Especificaciones típicas
 - 3.14.3. Memoria de cálculo
 - 3.14.4. Referencia a catálogos

Conclusiones

APENDICES

Apéndice No. 6

Apéndice No. 7

Apéndice No. 8

Apéndice No. 9

Apéndice No. 10

Apéndice No. 11

Apéndice No. 12

Bibliografía

Índice por página

1. FILOSOFIA PARA EL DISEÑO DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

1.1 INTERACCION CON OTRAS DISCIPLINAS

Una instalación eléctrica tiene normalmente un propósito de servicio a una instalación productiva la cual es desarrollada a la luz de un proyecto integrador de servicios y equipos con un propósito productivo común y visible. Típicamente son otras disciplinas las que suministran esta visión integradora de la actividad productiva, como lo son: la ingeniería mecánica (automotriz, textil, etc.) o la ingeniería química (petrolera, papelería, química secundaria, azucarera, etc.).

1.1.1 EL PROYECTO DE INGENIERIA

En los últimos años ha tomado una relevancia superlativa la productividad de las instalaciones fabriles. Esto en virtud de la apertura económica del país que ahora compete por los capitales e inversiones en los mercados internacionales. A manera de ejemplo, una instalación que en la actualidad cueste 30% más para la misma capacidad productiva, para un mismo resultado financiero dará naturalmente un rendimiento o interés 30% menor, suficiente para no competir en el mercado de capitales bajo la condición de un mismo riesgo. En resumen diríamos que en la actualidad los proyectos tienen que cuidar en primer lugar la rentabilidad del Capital, y que es importante una diferencia de 5% entre dos proyectos; lo que puede marcar la diferencia entre el éxito o fracaso de este primer y fundamental paso.

El rendimiento de capital está fundamentado en la certeza con la que las ganancias obtenidas cumplan con las expectativas. La cadena de razonamiento para garantizar este valor sería: estimación de la demanda, estimación de los precios de los productos, flujos de efectivo, estimación de la inversión, riesgos y rentabilidad del proyecto, levantamiento de capital, diseño de la instalación fabril bajo la certeza de que podrá producir con calidad, desde el principio, a plena capacidad de la planta, al costo estimado; para finalmente buscar una garantía de una operación de la planta con personal calificado y bajo procedimientos que den la calidad del producto especificada. Estas exigencias del mercado moderno de capitales en México llevan a demandar una productividad de la instalación fabril y de su proyecto, diseño y construcción, basado en:

- Maximizar la competitividad del proyecto empleando la tecnología más avanzada y adecuada.
- Integración de la tecnología, la ingeniería y la manufactura (operación, flexibilidad y mantenimiento), con los objetivos del negocio.
- Evaluación económica de todas las características de la instalación (espacio, flujo de producto, áreas de almacenamiento, servicios, reservas, accesos, estándares, etc.) contra los requerimientos del proyecto para justificarlos.
- Completar e integrar las bases de diseño de producción con los objetivos del proyecto, y acuerdos entre todas las partes del alcance, la estrategia y la disciplina de ejecución están antes de iniciar la ingeniería de diseño, construcción y producción para asegurar los tiempos y costos óptimos.
- Eliminación de redundancias y equipos "spare" o de reemplazo en línea o fuera de línea, para minimizar la inversión.
- Cumplimiento con todas las normas ambientales, de salud y seguridad.
- Consumo mínimo de energía.
- Garantías de calidad de la instalación para producir al 100% de capacidad con 100% de calidad desde el inicio.

Por esta razón típicamente el proceso de planeación se divide en planeación del negocio, del sitio y del proyecto.

1.1.1.1 PLANEACION DEL NEGOCIO

Realizada normalmente por los grupos de planeación del negocio y de investigación, esta planeación busca determinar las necesidades del cliente, diseñar el producto, estimar la demanda y apuntar una probable tecnología. Se establecen límites al capital requerido de lo que podría ser una inversión productiva así como los tiempos en los que estas inversiones deberían realizarse. Es interesante anotar que en el caso de productos electrónicos, el horizonte de planeación son de unos 20 años en el caso de países como Japón, 10 en Alemania y dos o tres en Estados Unidos.

1.1.1.2 PLANEACION DEL SITIO

Dada la definición de objetivos del proyecto y sus capacidades productivas, el siguiente paso es seleccionar la mejor forma de fabricar el producto propuesto. Los objetivos de esta etapa son las de definir una tecnología, un lugar y con precisión un estimado ($\pm 30\%$) de los costos de inversión y operación de la nueva planta. Ciertamente se hacen valoraciones de los riesgos de proyecto y se selecciona el mejor lugar para ubicar la nueva instalación. Contrariamente a lo que se piensa, se construyen instalaciones piloto cuando existe fundamentalmente incertidumbre en los costos del proyecto, lo que puede estar provocado por incertidumbre del costo de cada uno de sus equipos.

1.1.1.3 PLANEACION DEL PROYECTO

El análisis detallado de los proyectos construidos en las décadas pasadas y su rentabilidad, así como el análisis comparado de los proyectos del mismo tipo construidos por industrias similares ("*benchmarkings*") ha llevado a la conclusión que es fundamental hacer la planeación de un proyecto si se requiere controlar los costos dentro de una precisión de $\pm 5\%$. La idea es que antes de aprobar los fondos de capital, el equipo de proyecto se comprometa a:

- Ningún cambio de especificaciones de equipo mayor, esquemas etc.
- No se está invirtiendo un centavo adicional a lo estrictamente necesario
- Se ha seleccionado tecnología moderna
- No se consume una BTU adicional a lo que se necesita y es factible
- Se cumplen con las especificaciones de producción
- Se tiene un programa de proyecto que se cumple y es factible
- El diseño es seguro y permite que la planta opere sin producir enfermedades a sus operadores, por lo que se han evaluado formalmente los riesgos.

Esta etapa de planeación concluye con una evaluación precisa de los costos del proyecto ($\pm 5\%$), especificaciones de todo el equipo mayor, bajo un concepto de diseño que se pasa a la siguiente etapa del proyecto, producción del diseño o lo que antaño diera en llamarse ingeniería de detalle.

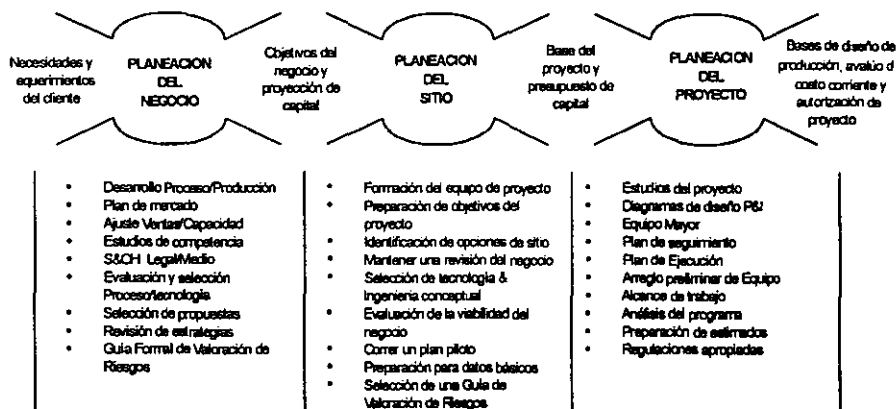


Figura No. 1 Etapas del Proyecto

1.1.2 DISCIPLINAS INVOLUCRADAS

Mencionábamos anteriormente a las dos disciplinas que normalmente liderean el desarrollo del proyecto: química y mecánica. Mencionábamos así mismo que frecuentemente hay especialidades dentro de estas disciplinas que según el giro pueden encabezar el diseño, como lo puede ser la textil, la papelería, la azucarera, la petrolera, etc. Adicionalmente, y en forma tradicional, las firmas de Ingeniería tienen las siguientes disciplinas que constituyen el círculo de soporte a un proyecto: instrumentación y control, eléctrica, civil, tuberías, proceso o de planta, mecánica.

1.1.2.1 DISCIPLINAS LIDERES: INGENIERIA QUIMICA e INGENIERIA MECANICA (Industria Metal-Mecánica)

Estas disciplinas, como también antes mencionábamos, integran el concepto de diseño de una instalación industrial en un conjunto de documentos que la describen de forma tal que pueda ser entendido para que todas las disciplinas puedan iniciar y coordinar su trabajo con la disciplina líder. Estos documentos, tradicionalmente son: Diagrama de Tuberías e Instrumentación, balances de materia y energía, descripción funcional y diagramas lógicos¹, así como un análisis de riesgos de proceso de los que deriva información de seguridad importante, y de interés para el instrumentista y el eléctrico.

1.1.2.2. INVESTIGACION Y DESARROLLO

Una firma de ingeniería da a un proyecto un soporte para la selección de el equipo apropiado y su integración, interconexión, especificación, etc. Dada la diversidad de proyectos en los que puede participar, no es lógico pedirle como parte de sus responsabilidades que sean líderes en la tecnología de cada proceso.

La responsabilidad de la tecnología de un proceso normalmente es responsabilidad del cliente que contrata los servicios de una firma de ingeniería. Tecnología se define como "la sistematización de los conocimientos y prácticas aplicables a una actividad específica y más corrientemente a los procesos industriales". Es el llamado "know how" de un proceso, responsabilidad que corre o debe correr a cargo de los tecnólogos (investigación y desarrollo) de una empresa.

¹ El diagrama lógico del que se habla aquí, a semejanza de los diagramas lógicos electrónicos, se regula por la simbología de ISA. Tiene la característica de ligar a todas las variables desde un punto de vista de control, no nada más la electrónica, e integra todas las variables, no sólo eléctricas o electrónicas, a través de todos los medios de transmisión de señales, no sólo eléctricos o electrónicas.

En una primera acepción, el tecnólogo es un investigador que analiza esencialmente los costos y las dificultades o cuellos de botella del proceso, y enfoca y coordina sus esfuerzos en las áreas o partes de proceso que representan mayor costo con objeto de reducirlos y darle a su producto una ventaja competitiva. Esta es la razón por la que en la mayoría de los procesos industriales el costo desglosado de los productos se considera confidencial, y así mismo esta es la razón por la que un tecnólogo debe ser un experto en los costos del producto en lo que se denomina el ciclo de vida del producto.

De esta manera corresponde a Investigación y Desarrollo la responsabilidad de expresar el concepto de diseño del nuevo proyecto. La esencia del proyecto la expresan en forma de diagramas de flujo, simulaciones de la dinámica de la reacción, bosquejos de balances de materia y energía, responsabilizándose frecuentemente de los parámetros de diseño fundamentales de equipo crítico.

Es por todo esto notable, como un investigador esta prácticamente pegado a un producto, y sabe tanto o mas de sus costos a lo largo de la vida del producto que de como hacerlo.

En otras acepciones el tecnólogo no se responsabiliza por mejorar el diseño en una forma gradual o incrementalista, sino también, y muy ocasionalmente, cambia radicalmente y desarrolla una tecnología nueva, nueva por lo menos para el producto en cuestión, esto es, una revolución en como hacer las cosas.

1.1.2.3. FLUJO DE INFORMACION EN EL PROYECTO

Reduciendo el ciclo de diseño a su forma elemental, el ingeniero químico o mecánico desarrolla el diagrama de flujo del proceso desarrollando inicialmente la parte de tuberías y equipos de proceso. Por su parte el ingeniero mecánico o industrial desarrollan el "layout" de las líneas de producción. Ambas disciplinas revisan los diagramas con los instrumentistas, controlistas y áreas de operación para desarrollar y plasmar en los diagramas de tuberías e instrumentación la forma de controlar y mecanizar el proceso. Una vez dimensionados los equipos fundamentales de proceso y ubicados en un arreglo preliminar de equipo se realiza un análisis de riesgos de proceso y se asientan las bases para revisar el diseño desde los siguientes puntos de vista:

- de control
- de operabilidad
- de flujo de materiales
- de optimización de operaciones
- de impacto ambiental
- de arreglo de equipo (ingeniería de planta)
- de servicios

Una vez consolidado el diseño básico cada disciplina toma la información que necesita e inicia su parte de dimensionamiento de equipo mayor, especificaciones y planos específicos de cada disciplina.

1.1.3 LA APORTACION DE LA INGENIERIA ELECTRICA

Salvo en casos especializados, la electricidad suministra el músculo y el cerebro de las instalaciones eléctricas industriales.

1.1.3.1 EXPECTATIVAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA

Al empezar a detallar las expectativas puestas sobre la ingeniería eléctrica, nos damos cuenta que no hay un sistema eléctrico estándar de distribución que sea adaptable a todas las plantas, ya que dos plantas rara vez tienen los mismos requerimientos.

Baste para ilustrar tan solo el impacto que tiene para un proceso el que no se pueda garantizar un 100% en el suministro de energía eléctrica. ¿El proceso permite interrupciones del orden de un milisegundo a 10 milisegundos? Si no lo permite, es probable que se tenga que considerar generación local o un sistema de energía ininterrumpida. ¿Se toleran interrupciones del orden de segundos? Si sí, se requiere generación de emergencia. ¿Se requiere continuar operaciones aun cuando el equipo eléctrico falle? Se necesitan fuentes alternas de energía, circuitos de respaldo, etc. ¿Se tiene equipo de control de cómputo que no permita ausencias de energía? Entonces se requieren sistemas redundantes de energía ininterrumpible. Así pues hemos terminado con varios sistemas eléctricos independientes, con costos diferentes; en donde las decisiones solo podrán fincarse al analizar en forma conjunta los costos de inversión con el probable impacto de la falla del suministro eléctrico.

Así pues aun cuando idealmente se quisiera una confiabilidad del 100% es necesario hacer concesiones para llegar a una confiabilidad razonable a un costo económico acorde con el impacto de la carencia de esta forma de energía.

Hablar de calidad de energía eléctrica nos vuelve a confrontar contra las "realidades de la realidad". Idealmente se pediría energía eléctrica con calidad en frecuencia y estabilidad del voltaje que se suministra. Un nuevo espectro se vuelve a formar de equipos y costos, al considerar que los transitorios de voltaje y frecuencia se pueden suprimir o controlar con diferentes equipos, con costos igualmente variados si se toma en cuenta la dimensión del tiempo en estos fenómenos transitorios del orden de microsegundos, milisegundos, décimas de segundo, segundos y horas.

Así pues, una labor del ingeniero eléctrico muy importante al inicio de un proyecto es definir en términos cuantitativos y cualitativos cuales son las expectativas (objetivos) del sistema eléctrico, fundamentalmente en términos de confiabilidad y estabilidad de frecuencia y voltaje. Estas expectativas deben ser analizadas cualitativa y cuantitativamente para cada planta en base a las consideraciones dadas para la operación y condiciones de carga presentes y futuras. Así pues, es responsabilidad de la Ingeniería eléctrica proveer un adecuado sistema de fuerza que cubra una especificación de cantidad y calidad de las demandas de los sistemas para los cuales fueron diseñadas.

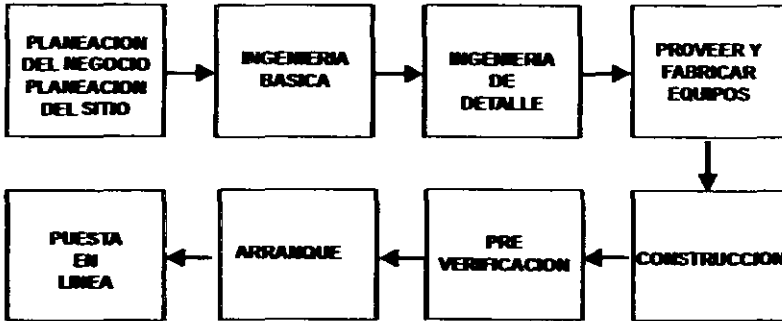
1.1.3.2 IMPORTANCIA DE LA PLANEACION ELECTRICA.

El término *planeación* se podría aplicar a la planeación y programación de todas las actividades de carácter eléctrico, como a todas y cada una de las demás disciplinas. Al hablar de planeación eléctrica realmente debemos pensar en la arquitectura del sistema eléctrico de potencia. A manera de ejemplo; si tenemos seiscientos grandes motores, ¿Cuántas subestaciones deberíamos instalar? ¿En qué lugares? ¿Qué motores deben ser alimentados y desde donde? ¿Cuál es el esquema que me da mínimo costo? ¿Cuáles son las rutas de cables y desde donde se hace más económico? ¿Que papel desempeña el tamaño de una subestación en los costos? ¿Cual es el tamaño de los contratos de suministro de energía eléctrica? ¿Es mas económico generar o cogenerar? ¿Cuál es el costo del kWh no suministrado? ¿Cuál es la relación entre el tamaño de la subestación y el nivel de corto circuito? ¿Cuál es la relación entre el nivel de corto circuito y el costo del equipo? ¿Cual es el costo de falla? ¿Cuáles son los criterios de diseño? ¿Cuál es la redundancia de equipo que se justifica?

Todas estas preguntas caben y ayudan para formular un conjunto de alternativas para suministrar energía eléctrica a todos los equipos. De una evaluación económica de todas las alternativas en las que se incluya el costo de inversión, operación, mantenimiento, falla y disposición final del equipo (o incluyendo su reemplazo) se escoge la mejor alternativa.

1.1.3.3 PRINCIPALES ETAPAS

La siguiente figura muestra las principales etapas del diseño de un proyecto de ingeniería.



1.1.3.4 LA ENERGIA ELECTRICA

Cualquier país, utiliza el 50% ó más de su consumo de energía eléctrica en sus industrias ó en procesos productivos. La energía eléctrica representa uno de los elementos principales dentro de cualquier sistema industrial; sin embargo el manejo inadecuado de esta puede representar un riesgo potencial tanto físico (dañando las instalaciones, al personal, y afectar a terceros usuarios al crear un disturbio en el sistema de suministro) y económico, ya que la ausencia de energía ó un suministro inadecuado de esta, significará paros y pérdidas de producción.

1.1.3.5 PRODUCTIVIDAD Y SEGURIDAD

La continuidad de producción en una planta industrial será tan confiable como su sistema distribución de fuerza lo sea. Pero independientemente de las pérdidas de producción, deben de controlarse los factores que puedan ocasionar interrupciones en el proceso minimizara el costo de la "No Calidad". A guisa de ejemplo, piénsese en lo que la falta de energía eléctrica puede representar a la seguridad de una planta nuclear, y sus bombas de agua de enfriamiento.

Los sistemas eléctricos deben ser diseñados para minimizar los disturbios y situaciones de falla y asegurar la continuidad y la calidad de la producción. Una falla segura en caso de pérdida de energía sería el resumen de un análisis que debe realizarse para todos y cada uno de los componentes eléctricos del proyecto. Hay sistemas que pueden fallar en forma segura desenergizados, sin embargo, como en el caso de las plantas seguras, la falla de energía eléctrica no tiene normalmente una falla segura al no haber energía eléctrica.

Además, durante la implementación de la ingeniería básica se debe asegurar que se obtenga la máxima unidad de producción por kilowatt hora consumido ya que la energía eléctrica es uno de los insumos que más recursos económicos consume en cualquier proceso industrial. Esto tiene implicaciones en los sistemas de medición y control para segregar áreas.

1.1.4 EL DISEÑO ELECTRICO

1.1.4.1 ALCANCE Y RESPONSABILIDADES

El diseño eléctrico que debe realizarse para una instalación incluye los siguientes sistemas y equipos:

Acometidas
Distribución en Alta Tensión
Equipo de Generación
Equipo de Protección
Red de Tierras
Equipo de Medición
Distribución en Media Tensión
Subestaciones unitarias
Equipo de Potencia de Media Tensión
Equipo de Generación de Emergencia
Equipo de distribución en baja tensión
Sistema de distribución en baja Tensión
Sistemas de Energía Ininterrumpible
Sistemas de Localización de Personas
Sistemas Telefónicos
Control de motores y equipos de fuerza
Controladores Digitales Programables
Controladores Lógicos Programables
Sistemas de Vida
Sistemas de comunicaciones inalámbricos
Sistemas de Alumbrado
Sistemas de Alumbrado de emergencia
Sistemas de Paging
Sistemas de sonido
Sistemas de Telefonía
Sistemas de red digital amplia
Sistemas de transmisión de datos
Sistemas de circuito cerrado de televisión
Equipo de Control en baja y media tensión
Sistemas pararrayos
Sistemas de energía ininterrumpible
Cableado de instrumentación industrial
Red de tierras
Baterías y sistemas de carga
Sistemas de emergencia
Sistemas de detección de humo
Sistemas de alarma y control por fuego
Sistemas de Halon en cuartos de control
Ingeniería de equipos paquete
Sistemas de Protección Catódica
Sistemas de señalización y alarma
Sistemas de comunicaciones
Interfase Hombre-Máquina

- Coordinar la producción y la edición de la documentación con que será construida la instalación
- Obtener datos del ingeniero eléctrico para desarrollar un diseño económico satisfactorio
- Con el ingeniero eléctrico programar los requerimientos del diseñador en cuanto a fuerza laboral
- Colaborar con la preparación del *E&HC (Engineering and home office cost estimate)* estimado
- Tomar la responsabilidad primaria para el desarrollo y mantenimiento del inventario de planos
- Obtener y coordinar la información del proceso y de otros especialistas para hacer un diseño eléctrico completo
- Revisar el diseño y lo programado sobre una base regular con el contratista
- Especificaciones en planos del tipo y cantidad de artículos de campo a ser adquiridos
- Asistir en la preparación de los paquetes eléctricos propuestos
- Asistir en las revisiones de construcción de los paquetes propuestos
- Asistir al ingeniero eléctrico cuando se requiera
- Responder a cuestiones de construcción u observaciones de detalles de planos
- Dar continuidad al flujo de información hacia el contratista u otro diseñador asignado al proyecto
- Visitas de campo para obtener datos y proveer asistencia de diseño
- Ser responsable de todos los planos y revisiones en el programa
- Mantener archivos de todos los planos e información importante

1.1.4.2 HERRAMIENTAS QUE UTILIZA

El diseñador hace uso de filosofía del proceso, del Lay-Out de equipo, y de los requerimientos de continuidad y calidad para el suministro de energía eléctrica como bases para iniciar la propuesta de un nuevo diseño. Las herramientas principales del diseñador son: las memorias de cálculo, estudios de las diferentes condiciones de operación, información técnica proporcionada por los fabricantes de equipo eléctrico, normas, estándares, experiencia, su capacidad creativa, la retroalimentación con el resto de los involucrados en el proyecto de ingeniería, herramientas informáticas para la simulación de sistemas, para el manejo y almacenamiento de información, planos, diagramas, especificaciones, etc.

1.2 DE LA INGENIERIA BASICA A LA INGENIERIA DE DETALLE

1.2.1 LA INGENIERIA BASICA

Es la ingeniería mínima que provee para un proceso de fabricación, las especificaciones y arreglo de equipo mayor, así como la selección de equipo, control e insumos garantizados para la elaboración ó producción de un producto ó servicio. Cuando se trata de instalaciones fabriles complejas, como lo puede ser una planta nuclear, cada subsistema debe tener, antes de empezar, un criterio de diseño, basado en normas juzgadas como de "buena ingeniería" y prácticas generalmente aceptadas, mismas que rigen el diseño del subsistema así como la competencia certificada de las personas que participan en el diseño.

1.2.1.1 DESCRIPCION DE LOS OBJETIVOS

El objetivo de la ingeniería básica de un proyecto de ingeniería de una instalación fabril es el de obtener un retrato de una instalación fabril que técnica y económicamente sea factible de ser construida y que de la mayor garantía de producir un producto en forma económica a lo largo de toda la vida útil de esta; lo que implica que debe basarse en una tecnología competitiva, y cumplir con una definición de objetivos definidos por el negocio en cuestión, y asentados en forma escrita.

El nivel de detalle debe ser tal que, al terminarse esta etapa de ingeniería, permita la adquisición de todo el equipo mayor y por ende convocar a diferentes fabricantes a concurso de suministrar los equipos mayores, los cuales deben poderse integrar en un sistema coherente para el propósito que nos ocupa. De esta manera se permite el concurso y una vez seleccionado el equipo mayor, entonces la ingeniería de detalle puede iniciarse con pleno conocimiento de causa. A partir de este momento los requerimientos de los nuevos equipos son conocidos en detalle y puede procederse a la siguiente etapa de ingeniería.

Desde el punto de vista de negocio, éste determina la capacidad de producción y estima el pronóstico de venta. Al terminarse la ingeniería básica, lo más importante desde el punto de su punto de vista –y es el objetivo más importante de esta etapa de la ingeniería - es el de estimar con precisión el monto de la inversión, (en los tiempos modernos estamos hablando de un rango de $\pm 5\%$). A partir de este momento el negocio tiene la oportunidad de evaluar con precisión sus riesgos, revisar sus pronósticos de ventas y de precio de producto, y si ello justifica el monto de la inversión. Con objeto de minimizar los riesgos también le es importante que la ingeniería básica desarrollada tenga la calidad necesaria para garantizar que el costo de la obra no excede los estimados de tiempo (frecuentemente después de esta etapa se contratan los préstamos, y el tiempo de construcción impacta fuertemente, ya que durante este tiempo normalmente no hay pagos del capital) y cumpla con precisión las expectativas de producción tanto en calidad como en volumen del producto, para hacer cumplir los ingresos esperados del proyecto, base sobre la cual los bancos decidirán sobre la procedencia de los préstamos. Por esta razón una de las premisas básicas es que terminada la ingeniería básica no se permiten cambios.

1.2.2 ALCANCE

El alcance describe usualmente la filosofía macro del proceso apoyada de la siguiente documentación.

- ✓ Carta de Objetivos del Proyecto
- ✓ Estrategia de construcción del proyecto
- ✓ Contratista de Ingeniería de Detalle
- ✓ Responsabilidades de Contratista
- ✓ Datos Básicos y alcance del proyecto
- ✓ Diagrama de flujo de proceso, balances de materia y energía.
- ✓ Plan de seguridad del proyecto
- ✓ Plan de calidad del proyecto.
- ✓ Memoria de cálculo del proyecto.
- ✓ Permisos y regulaciones así como la información que requieran.
- ✓ Investigaciones geotécnicas.
- ✓ Evaluaciones de agua y de mecánica de suelos.
- ✓ Información sobre impacto ambiental y requerimientos de permisos.
- ✓ Análisis de desperdicios.
- ✓ Memoria de Cálculo y dimensionamiento de equipo. Identificación de equipo limitante.
- ✓ Arreglos finales de equipo.
- ✓ Especificaciones y dibujos de equipo mayor.
- ✓ Maqueta.
- ✓ Definición de requerimientos de energía y servicios.
- ✓ Alcance de trabajo de Ingeniería de detalle de disciplina líder y por disciplina.
- ✓ Estimado de costos.
- ✓ Especificaciones de pintura y protección anticorrosivas
- ✓ Especificaciones de aislamientos térmicos.
- ✓ Índice de Productos y Servicios.
- ✓ Criterio de válvulas.
- ✓ Definición y especificaciones de válvulas y tuberías. Análisis de Flexibilidad.
- ✓ Diagrama de Tuberías e Instrumentación.
- ✓ Evaluación de riesgos de proceso.
- ✓ Planos de Clasificación eléctrica. Contrato de suministro de energía.
- ✓ Criterio de Instrumentación y Eléctrico.
- ✓ Diagrama Unifilar final.
- ✓ Esquema de Control.
- ✓ Diagramas lógicos. Listas de instrumentos.
- ✓ Plan de sistemas de manufactura por computadora.
- ✓ Civil: estructuras, cimientos, drenajes. Revisión de reglamentos de edificios.
- ✓ Análisis de constructibilidad.
- ✓ Planes de construcción, soporte a manufactura durante construcción.

-
- ✓ Programa de Ingeniería de Detalle y de Construcción.
 - ✓ Procedimientos de Ordenes de Cambio.
 - ✓ Partes de refacción y maquinaria extra.
 - ✓ Calificaciones de contratistas de ingeniería.
 - ✓ Estimado de costos no capitalizables.
 - ✓ Listas de equipo y áreas de activo fijo.
 - ✓ Listas de planos de ingeniería de detalle.
 - ✓ Previsiones de seguridad y fuego.
 - ✓ Plan de Procuración, inspección y calidad.
 - ✓ Estimación de costos de pre-operación y arranque.
 - ✓ Cotizaciones de equipo mayor.
 - ✓ Análisis de valor de ingeniería.
 - ✓ Descripción funcional.
 - ✓ Revisiones de calidad, ergonomía, energía, mantenibilidad.
 - ✓ Plan financiero.

1.2.3 EL DISEÑADOR Y LA INGENIERIA BASICA

En forma muy simplificada el proceso de diseño de una planta toma una tecnología dada, y según los objetivos productivos, la disciplina líder (usualmente el ingeniero de proceso, o el ingeniero mecánico) empieza a desarrollar los diagramas de flujo del proceso. Luego el ingeniero de proceso desarrolla los balances de materia y energía, incluyendo los correspondientes a los servicios.

Luego el ingeniero de proceso desarrolla los Diagramas de Tuberías e Instrumentación. En esta labor (un tanto iterativa) trabaja en forma cercana con el Instrumentista, tratando de darle forma a todo el proyecto desde el punto de vista sistémico, al tiempo que se busca "simplificar el proceso" mediante ingeniería del valor y simplificación de procesos. Se desarrolla al mismo tiempo un diagrama de arreglo de equipo una disciplina llamada "ingeniería de planta". Se desarrolla la descripción funcional y la memoria de cálculo, y el diseño preliminar pasa a hacerse un análisis de riesgos de proceso. Se modifican los diagramas después de este análisis y ocasionalmente se simula el proceso por computadora.

Con esta columna vertebral es posible hacer un análisis detallado de las actividades de todas las disciplinas para ver de que manera agregan valor al proceso, ya sea simplificándolo o buscando identificar los retos e incertidumbres mayores. Típicamente se buscará adelantar e identificar los riesgos de proceso, el manejo de emisiones ambientales y contaminaciones, manejo de desechos, planes de seguridad, calidad, procuración, etc. La esencia del proceso es iterativa, ya que cada disciplina va tomando sus datos y regresando al proceso requerimientos, mismos que a su vez modifican los presupuestos iniciales de diseño de los equipos, ya sea en espacio, ya sea en capacidades, etc.

La secuencia de diseño así mostrada, parte del supuesto de tener objetivos del proyecto claros y datos básicos sobre la tecnología a usar. Cuando este no es el caso, frecuentemente lo que podríamos llamar la "ingeniería conceptual" o tecnología básica del proceso es producto de la investigación y desarrollo de la empresa a la que se le hace el proyecto, o como es el caso normal de Pemex o CFE, se contrata una tecnología básica a una empresa especializada del extranjero.

A veces se construye una planta piloto. Se piensa que esto es esencialmente un proceso de Investigación y Desarrollo. Contrariamente a lo que se piensa, la construcción de una planta piloto obedece a que la ingeniería básica no tiene los elementos para poder determinar el costo de la planta con una precisión de $\pm 5\%$.

1.2.4 LA INGENIERIA DE DETALLE

Las empresas que tienen tecnología propia consideran que esta etapa del diseño debe hacerla un contratista de ingeniería. Propiamente dicha esta etapa inicia cuando ya se tienen definidos los fabricantes del equipo mayor de todas las disciplinas.

Para el caso de las empresas públicas de México, dada la obligación de realizar concursos abiertos, la división de ingeniería básica e ingeniería de detalle se hace para permitir este proceso, de hecho, las especificaciones de ingeniería básica para este caso de proyectos no puede descansar sobre marcas de productos específicos para permitir el libre juego de mercado en los concursos y mostrar transparencia en el proceso de asignación de concursos y contratos.

Dado que las fallas del equipo en su operación, frecuentemente son debidas a una mala instalación inicial de ellos, la ingeniería de detalle debe contemplar la instalación de todo el equipo desde su adquisición hasta su construcción adecuada.

Ciertamente hay plantas y procesos peligrosos. La reglamentación americana exige bajo el título 1119.119 de la OSHA que no se exponga a un trabajador y/o a la sociedad a peligros, y que es responsabilidad de la empresa tener un programa para garantizar este propósito. Las empresas han desarrollado programas que garantizan a través de los llamados de "Integridad Mecánica" que requieren "Control de Calidad" y "aseguramiento de calidad", lo que agrega una dimensión a la complejidad del proceso de diseño, procuración, construcción y pre-arraque, mismos que deben ser contemplados por el contratista de diseño en esta etapa.

1.2.4.1 DESCRIPCION DE LOS OBJETIVOS

Desarrollar toda la documentación requerida para construir, por un tercero, la planta, siguiendo las instrucciones de fabricantes. Adquirir todos los equipos principales, de acuerdo a especificaciones, cuidando inspecciones y certificados de calidad.

1.2.5 ALCANCE

Revisiones de Calidad

Diagramas de Tuberías e Instrumentación.

Dibujos, detalles, diseño, ensambles, especificaciones arreglos, memorias de cálculo de:

Equipo de proceso

Tuberías

Eléctrico

Instrumentación

Mecánico

Maquinaria rotatoria

Civil

Arreglos, drenajes, estructural de acero y concreto

Plomería

Paquetes de contratistas: especificaciones

Dibujos de fabricante.

Archivos de equipos.

Contratos de energía eléctrica

Diagrama de coordinación de protecciones

Isométricos de tuberías, trazado de calor.

Arquitectónico

Diagramas de Calefacción y Ventilación

Listas de partes y dibujos de Máquina.

Especificaciones de lubricación.

Detalles de Equipos de proceso.

Arreglos de Tuberías.

Diagramas de análisis de tuberías.

Volumetría de Materiales

Detalles de Montaje.

1.2.6 EL DISEÑADOR Y LA INGENIERIA DE DETALLE

Prácticamente todas las disciplinas pueden trabajar al mismo tiempo la ingeniería de detalle. Cada disciplina tiene como entrada los planos de fabricante para cada uno de los equipos, y se busca que todos aquellos equipos que "sirven" a otros equipos, realmente puedan suministrar los servicios requeridos, ya que durante la ingeniería básica se hicieron estimaciones. Como la información certificada para construcción de cada disciplina llega en diferentes tiempos (llegándose a dar el caso que llega incluso después del equipo, a la construcción), el diseñador de cada disciplina está sujeto a vaivenes de revisar si la capacidad de diferentes equipos sigue siendo apropiada a la luz de los nuevos requerimientos.

Al terminar los planos, estos se emiten normalmente en tres versiones: a, b, 0. La versión a, es para que todas las disciplinas comenten los planos, mismos que son integrados en la versión b. Al terminar la revisión b, todas las disciplinas han hecho lo que se llama una "revisión cruzada", donde una disciplina revisa los planos de otras disciplinas y firma estar de acuerdo. La primera versión autorizada para construcción suele ser la versión 0 del documento.

1.3. DOCUMENTACION DE LA INGENIERIA ELECTRICA BASICA

La información que se requiere para realizar la ingeniería eléctrica básica de una instalación fabril suele estar lista prácticamente al final de la ingeniería básica del proyecto completo, y aun así suele suceder que los datos de cargas varían al conocerse la información de detalle de los equipos que componen la instalación. Por esta razón la disciplina eléctrica en México suele trabajar con información estimada, y deja márgenes amplios de capacidad de los equipos. Y decimos en México ya que en varios países europeos suele haber motores de múltiples y muy variadas capacidades, como puede ser [3, 3.2, 3.2, 3.4, 3.5, 3.7, 3.9] HP, - y sólo para hablar de los rangos de potencia entre 3 y 4 HP- lo cual habla de la precisión de la ingeniería a realizar.

Los objetivos fundamentales de esta etapa son:

1. Estimar los requerimientos de energía y realizar los trámites para contratar con el suministrador la capacidad necesaria en un voltaje que resulte apropiado y económico. Esto por supuesto después de haber realizado la decisión de si no es más conveniente generar la propia energía, como puede suceder típicamente en México en los ingenios y en industrias papeleras.
2. Escoger un esquema de subtransmisión o distribución de energía eléctrica, así como un número óptimo de subestaciones unitarias.
3. Seleccionar un conjunto de lugares apropiados para Centros de Control de Motores (CCM) y subestaciones para minimizar el costo de distribución de energía y el monto de la inversión.
4. Especificaciones de equipo mayor, dentro de los que suele estar toda la parte de alta tensión, media tensión, subestaciones unitarias y Centros de Control de Motores (CCM).

1.3.1 ANTECEDENTES

La ingeniería eléctrica desempeña a lo largo de la columna vertebral del proyecto una serie de actividades que dan por resultado el siguiente conjunto de documentos:

1.3.1.1 LAY-OUT O ARREGLO DE EQUIPO

El Lay-Out ó arreglo de equipo propone una disposición para el equipo mayor de acuerdo a un modelo típico. La disposición final del equipo dependerá de las condiciones y el tamaño del lugar donde se vaya de desarrollar el proyecto. Muestra los límites, coordenadas y puentes de tuberías ó rutas de canalización donde habrá de diseñarse la distribución de fuerza, control, tierras, alumbrado, etc. El reto principal de la disciplina eléctrica a lo largo de estas etapas iniciales en este renglón consiste en conseguir espacios suficientemente céntricos, céntricos desde un punto de vista eléctrico, para conseguir una distribución de energía eléctrica económica.

1.3.1.2 DIAGRAMAS DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION (DTI)

El Diagrama de Tuberías e Instrumentación (DTI) contiene la información de válvulas, dispositivos de seguridad, líneas de proceso (diámetro, material, fluido, dispositivos de control, instrumentación, lazos de control y tipo de señal) muestra el flujo de proceso a través de los diferentes equipos, así como su control. Muestra normalmente todos los equipos de proceso, y por añadidura muestra todos los equipos que requieren ser controlados y/o motorizados.

1.3.1.3 DESCRIPCION DEL PROCESO

Apoyada en un diagrama de flujo simplificado y siguiendo una línea principal, establece mediante una secuencia de pasos, las capacidades de los equipos y las características de operación para poder entender el proceso y poder hacer uso de él.

1.3.2 CLASIFICACION DE AREAS

Para el propósito de selección del tipo de equipo y materiales, así como para realizar un diseño adecuado se deberá hacer un estudio de "clasificación de áreas" cuando el tipo de proceso lo amerite. Un proceso amerita clasificación de áreas cuando utilice materiales que puedan causar explosiones, sean corrosivos, inflamables, ó presenten cualquier característica química ó física que vaya en deterioro del equipo ó del personal. Esta clasificación de áreas es fundamental realizarla al inicio del proyecto ya que todo el equipo que cae dentro de las "burbujas" de equipo especializado, debe ser especificado para poder trabajar en estas áreas.

1.3.2.1 IMPORTANCIA

Los ambientes son clasificados dependiendo de las propiedades de los vapores y gases inflamables (clase I), o de polvos (Clase II) o fibras combustibles (Clase III) que pueden estar presentes, así como la posibilidad de que estén presentes en cantidades o concentraciones inflamables o combustibles. Algunos de estos materiales reaccionan al contacto del aire, o con el contacto de partes vivas eléctricas. De aquí que se deba hacer uso de una adecuada clasificación, no solo para protección de los procesos industriales sino del personal involucrado.

1.3.2.2 CATEGORIZACION

Para selección de equipo y materiales se utilizará la clasificación NEMA

- Tipo 1 Usó general
- Tipo 3 A prueba de agentes exteriores
- Tipo 3R A prueba de lluvia
- Tipo 4 A prueba de agua
- Tipo 5 A prueba de polvo
- Tipo 7 A prueba de gases explosivos. Clases I, grupos A, B, C, o D:

Grupo A: Atmósferas que contengan acetileno.

Grupo B: Atmósferas que contengan hidrógeno, combustibles y procesos de gases combustibles que contengan más del 30% de hidrógeno en volumen, o gases o vapores de peligrosidad equivalente.

Grupo C: Atmósferas tales como éter etílico, etileno, o gases o vapores de peligrosidad equivalente.

Grupo D: Atmósferas tales como acetona, amoniaco benceno, butano, ciclopropano, etanol, gasolina, hexano, metanol, metano, gas natural, nafta, propano, o gases, o vapores de peligrosidad equivalente.

Excepción: Para atmósferas que contengan amoniaco, la autoridad de esta norma tiene la jurisdicción de reclasificar el lugar a lugar menos peligroso o lugar no peligroso.

Nota 1: Las características de explosión de la mezcla de aire con gases o vapores, varían de acuerdo al tipo de material involucrado. Para lugares Clase I, Grupos A, B, C y D, la clasificación involucra las determinaciones de la máxima presión de explosión y la máxima distancia de seguridad entre las juntas de unión de la envolvente.

Entonces, es necesario, que el equipo esté certificado no solamente para esta clase, sino también para un grupo específico de gas o vapor que pueda estar presente.

Nota 2 : Algunas atmósferas químicas pueden tener características que requieren salvaguardas mayores, que aquellas requeridas por cualquiera de los grupos antes mencionados. El bisulfuro de carbono es uno de estos productos químicos, debido a su baja temperatura de ignición (100°C) y al pequeño claro de junta permitido para detener su flama.

-
- Tipo 9 A prueba de gases explosivos. Clase II, Grupos E, F, o G:

Grupo E: Atmosferas que contengan polvos metálicos combustibles, incluyendo aluminio, magnesio y sus aleaciones comerciales y otros polvos combustibles, donde el número de partículas, de abrasivos y conductividad, presenten peligro similar en la utilización del equipo eléctrico.

Nota: Ciertos polvos metálicos pueden tener características que requieren salvaguardas mayores, a aquellas para atmosferas que contienen polvos de aluminio, magnesio y sus aleaciones comerciales. Por ejemplo, los polvos de circonio, torio y uranio tienen temperaturas de ignición extremadamente bajas (tan bajas como 20°C) y las energías mínimas de ignición menores que cualquier otro material clasificado en cualquiera de los grupos de Clase I o de Clase II.

Grupo F: Atmosferas que contienen polvos de carbón combustibles, incluyendo carbón negro, carbón mineral, carbón o coque, con más del 8% del total de los materiales volátiles, o polvos sensibilizados por otros materiales, de forma que aquellos presenten un peligro de explosión.

Grupo G: Atmosferas que contengan polvos combustibles no incluidos en los grupos E o F, incluyendo flúor, granos, madera, plástico y químicos.

Nota 1: Las características de explosión de las mezclas de aire con polvo, varían de acuerdo a los materiales involucrados. Para lugares Clase II, grupos E, F y G, la clasificación involucra el apriete de las juntas de unión y abertura entre la flecha y buje para prevenir la entrada de polvos en envoltentes a prueba de ignición de polvo, los efectos, generalmente de las capas de polvo sobre el equipo, pueden causar sobrecalentamiento y la temperatura de ignición del polvo. Entonces, es necesario, que el equipo sea certificado no solamente para esta clase, sino también para un grupo específico cuando se presente el polvo.

- Tipo 12 Uso industrial

1.3.2.3 IMPACTO EN LA SELECCIÓN DE EQUIPO

De acuerdo a la clasificación de los ambientes se debe hacer la selección adecuada de equipo, lo que se hace bajo las especificaciones correspondientes marcadas en las normas (NEMA: National Manufacturers Association). Los equipos deben estar equipados con los accesorios necesarios para desenvolverse adecuadamente en cada tipo de área.

Las especificaciones de equipo deben contener la información necesaria para adecuar cada equipo a las condiciones requeridas. Esto que parece obvio, suele no serlo tanto. En otros países existen laboratorios que certifican los equipos para cumplir con normas específicas. De modo que los contratistas y diseñadores sólo pueden emplear los equipos certificados o etiquetados, mismos que aparecen en una publicación (en USA el llamado Green Book) editada por el gobierno. Esto protege que no se empleen productos que no satisfacen los requerimientos en una forma "garantizada", y deben usarse o instalarse de acuerdo con las instrucciones incluidas en la información "certificada para construcción" provista por el fabricante, usualmente en la etapa de ingeniería de detalle.

1.3.2.4 DIAGRAMAS DE CLASIFICACIÓN DE AREAS.

Cada cuarto, sección o área debe ser considerada individualmente al determinar su clasificación, se hace uso de Lay-Out de Equipo para delimitar los diferentes tipos de áreas y de esta manera ubicar todos los elementos inherentes a esa área y así clasificarlos para la correcta selección y aplicación de normas y reglamentos. Se identifican todos los puntos donde puede haber emisiones de vapores o derrames, y dependiendo de las condiciones de ventilación, peso específico del vapor o gas, y la frecuencia en que pueden estar expuestos estos puntos, se dibujan estas "burbujas", normalmente concéntricas donde se identifican las dos divisiones (I y II) de los equipos.

1.3.3 DIAGRAMA UNIFILAR

Contiene los datos de la acometida, niveles de contribución de corto circuito de la compañía suministradora y/o la fuente de alimentación, voltaje de suministro, frecuencia, protecciones y mediciones primarias y secundarias y todas las cargas que se derivan del mismo con su número de circuito e identificación referenciando a los planos de distribución de fuerza, arreglo de equipo (Subestación), cédula de conduit y cable, diagramas de control, etc.

1.3.4 DESCRIPCION FUNCIONAL

La descripción funcional describe la operación del proceso y de su sistema de control, define toda la información presentada a los operadores, todas las estaciones de control y las acciones de los operadores, define condiciones de operación incluyendo los requerimientos funcionales del proceso como las funciones principales y auxiliares, velocidades y cargas, controles I/O y condiciones ambientales. Los requerimientos funcionales de protección, como la capacidad de cierre, son definidos hasta que una descripción funcional escrita ha sido completada, el costo de un sistema solo puede ser aproximado, y liberarlo al vendedor solo resultará en una pérdida del control del costo y de lo planeado. Resulta conveniente dividir el equipo de control en equipo de control del proceso y en equipo de seguridad. Los dos totalmente independientes, y revisado a la luz de los modos bajo los cuales pueden operar:

- A) preparación para el proceso (READY TO RUN)
- B) B) arranque
- C) C) paro NORMAL
- D) D) operación normal y
- E) E) paro de emergencia.

Dentro de esta descripción se anexa la información de interlocks del área, y la forma de efectuarlos y llevarlos a cabo. Normalmente se divide el equipo en equipo de control e interlocks, que suelen estar manejados por un equipo electrónico diferente e independiente. Este sistema de seguridad suele diseñarse en forma conservadora, y con tecnología probada.

1.3.5 ESPECIFICACION DE EQUIPO MAYOR

Las especificaciones deben ser preparadas para la valoración del presupuesto y una definición completa de todos los requerimientos al equipo. En el área eléctrica al contrario de la parte arquitectónica, civil ó mecánica, las especificaciones son más funcionales que de diseño. Es decir se define la función que va a realizar más que los componentes a ser provistos.

La especificación normalmente corresponde al estándar de ingeniería de la compañía, el cual es desarrollado mencionando normas de fabricación aplicables al país en cuestión. En el caso de México en las especificaciones con frecuencia se aceptan normas de otros países, predominantemente las norteamericanas.

La especificación de un equipo es importante, especialmente cuando hay concursos. Los fabricantes de equipo buscarán satisfacer exactamente la especificación, con objeto de participar con el mínimo costo que les permita competir con ventaja desde el punto de vista económico.

Cambios a las especificaciones una vez puestos los pedidos deben ser evitados por el impacto que tienen no sólo en los costos del equipo en cuestión, sino en las propias operaciones del desarrollo del proyecto. Aquí es una de las áreas donde más aplica una filosofía de "no cambios".

Usualmente se emplean hojas de tabulación de los estándares de especificación donde estén disponibles y conviene que cada equipo quede identificado con un número o identificador único. En empresas bien integradas este es el mismo número con el que se registra en el activo fijo para efectos de depreciación contable, el cual corresponde en primer lugar a la llamada Área de Diseño (Número de Equipo) e incluir todos los requerimientos de planos del vendedor. Las especificaciones que no están basadas en los estándares se preparan frecuentemente usando una especificación para un equipo similar como punto de arranque. Consultores y otros ingenieros de diseño tienen dichas especificaciones disponibles.

1.3.6 MEMORIA DE CALCULO Y CRITERIOS DE DISEÑO

Toda selección ó dimensionamiento de equipo, estructura de distribución ó protección propuesta, deberá estar soportada por una Memoria de Cálculo que en base a un procedimiento de diseño estructurado donde se involucran la experiencia, la normativa, la teoría y las recomendaciones de fabricante.

Los criterios de diseño dependerán de las necesidades del cliente, pero siempre tendrán todos como eje la normativa y los elementos principales para cualquier diseño: seguridad *"worst case design"*, eficiencia, economía, flexibilidad y accesibilidad.

1.3.6.1 UTILIDAD

La garantía de que el equipo seleccionado y la red propuesta este soportada adecuadamente en los elementos de diseño y de cálculo, además de que ofrece una guía para implementar cambios a futuro por expansión ó por necesidades del proceso sin que el diseñador original este presente. También es empleada como base para revisar el proyecto, y conocer los márgenes de operación del equipo seleccionado, o reemplazo de equipo existente en el futuro.

1.3.6.2 INFORMACIÓN CONTENIDA

Tratándose de equipo, los cálculos elementales de capacidad y funcionalidad requeridos del equipo, basado en procedimientos generales de diseño que pueden provenir de: normas utilizadas, estándares y especificaciones de equipo, cuadros técnicos, elementos de cálculo utilizados, consideraciones previas, alcances de trabajo, check-list de selección, criterios de cálculo (alimentadores, equipo mayor, sistemas de tierras, sistema de distribución), información suministrada por CFE, planos (Lay-Out, clasificación de áreas, detalles de montaje, canalizaciones, centroide de carga), diagramas (diagrama unifilar, DT, esquemas de protección, distribución de fuerza y control, coordinación de protecciones, CCM), cédulas de conduit y cable, estudios de carga, listas de motores, lista de equipo, Volumetría, estudios de corto circuito, flujos de potencia (condiciones estables, críticas, transitorias, emergencia), especificaciones de fabricantes, ruta crítica.

Tratándose de circuitos, esencialmente hay que demostrar que los conductores y los equipos escogidos son apropiados por caída de voltaje, por capacidad normal, por capacidad por corto circuito y que están protegidos por sobrecarga y sobrecorriente.

1.4 EL ALCANCE DE TRABAJO ELECTRICO EN INGENIERIA BASICA

1.4.1 GENERALIDADES

Cuando se hace una remodelación o un proyecto nuevo, es necesario determinar con claridad el alcance de trabajo, dentro de lo que caben los puntos que se enlistan en este capítulo.

1.4.1.1 INTRODUCCION

Se requiere una breve descripción de la instalación, tanto de la eléctrica como del resto de la misma.

Los puntos generales a tratar serán:

- Las áreas involucradas de la planta
- Los estándares aplicables a la planta
- Areas de diseño y construcción involucradas fuera de la organización
- Los requerimientos de etiquetado (Si aplica)
- Requerimientos especiales de seguridad, criterios de diseño, regulaciones, códigos que puedan aplicar
- Consideraciones de relocalización y desmantelamiento,

1.4.1.2 REFERENCIAS

Los datos en los que el alcance están basados son:

- Los datos básicos
- Otros alcances
- Dibujos
- Proyectos previos ,estudios ó estimados.

1.4.1.3 DESCRIPCION DE AREAS

Para cada una de las áreas físicas que participan en el diseño, es necesario documentar:

- Clasificación de áreas peligrosas de acuerdo a las normas , Clase, División y Grupo.
- Otras condiciones ambientales como si son techadas ó no , la limpieza ó suciedad, si es seco ó húmedo y corrosivo.
- En muchas áreas en esta sección se puede hacer referencia a tabulaciones anexas como suplemento del alcance.
- Descripciones de temperatura en el área ambiente (para el dimensionamiento de los conductores y especificaciones de algunos equipos).

1.4.2 DISTRIBUCION DE FUERZA Y TIERRA

1.4.2.1 SISTEMA DE DISTRIBUCION

Una vista del general del sistema de distribución comenzando con la fuente y describiéndola a través de los circuitos derivados y de las cargas. Algunos puntos a considerar son:

- La planta y las características del sistema de servicio publico como el voltaje , la capacidad, el tipo de construcción, localización.
- Análisis de la carga del proyecto considerando las cargas esperadas, futuras cargas, cargas existentes, factores de demanda, factores de potencia, factores de diversidad, etc. para alumbrado y cargas misceláneas de 127 V, cargas de potencia a 440 V, 2300 V, etc. Esta información debe ser presentada en la tabulación.

1.4.2.2 LINEAS DE SERVICIO.

- Voltaje primario del sistema de distribución, tipo de construcción, pantallas y tierras.
- Alimentadores aéreos, subterráneos, directamente enterrados, bancos de ductos, conexiones de tuberías, charolas, buses, cables mensajeros, etc.
- Costo de los cables en medio y alto voltaje solamente.
- Condición de los sistemas existentes
- Línea de la acometida.
- Considerar los accesos para grúas.

1.4.2.3 SERVICIO EN MEDIANA TENSIÓN

Se define el medio voltaje de 1000 a 35000 volts. La mayoría de las aplicaciones de estos voltajes es de distribución; sin embargo los motores grandes suelen ser alimentados en estos voltajes.

Elementos a considerar:

- Distribución de potencia
- Descripción de la Subestación
- Tamaños y tipos de motores
- Arrancadores protecciones y controles
- Métodos de alambrado
- Costo de todo el equipo, cables por numero de área de diseño

1.4.2.4 SERVICIO EN BAJA TENSION (Todas las cargas y equipo por área de diseño)

- Distribución de potencia, calibres de alimentadores, monofásicos.
- Descripción de la subestación y costo
- Tipos de motores, cantidad, capacidad, solicitud.
- Control y protección de motores
- CCM
- Tableros de distribución, variadores de velocidad, interfaces de control, costos
- Numero y capacidad de contactos para soldadura.
- Hornos, carga, control, costo
- Calentadores, carga, control, costo
- Paquetes de sistemas, alimentadores, desconectores
- Grúas, elevadores, montacargas, controles y desconexiones
- Desconector local
- Métodos de alambrado - charolas, conduit

1.4.2.5 CONEXIONES A TIERRA

Las Conexiones a Tierra son normalmente descompuestas en sus componentes, dentro de lo que se incluye: pantallas estáticas, manejo de electricidad estática, mallas y varillas enterradas, compensación de tierra y mallas, construcciones no metálicas, líneas de agua subterráneas, tuberías con material peligroso, material conductor para piso, protección catódica; manejo, procesamiento ó almacenamiento de materiales peligrosos, equipo electrónico y de computo con sistemas de aterrizamiento de un solo punto.

1.4.3 ALUMBRADO

1.4.3.1 ALUMBRADO Y CARGAS MISCELANEAS (Sistemas de 127/240 V por Area de Diseño)

El costo de los tableros de potencia de 127/240 V y los transformadores para alumbrado es incluido si el alumbrado es cubico (Estimado en base a un cuarto largo, ancho y alto ó "cubo" y al nivel de iluminación requerido). Incluye todos los tableros y transformadores en 440 monofásico.

Las cargas misceláneas son: contactos, laboratorio de equipo y contactos de taller, ventiladores aspiradores, protección eléctrica contra congelamiento (Si es extensivo se considerará como una categoría separada), unidades calentadoras (alimentadas con ventilador), aire acondicionado, calentador de espacio en equipo eléctrico -relevadores, pequeños cargadores de batería (menores de 1.5 kW), sistemas supresores de incendios, protección eléctrica contra congelamiento (requiere un interruptor con 30 mA de protección de falla a tierra, usualmente requiere paneles con control para conservación de energía ó controles de proceso.)

1.4.4 INSTRUMENTACION Y CONTROL

1.4.4.1 INSTRUMENTACION, CONTROLES ELECTRICOS Y ALARMAS (Por Area de Diseño)

Incluye la descripción de los requerimientos de la instalación eléctrica para el servicio del equipo de instrumentación y controles eléctricos solamente.

- Tableros de fuerza a instrumentos, transformadores y alimentadores, aislamiento, supresor de onda.
- Permisivos para controles misceláneos y alarmas
- Interruptores de desconexión ó contactos para circuitos de campo.
- Fusibles
- Servicios al panel de control (Circuitos separados)
- Contactos de potencia, entre otros los de soldadoras.
- Control de Potencia
- Circuitos de bajo voltaje
- Computadoras, relevadores especiales de potencia, tableros de suministro a computadoras.
- Alimentación de DC
- Controles de calderas (con PLC)
- Controles del proceso y sistemas de interlocks, PLC, Paneles relevadores.
- Hardware del PLC, caja, alambrado, software, pruebas, documentación.
- Terminales en campo ó cajas I/O

1.4.4.2 SISTEMAS DE RESPALDO DE ENERGIA

Todos los requerimientos para los sistemas de respaldo de energía deben ser descritos si no han sido incluidos en otras secciones.

- Generadores Diesel
- Fuentes de poder ininterrumpibles (UPS)
- Sistemas de distribución de emergencia.
- Alumbrado de emergencia (usualmente descrito en la sección de alumbrado)

1.4.4.3 CUARTOS DE CONTROL ELECTRICO

- Capacidad, acceso, requerimientos estructurales (Arquitectónicos y Civiles)
- Requerimientos de enfriamiento, ventilación, presurización
- Alarmas para el Cuarto de Control Eléctrico

1.4.5 VARIOS

1.4.5.1 TRAYECTORIAS DE CABLES (Separando eléctrico de instrumentos)

- Mostrar en planos marcados.
- Numero y tipo de sistema - medio voltaje, potencia, clase 1, clase 2 y 3 (Instrumentos) (ver NEC)
- Aislamientos
- Soportes para charolas (Información Arquitectónica y Civil)

1.5 INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES (ESTRUCTURA TIPICA)

Decíamos anteriormente que el diseño de instalaciones eléctricas industriales parte de la base de tratar el costo de la infraestructura a lo largo de todo el ciclo de vida del proyecto. Normalmente es el sistema radial el empleado, sin embargo pueden emplearse otras, especialmente si el costo de falla lo justifica.

1.5.1 TIPOS DE ESTRUCTURAS

Las estructuras son sistemas que se encargan de proporcionar la energía necesaria a los diferentes equipos y cargas. Las estructuras típicas utilizadas en la industria son las radiales, primario y secundario selectivo en alta y baja tensión.

1.5.1.1 ALTA TENSIÓN

Las fábricas reciben los voltajes de alta tensión (arriba de 35 kV) de CFE en subestaciones reductoras, y de ahí normalmente hay un sistema de distribución primario que conduce la energía a las diferentes naves de la planta. Se origina en los interruptores de los tableros de distribución de la subestación principal o de acometida de CFE y/o los del área de generación cuando existe y termina en los interruptores principales de los tableros de las naves y/o subestaciones dentro de la planta, siendo estos voltajes normalmente los mismos que emplea la CFE o la CLFC en sus sistemas de distribución. Estos sistemas de distribución en media tensión son 7.2, 13.8, 23 y 35 kV.

1.5.1.2 BAJA TENSIÓN

Se denomina baja tensión a los voltajes menores a 1000 V. El sistema de distribución secundario es el que distribuye la energía en media tensión dentro de la planta y subestaciones de distribución. Se origina en los interruptores derivados del tablero de distribución en media tensión y termina en los devanados primarios de los transformadores que reducen la tensión a menos de 600 Volts y en las terminales de los motores de media tensión.

La estructura de la red que se adopte depende de los parámetros que intervengan en la planeación:

- Densidad
- Localización
- Area de expansión de la carga
- Continuidad del servicio

1.5.1.3 DISTRIBUCION DE ENERGÍA EN MALLAS (NETWORK)

En este sistema dos ó más transformadores de distribución son alimentados por alimentadores primarios de distribución independientes. Los secundarios de los transformadores son conectados en paralelo a través de un dispositivo especial llamado protector de red, a un bus secundario. Los alimentadores secundarios se conectan al bus secundario para alimentar al equipo.

En caso de una falla en el alimentador primario, el dispositivo de protección desconecta la alimentación al circuito secundario aislando la falla, de modo que la exposición del equipo secundario a la falla es mínima.

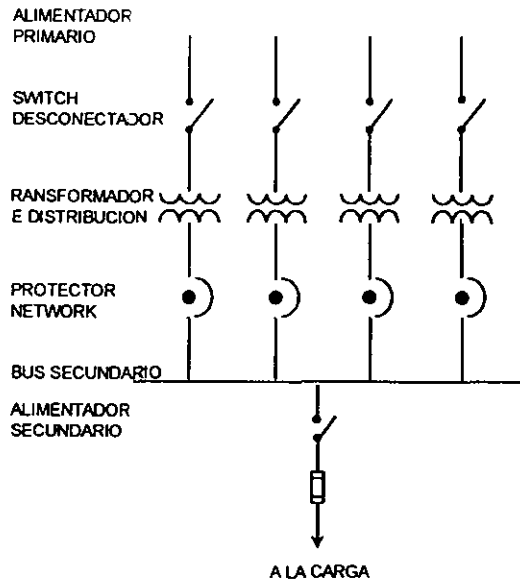


Figura No. 2 Estructura Tipo Network

1.5.2 EL SERVICIO ELÉCTRICO

1.5.2.1 NIVELES DE VOLTAJE DE SUMINISTRO

Los valores más comunes en México de voltaje son los siguientes:

SISTEMAS BAJA TENSION	SISTEMAS MONOFASICOS
	120/220 V
MEDIA TENSION	SISTEMAS TRIFASICOS
	220V
	440V
	2400 V
ALTA TENSION	4160 V
	13800 V
	23000 V
	34500 V
	46 kV
	69 kV
	85 kV
	115 kV
	169 kV
	230 kV

1.5.2.2 ACOMETIDAS

Hay dos tipos de estructuras que suministra la CFE ó la CLYFC: la aérea y la subterránea. Ocasionalmente, según que tan grande sea una industria, se puede justificar el costo de dos alimentadores o acometidas provenientes de diferentes subestaciones de CFE.

1.5.2.3 INDUSTRIAL

Usamos el término industrial para referirnos a las plantas industriales, edificios y complejos donde la manufactura, la producción industrial, investigación y desarrollo se lleva a cabo.

Actualmente el servicio eléctrico industrial ha venido aumentando su complejidad para satisfacer requerimientos de capacidad, y/o de complejidad derivados del empleo de nuevas tecnologías, lo que hace a las empresas mas dependientes de un adecuado y confiable suministro. Los requerimientos de continuidad y calidad de la energía son más estrictos, ocasionalmente generan parte de la energía que consumen, generando en tensiones que igualan los voltajes de alimentación en mediana y alta, ya que no es económico el desarrollo de las redes de baja tensión.

1.5.2.4 CONTINUIDAD DEL SERVICIO

La continuidad del servicio depende del tipo de manufactura o proceso de operación de la planta y del costo de dicha operación, especialmente si es interrumpida.

Algunas plantas pueden tolerar interrupciones mientras otras requieren el máximo grado de continuidad en el servicio. Los sistemas deben diseñarse siempre para aislar las fallas con una mínima distorsión del sistema y debe tener características para dar la máxima confiabilidad compatible para los requerimientos de la planta y un costo justificable.

1.5.2.5 CALIDAD DEL SERVICIO

La compañía suministradora de energía eléctrica debe garantizar un servicio que cumpla con ciertos requerimientos de continuidad del servicio, regulación de voltaje, control de frecuencia, contenido de armónicas y desbalance de voltaje. Sin embargo en México no es permitido por la ley de servicio a la industria eléctrica, demandar a la CFE o a la CLYFC por daños consecuenciales. Cuando se requieren niveles de confiabilidad de servicio mayores, es necesario considerar proyectos de generación de energía eléctrica. Sin embargo en estos casos también no se puede garantizar el suministro de gas para la operación de las turbinas.

1.5.3 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE FUERZA Y CONTROL

1.5.3.1 RADIAL

Es aquel en el que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en ésta produce interrupción en el servicio. Debido a su bajo costo y sencillez, este tipo de redes es recomendable, aunque, se deben mejorar sus características de operación para hacerlas más confiables. Un ejemplo de esta estructura se puede observar en la parte superior de la **Figura No. 3**.

1.5.3.2 ESTRUCTURAS EN PARALELO

El flujo de energía se divide entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria. La continuidad está asegurada en la red de baja tensión por medio de la operación en paralelo

1.5.3.2.1 ANILLO ABIERTO

Consta de dos alimentadores radiales que se unen en un interruptor normalmente abierto dentro de la subestación. Una falla en un componente de la red primaria puede ser seccionada o aislada de manera manual. El interruptor normalmente abierto se puede cerrar para reenergizar el servicio interrumpido. Un ejemplo de esta estructura se muestra en la *Figura No. 3*.

1.5.3.2.2 SECUNDARIO SELECTIVO

En este diseño dos circuitos independientes se llevan al centro de carga y se conectan a dos transformadores interconectados por medio de un interruptor, como se muestra en la *Figura No. 3*.

Uno de estos circuitos se denomina preferente y el otro emergente.

1.5.3.2.3 PRIMARIO SELECTIVO

Este sistema se muestra en la *Figura No. 3* y es de uso industrial preferentemente. Este esquema reduce considerablemente el tiempo de interrupción, si la falla se presenta en los alimentadores.

1.5.3.2.4. RED

Este sistema es flexible y confiable su empleo se restringe a zonas en que ya se tiene una red subterránea instalada. Requiere la utilización de dos alimentadores con un mínimo de dos transformadores y sus respectivos protectores de red que alimentan a un bus secundario común energizado permanentemente como se muestra en la *Figura No. 3*. El protector previene que uno de los alimentadores primarios retroalimente corriente de falla al otro en el caso de cortocircuito de un transformador o en cualquier otro elemento de la red primaria.

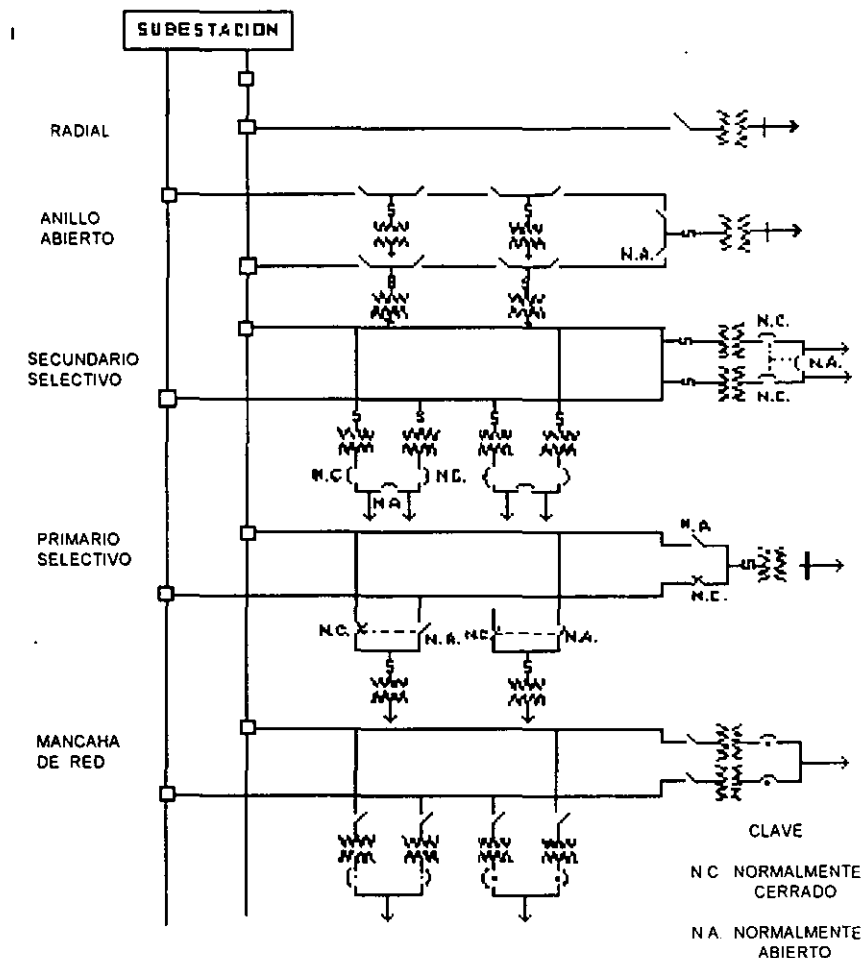


Figura No. 3 Estructuras de Alimentación y Distribución

1.5.4 EQUIPOS PRINCIPALES

1.5.4.1 TRANSFORMADORES

Son dispositivos de inducción electromagnética capaz de elevar o reducir una tensión de corriente alterna.

Es el elemento intermediario entre la acometida y la planta, se encarga de alimentar a los equipos con sus voltajes nominales y debe soportar el consumo de potencia del sistema en condiciones normales de operación.

1.5.4.2 INTERRUPTORES DE POTENCIA

Son dispositivos electromecánicos de apertura para operación frecuente, son capaces de cerrar bajo condiciones de conducción de corriente e incluso de corto circuito, momento que define el máximo esfuerzo y trabajo al que se expone. Se encargan de aislar al transformador del resto del sistema en condiciones de falla y/o mantenimiento.

1.5.4.3 BUSES

Los circuitos de potencia mayores de 600 Amperes son más económicos y requieren menos espacio con buses que con conduit y cable, los buses pueden ser desarmados y reinstalados completos o en partes para satisfacer los cambios de un sistema de distribución eléctrico.

Son barras conductoras de cobre o aluminio alojadas generalmente en subestaciones, CCM, CC. encargadas de alimentar a los diferentes equipos.

1.5.4.4 CCM

Los CCM son equipos ensamblados a la medida, para equipo de control primario agrupado convenientemente para la distribución de potencia y asociado al control de motores. Contiene todo lo necesario; buses, conexiones de entrada y equipo de seguridad para proporcionar la máxima utilidad en optimización de espacio y operación y para proveer adaptabilidad a cualquier condición de cambio con un mínimo esfuerzo y un máximo de seguridad.

1.5.4.5 CENTROS DE CARGA

Son dispositivos encargados de controlar y transferir potencia a circuitos derivados. Su disposición se hará de acuerdo a la clasificación de áreas.

Los Centros de Carga son sistemas de distribución de potencia que tienen dos características distintivas que los ponen aparte del resto de los métodos para entregar energía eléctrica a los puntos de uso en una planta industrial. Estos son:

- 1) La potencia distribuida en voltajes primarios de 2.4 a 13.8 kV a las subestaciones localizadas cerca de los centros de carga. Aquí es reducido el voltaje a un nivel de utilización (600 V ó menos) y distribuido por alimentadores secundarios a los puntos de uso.
- 2) Donde la carga total de la planta no puede ser cubierta por una subestación de 750 a 1500 kVA o menos, dos o más unidades de subestación-centro de carga son usados en vez de una sola más grande en el punto de suministro.

1.5.4.6 GENERADORES

Son fuentes de potencia adicionales al sistema. Normalmente encontramos generadores de emergencia y tableros de transferencia.

Actualmente es posible construir plantas generadoras de energía eléctrica en México. Aun cuando existe una legislación que no garantiza los retornos de inversión, este tipo de plantas se justifica económicamente cuando se puede emplear la energía para producir electricidad y alguna otra forma de energía como vapor, lo que se conoce comúnmente como co-generación.

Las unidades generadoras se pueden sincronizar cuando son grandes. E incluso cuando son de emergencia pueden sincronizarse, aunque en este caso una máquina diesel puede salir fácilmente dañada en sus cigüeñales con la conexión brusca de cargas eléctricas que no tienen "inercia", y se reflejan inmediatamente en forma de potencia real en el cigüeñal del motor.

1.5.5 SISTEMA DE TIERRAS

El sistema de tierras está constituido por tres partes: la red de tierras, el puente de unión principal y el cable de conexión a tierra de los equipos. Las redes de tierras están constituidas por una malla conductora, electrodos de puesta a tierra, conectores, conectores de puesta a tierra y en algunos casos compuestos químicos para reducir la resistividad del terreno.

Son tres las funciones principales del sistema de tierras:

- a) la protección del personal y del equipo al proporcionar un camino a tierra para las fallas del sistema.
- b) control de electricidad estática y
- c) control de sobrevoltajes del sistema a tierra.

1.5.5.1 EN SUBESTACIONES

Las subestaciones deben tener un adecuado sistema de tierras al cual se deben conectar todos los elementos de la instalación que requieran la conexión a tierra para proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de la corriente de falla.

La resistencia eléctrica total del sistema de tierra debe conservarse en un valor (incluyendo todos los elementos que forman el sistema) menor a: 25 ohms para subestaciones hasta 250 kVA y 34.5 kV, 10 ohms en subestaciones mayores de 250 kVA y hasta 34.5 kV y de 5 ohms en subestaciones que operen con tensiones mayores a 34.5 kV.

1.5.5.2 EN LAS INSTALACIONES

En el caso de áreas de proceso y/o servicios, la red de tierras que se instale debe estar conectada a la red de las subestaciones. Normalmente existen conductores enterrados que extienden la red de tierras, conectándose a todas las zapatas de columnas. También se conecta, por la parte exterior de edificios, a la red o sistema de pararrayos. Se conecta a todas las tuberías, especialmente a las que conducen fluidos inflamables, garantizando entre tramos de tuberías la continuidad eléctrica que pudiera ser interrumpida en las bridas por empaques. También se conecta a todas las carcasas de todos los equipos eléctricos y no eléctricos que sean metálicas. Conexiones adicionales son necesarias para todos los conduit metálicos.

1.5.5.3 PARA EQUIPOS ESPECIALES

Las redes de tierra para estos equipos NUNCA deben ser independientes a la red de tierras, como muchos fabricantes de equipos eléctricos quisieron lograr en el pasado. Cuando hay equipos electrónicos sensibles, normalmente se introducen equipos que eliminan el ruido de modo común (transformadores de aislamiento), conectados a las mallas de tierra en UN SOLO PUNTO, ya que lo que se ha encontrado es que cuando existen trayectorias de tierra paralelas, es fácil inducir ruido eléctrico (interferencia electromagnética intersistema) en los circuitos electrónicos.

1.5.6 PROTECCIONES

Las principales protecciones usadas en los sistemas industriales son elementos que tienen por objetivo detectar flujos de corrientes anormales (sobrevoltajes, sobrecorrientes -corto circuito- y por sobrecargas) y aislar la porción afectada del sistema con la característica de ser confiables, selectivas y de rápida respuesta. En el caso de México la mayoría de ellas son instalaciones eléctricas aterrizadas sólidamente cuando se trata de baja tensión, y ocasionalmente se tienen conexiones a tierra de baja resistencia en sistemas de media tensión.

1.5.6.1 POR CORTO CIRCUITO

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes empleados generalmente en un sistema de distribución son: Interruptores termomagnéticos en el caso de baja tensión, electromagnéticos en el caso de media y baja tensión en subestaciones incluyendo relevadores. Se emplean poco los restauradores y fusibles. Algunas empresas de avanzada empiezan a emplear fusibles tipo RK para limitar los niveles de corto circuito.

1.5.6.2 POR SOBRECARGAS

Son utilizados ampliamente para la protección por sobrecargas los interruptores termomagnéticos, los fusibles y los relevadores.

1.5.6.3 ESPECIFICAS DE CADA EQUIPO

La mayoría del equipo mayor (transformadores, generadores, CCM, CC, etc.) requiere de protecciones específicas adicionales a las protecciones por sobrecarga ó sobrecorriente, como lo son: relevadores de temperatura, de nivel de aceite, etc.

Estas protecciones tienen como objetivo proteger la integridad del equipo y aislarlo del sistema en caso de falla y actúan a través de interruptores.

1.5.7 CONTROL

La función común del controlador en la operación del motor eléctrico puede ser la de arrancar, parar, inversión de rotación, control de velocidad, protección contra daño, mantenimiento de los dispositivos de arranque. El control de los motores puede ser manual ó remoto, automático, accionados por presión, por timers, por termostatos, por interruptores límite ó por interconexión eléctrica ó mecánica con otras maquinas.

1.5.7.1 CONTROLES DE DOS HILOS

En general los dispositivos de este tipo (abierto, cerrado) están diseñados para manejar motores pequeños.

El arrancador se desconecta cuando ocurre una falla de voltaje y se conecta tan pronto como se restablece la energía. Los sopladores, extractores y ventiladores, son ejemplos de aplicaciones correctas para este tipo de controles.

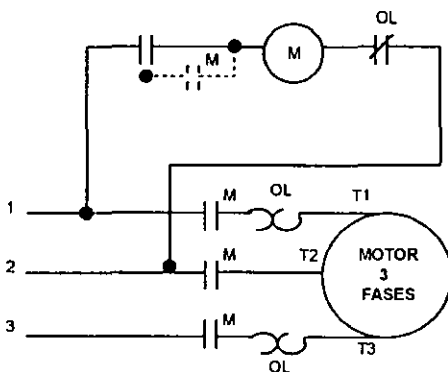


Figura No. 4 Control a dos Hilos Diagrama elemental

1.5.7.2 CONTROL A TRES HILOS

También se conoce como protección contra falta de voltaje y protección contra bajo voltaje. Estos términos significan que el arrancador se desconectará al ocurrir una falla de voltaje, pero no se conectará automáticamente al restablecerse la energía.

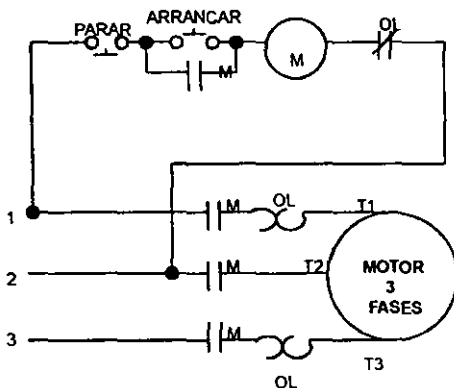


Figura No. 5 Control a tres Hilos Diagrama elemental

1.5.7.3 CONTROLES AUTOMATICOS

Son una forma de interruptor selector que se emplea para escoger la función de un controlador para motor, tanto manual como automáticamente, el interruptor puede ser una unidad separada ó construida en la tapa de la envolvente del arrancador

1.5.7.4 ESTACIONES DE BOTONES MULTIPLES

El circuito de control de tres alambres, puede extenderse mediante la adición de una o más estaciones de botones para control. El motor se puede arrancar o parar desde cierto número de estaciones separadas, conectando en paralelo los botones de arranque y en serie los de paro como se muestra en la *Figura No. 6*.

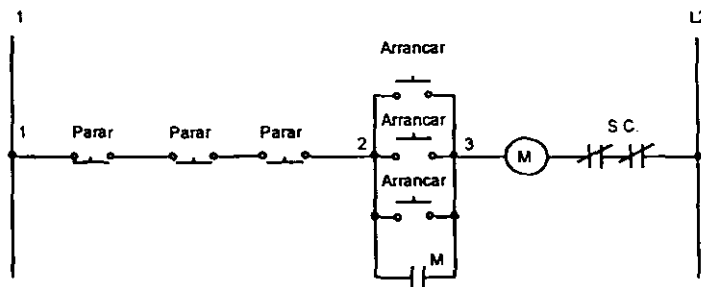


Figura No. 6 Estaciones de Botones Múltiples.

1.6 PROCEDIMIENTO GENERAL DE DISEÑO

A pesar de la amplia variedad de instalaciones eléctricas industriales, algunos elementos de diseño son comunes a todas. Los principales elementos de diseño considerados son:

- Magnitud, calidad, características, demanda y coincidencia ó diversidad de las cargas y los factores de carga
- Servicio, distribución y utilización de los voltajes y la regulación de voltaje
- Flexibilidad y capacidad de expansión
- Confiabilidad y continuidad
- Seguridad del personal y las instalaciones
- Costo inicial y de mantenimiento
- Operación y mantenimiento
- Corrientes de Falla y coordinación del sistema
- Fuentes de alimentación
- Sistemas de distribución
- Requerimientos legales y sistemas opcionales de alimentación de emergencia
- Ahorro de energía, demanda y control
- Concordancia con los requerimientos LEGALES
- Requerimientos especiales asociados con los procesos industriales
- Requerimientos especiales asociados con el medio ambiente, seguridad, exposición a elementos físicos, riesgos de incendio. Adecuado suministro de potencia y UPS's

1.6.1 CARGAS

La definición de carga se vincula a un estudio de demanda y análisis de diversidad y definición de la carga característica, además de la proyección de carga para requerimientos futuros.

Con un Lay-out general se pueden identificar las cargas más grandes y determinar la carga aproximada total en kW ó kVA. Inicialmente la cantidad podría no ser exacta, sin embargo cargas como el alumbrado y el aire acondicionado pueden ser estimados de datos generalizados. La mayoría de las cargas industriales están en función de los equipos de proceso y dicha información deberá ser obtenida de los diseñadores del proceso y del equipo. Debido a que el diseño es generalmente concurrente con el diseño del sistema de potencia, toda la información inicial estará sujeta a cambios, de modo que es necesario la coordinación con las otras disciplinas. La carga del sistema estimada requerirá un continuo ajuste hasta que al proyecto haya concluido.

1.6.2 ESTIMAR DEMANDA Y FORMA MAS CONVENIENTE DE SUMINISTRAR ESTE SERVICIO

La suma de las capacidades del equipo proporcionará la carga total conectada. Dado que el equipo no siempre opera al 100% de su capacidad y en algunos casos solo por periodos intermitentes, la demanda resultante arriba es siempre menor que la carga total conectada, de modo que habrá que hacer un adecuado estudio de diversidad de carga en el análisis.

La selección del mejor sistema ó combinación de sistemas de distribución de potencia dependerá de las necesidades de manufactura del proceso. En general, el costo de los sistemas se incrementa en forma proporcional con la confiabilidad del sistema. La máxima confiabilidad por unidad de inversión puede ser alcanzada usando los componentes de diseño apropiados.

1.6.3 FILOSOFIA DE OPERACION, ESQUEMA CONCEPTUAL

Una vez estimada la demanda es necesario llegar a un esquema conceptual de como se distribuirá la energía eléctrica. Es importante entender los elementos esenciales de la filosofía de operación de los equipos de proceso y sus requerimientos como lo pueden ser: necesidades de operación y control, paros de área que al suspender el servicio no interfieran con otras áreas, necesidades de energía eléctrica de emergencia, dual o ininterrumpible.

1.6.4 NECESIDADES DE OPERACION Y DE CONTROL

Durante la planeación de la instalación eléctrica, una vez que el diseñador ha entendido la filosofía de operación del sistema, tendrá como uno de sus objetivos, el de proporcionar a los requerimientos de operación y control. Con esto se quiere decir que normalmente el control (computadoras de proceso) van a estar alimentadas por sistemas de energía ininterrumpibles, en tanto que el equipo de fuerza muy probablemente no. Así un comando para arrancar o parar un motor puede derivar en varios comandos: Si se da el comando de arrancar y pasado un cierto tiempo no arranca; o estando andando, la falta de energía hace que el motor se pare y en la memoria del controlador electrónico correspondiente hace que el control suponga que está andando y en realidad está parado. Se incluye en este caso modos cuando existen controles automáticos y botoneras de mano o control local, en cuyo caso introducen un comando que la computadora no espera.

Esto que se da a nivel individual de un motor, se da cuando es necesario dar mantenimiento o para una subestación. Un conjunto de motores se para en un paro planeado o no planeado, pero no debe causar problemas de seguridad ni interferencia con otros departamentos que no deban parar.

Adicionalmente se deben considerar cargas que al irse la energía eléctrica, su falla sea en forma segura. A manera de ejemplo pensemos en un reactor nuclear, el cual no puede dejar de enfriarse.

Las bombas de agua de enfriamiento en este caso, su falla segura debe ser andando, lo que lleva a multiplicidad de redundancias de suministro de energía eléctrica y en la seguridad del esquema electromecánico para lograrlo.

1.6.5 DETERMINACION DEL NUMERO DE SUBESTACIONES Y NIVELES DE VOLTAJE

Dos son los problemas mas importantes a resolver en cuanto a la distribución de energía eléctrica, que tienen un mayor impacto en el costo de una instalación eléctrica de respetables proporciones: determinación de los voltajes de transmisión o distribución y el del número de subestaciones.

El primero de los problemas consiste en escoger un voltaje apropiado, Si este voltaje se escoge demasiado bajo, los equipos son caros debido a que las corrientes de corto circuito crecen arriba de niveles en los que son manejables. Además los conductores son demasiado gruesos. Si el voltaje es demasiado alto, los equipos son caros por los niveles de aislamiento requeridos, así como las distancias que requieren para mantener su nivel básico de aislamiento.

El segundo de los problemas tiene impacto también en los costos de inversión del equipo. Las subestaciones deben ponerse en el centroide de gravedad "eléctrica" para disminuir los costos de cableado y de caída de voltaje. Si la subestación es muy grande, los equipos deben seleccionarse por ende con alto corto circuito. Si dividimos ahora la carga en dos subestaciones, entonces las subestaciones disminuyen el costo del equipo (corto circuito), mejoran la caída de voltaje, pues ahora están mas cerca de los motores, disminuyen el costo de los conductores. Sin embargo se ha aumentado un transformador y equipo de interrupción. Si se hace este ejercicio con más subestaciones, el costo puede ir aumentando o disminuyendo, encontrando en algún lugar un mínimo.

1.6.6 DIAGRAMA UNIFILAR

Un diagrama unifilar completo, en conjunción con un plan físico de la instalación debe presentar suficiente información para planear y evaluar el sistema de potencia eléctrica.

La función básica del diagrama unifilar es la de conducir la información concerniente al sistema de potencia, incluyendo un esquema total tan completo como los detalles de cada elemento de la alimentación a la planta y el sistema de distribución.

1.6.7 SELECCION PRELIMINAR DE EQUIPOS DE ACUERDO A NORMAS, REGLAMENTOS Y CODIGOS.

Un buen proyecto de ingeniería es una respuesta técnica y económicamente adecuada, que respeta los requerimientos de las normas y códigos aplicables. En México la norma NOM-001 constituye el marco legal para el proyecto y el diseño de la instalación eléctrica.

Existen normas para la fabricación de equipo eléctrico que proporcionan información relativa a las características del equipo, así como los requisitos para su instalación.

En México todo el equipo eléctrico debe cumplir con las normas CCONNIE (Comité Consultivo Nacional de Normalización de la industria eléctrica.) y los equipo importados deben cumplir con las normas nacionales y se deben de conocer las normas del país de origen

1.6.8 ESTUDIO DE LAS DIFERENTES CONDICIONES DE OPERACION

Las condiciones de operación en cualquier instalación no son estables siempre, y en el diseño se deben de prever la mayoría de las posibles eventualidades que pueden ocurrir, para poder tomar las decisiones adecuadas en la selección del equipo, así como para la correcta selección y coordinación del sistema de protección. El estudio y la simulación por computadora de las diferentes condiciones de operación ayuda a caracterizar el sistema y elegir los elementos de diseño más apropiados para cada caso.

1.7 CONDICIONES DE OPERACIÓN

En el diseño del sistema se deben considerar los diferentes modos de operación para dimensionar los equipos de potencia y sus respectivas protecciones adecuadamente. Los modos de operación del sistema pueden ser en estado estable, bajo condiciones críticas o de emergencia y transitorias. Los estudios que se realicen sobre la red, operan normalmente en alguno de estos modos, con objeto de verificar que los márgenes de operación de los equipos son apropiados para operar bajo dichas condiciones.

1.7.1 FLUJOS DE ESTADO ESTABLE

Los análisis de flujos de potencia establecen las direcciones y cantidades de potencia en cada punto y estado del sistema.

1.7.1.1 DIFERENTES MODOS DE OPERACIÓN

Se emplean los programas de flujos para estudiar los patrones o perfiles de voltaje de la red bajo análisis. Con todas las cargas, se revisa primeramente si los taps de los transformadores y las caídas de voltaje en la instalación bajo condiciones reales de operación son aceptables. También se aprovecha un programa de flujos de potencia para determinar si los niveles de compensación de factor de potencia resultan apropiados.

1.7.1.2 ARRANQUE DEL MOTOR MÁS GRANDE

Para desarrollar suficiente par de arranque, los motores necesitan una corriente de arranque a voltaje total de 5 a 10 veces mayor que la corriente normal a plena carga y lo hacen con un factor de potencia bajo. Tales corrientes pueden causar caídas de voltaje de consideración que afectan la operación completa de la planta en cuestión, con efectos desfavorables como pares transitorios en la flecha del motor en operación con esfuerzos excesivos en el sistema mecánico, caída excesiva de voltaje, que puede evitar la aceleración de la transmisión a la velocidad normal y mal funcionamiento de otros dispositivos como relevadores y contactores.

Aun cuando este problema es de carácter dinámico, desde el punto de vista de la instalación se puede emplear un programa de flujos de potencia para revisar si en los diferentes buses de la instalación se mantiene un voltaje mínimo aceptable cuando uno o dos motores, los mas grandes de la instalación, arrancan y permiten la operación de la planta.

1.7.1.3 ARMÓNICAS

Es una forma de ruido eléctrico (Flicker) ó sobreposición de señales en múltiplos de la frecuencia fundamental de la potencia sobre la onda senoidal de la misma.

Las cargas lineales no generan grandes niveles de armónicas. Las cargas no lineales son producto de reactancias saturadas, corriente en pulsos, y crean corrientes que producen caídas de voltaje en todo el sistema como resultado de la interacción de la corriente con la impedancia del sistema.

Existen estudios de flujos que estudian el impacto de estas cargas concentradas que generan grandes niveles de armónicas –nones normalmente- y que pueden dar lugar a una corriente de neutro mucho más alta que la que normalmente se encuentra en circuitos, en los que las corrientes de retorno de las diferentes fases se anulan.

1.7.2 ESTUDIOS DE CARACTER TRANSITORIOS

Básicamente existen tres tipos de estudios de carácter transitorio: corto circuito, estabilidad y transitorios de sobrevoltaje.

1.7.2.1 CORTO CIRCUITO

En las etapas de planeación y diseño, se hacen los estudios de corto circuito, para determinar los valores de las corrientes en distintos puntos de la red para distintas fallas. Los niveles de corto circuito proporcionan las bases para la especificación de las capacidades interruptivas de los dispositivos de protección (relevadores, fusibles, interruptores termomagnéticos, etc.) y otros aspectos del diseño, como son redes de tierras, dimensionamiento de equipo, cálculo de alimentadores, etc.

Los estudios de corto circuito cubren las fases de planeación, y deben extenderse hasta la operación.

1.7.2.2 TRANSITORIOS DE SOBREVOLTAJE: FLICKER

El ruido es un impulso repetitivo sobrepuesto en la onda senoidal de potencia. Cuando existen cargas que se aplican en forma sistemática, como la de hornos eléctricos de arco, se generan patrones de variaciones de voltaje que se hacen visibles, especialmente en lámparas fluorescentes. El Flicker también afecta a los transmisores de radio, las lámparas fluorescentes, cargadores de acumuladores, computadoras. Hay dos tipos comunes de ruido: El de modo común que son voltajes medidos entre una fase energizada y tierra, un neutro y tierra o ambos. Y los de modo transversal que son voltajes medidos solamente entre conductores que lleven corriente.

1.7.2.3 SOBREVOLTAJES

La elevación del voltaje en los sistemas, cuando no es producida por un transitorio de maniobra de interruptores o descargas atmosféricas; se debe a varios factores, como pueden ser:

- Condiciones de baja carga en la red
- Desconexión de líneas
- Rechazos de cargas
- Efectos de excitación en generadores

Sin embargo uno de los principales estudios que se hacen en redes de energía eléctrica son los de sobrevoltajes provocados por rayos y descargas atmosféricas. Este tipo de estudio muy rara vez se realiza en el nivel industrial, excepto cuando los voltajes de alimentación son muy elevados y al final de líneas eléctricas muy grandes.

Otra categoría de sobrevoltajes que si se presenta en las redes de media y alta tensión de equipo es el que afecta a los motores y generadores conectados a sistemas donde puede haber operaciones de conexión de respetable magnitud con respecto al tamaño del sistema, o que están conectadas a líneas de alimentación expuestas a descargas atmosféricas. Esto es importante porque el aislamiento de maquinaria rotatoria es débil con respecto al nivel básico de aislamiento que exhiben los transformadores y líneas. Sin embargo en este nivel se aplican capacitores para aminorar los frentes de onda y apartarrayos especiales de Óxidos Metálicos, cuya aplicación está mas bien basada en recomendaciones generales.

1.7.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Es la correlación que debe existir necesariamente entre la rigidez dieléctrica o nivel básico de aislamiento del equipo eléctrico, líneas eléctricas, transformadores, etc. y las características de los equipos de protección (apartarrayos), una vez conocidas las sobretensiones externas e internas a las que están sujetas las instalaciones y equipos que se pretende proteger.

1.7.2.5. ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

Excepto cuando se tiene generación local, y esta va a estar sincronizada a CFE existe razón para hacer este tipo de estudios, y poder escoger parámetros de gobernadores de velocidad, de voltaje, o coordinar protecciones de potencia inversa, etc.

Muy ocasionalmente se tiene aplicación de este tipo de estudios cuando se conecta un UPS de magnitudes respetables a un generador de emergencia. En estos casos cuando la frecuencia y el voltaje del motor generador son apropiados el UPS conecta una carga fuerte, no lineal. Esto hace que baje la frecuencia del generador de emergencia y el control del UPS detecta que la calidad de energía no es apropiada, desconectándose. De esta manera se inicia un ciclo que no permite la operación de los equipos. Adicionalmente la no linealidad de la carga requiere de una medición de voltaje RMS apropiada como retroalimentación, de otra manera el regulador de voltaje compensa el voltaje en forma excesiva, de modo que puede quemar el equipo de cómputo asociado.

1.7.3 CRÍTICAS Ó BAJO CONDICIONES DE EMERGENCIA.

Se deben procurar las condiciones necesarias para suministrar potencia a los procesos de manufactura que así lo requieran en condiciones de falla del sistema de alimentación principal, esto es, dotar al sistema de una fuente de potencia de emergencia, dimensionada sobre la base de los datos arrojados en los análisis de flujos de potencia y corto circuito.

1.7.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CON CFE

A fin de coordinar de una manera eficiente las protecciones del sistema de la planta con las del medio de suministro de potencia se debe establecer desde la etapa de planeación las condiciones que imperarán en el sistema para establecer de que manera podrian impactar en el servicio eléctrico proporcionado por CFE las caídas de voltaje al arranque de los motores mayores ó las variaciones de frecuencia que pudieran provocar las operaciones críticas, de emergencia ó transitorias de la planta.

1.7.5 PRODUCTOS DE ESTOS ESTUDIOS

Los estudios anteriores tienen como objetivo establecer las previsiones y correcciones necesarias para que el sistema funcione de una manera segura y eficiente.

Como se menciona en cada punto, existe una función específica para cada estudio, los datos arrojados en cada uno de estos funcionan, en algunas ocasiones, como datos de entrada para otro estudio y en otras son comparativos para censar el funcionamiento del sistema.

1.7.5.1 MODIFICACIÓN DE REACTANCIAS DE TRANSFORMADORES Y BUSES

De acuerdo a los resultados arrojados por los estudios de corto circuito se observa si los niveles de corriente de corto circuito están dentro de un margen tolerable que no dañe a los equipos y al personal que pueda laborar en la planta. En caso de ser necesario, el modificar estos niveles requiere de reducir o ampliar la reactancia de los equipos según sea el caso, para modificar los niveles de corto circuito.

1.7.5.2 REACTANCIAS DE ATERRIZAJE

Para disminuir los niveles de corto circuito es necesario colocar una reactancia entre el equipo y la red de tierras. Con el fin de reducir los niveles de corriente de corto circuito de retorno por tierra que puedan dañar a los equipos.

1.7.5.3 REACTORES Y CAPACITORES

Por medio de los estudios de flujos de potencia se determina el tipo de carga (inductiva, capacitiva) y las direcciones de flujo, así mismo estos estudios indican los valores de potencia que se deben suministrar para la correcta corrección del factor de potencia y la ubicación de los lugares indicados para hacerlo.

1.7.5.4 FILTROS

Los filtros reducen el paso de transitorios o armónicas al sistema de corriente alterna al proporcionar una baja impedancia al referenciarlas a tierra, además proporcionan parte de la potencia reactiva consumida por el convertidor.

1.7.5.5 TAPS DE TRANSFORMADORES

Reducen ó aumentan el voltaje de acuerdo a la exigencia del sistema de manera mecánica o automática, este tipo de transformadores pueden colocarse en las unidades de subestación ó con dispositivos de arranque de cargas muy grandes.

1.7.5.6 NECESIDADES DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

El objeto es determinar las características, gamas y ajustes de los dispositivos de protección de sobrecorriente, que deben interrumpir los cortos circuitos con rapidez y proporcionar protección a equipos, aislando la carga que falló cuando se presenta un corto circuito o sobrecarga.

1.7.5.7 REGULADORES DE VOLTAJE

En los sistemas eléctricos es necesario corregir los niveles de voltaje, ya sea por el impacto de alguna falla ocurrida en otra área del sistema o por variación en el suministro. Algunos de los métodos de regulación son:

- Cambiadores de taps de carga en los transformadores.
- Capacitores para conexión/desconexión.
- Reguladores de voltaje por pasos.
- Sistemas de soporte de voltaje con electrónica de potencia.

1.8 MEMORIA DE CALCULO Y ESPECIFICACIONES DE EQUIPO MAYOR

Es necesario elaborar una memoria de cálculo del diseño de la instalación eléctrica. En principio aparece el criterio de diseño de cada subsistema y de los esquemas seleccionados. Adicionalmente, por cada equipo principal, se debe incluir los elementos de juicio por los cuales se selecciona cada equipo, su capacidad nominal y características principales, así como de los alimentadores y circuitos derivados, sus capacidades nominales, y bajo condiciones transitorias, demostrando en especial que el diseño logrado está protegido apropiadamente y no representa un peligro.

1.8.1 DEFINICION DE EQUIPO CRITICO

Podemos definir como equipo crítico todo aquel que por su función dentro del sistema podría sacar de línea a todo el proceso (en caso de falla ó sufrir algún daño) ya sea por un paro de energía, una operación de emergencia, ó un condicionante del medio ambiente. Sin embargo la definición de equipo crítico se hace bajo términos de seguridad y protección a la salud. La OSHA clasifica a los equipos críticos específicamente, como aquellos a los que se refiere, no deben liberar a la atmósfera ninguna emisión que pueda producir explosiones o incendios, así como no representar un riesgo para la salud.

1.8.2 DEFINICION DE EQUIPO MAYOR

Desde el punto de vista eléctrico, este término se refiere a todo aquel equipo de magnitudes y costos relativamente grandes dentro del diseño, y que tienen tiempos de entrega lo suficientemente grande como para ser comprado tan pronto empieza la ingeniería de detalle. Típicamente es todo equipo que participa de forma directa en la generación, transformación y distribución de potencia: generadores, transformadores, CCM, interruptores, subestaciones, tableros de distribución de energía y potencia, de protección.

1.8.3 ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD

El plan de procuración del equipo mayor debe incluir, dentro de las especificaciones de equipo mayor, el plan de inspecciones, documentación, pruebas a equipo con testigos, etc. De modo que desde ahí empiezan los certificados de inspección y la verificación de cada etapa del diseño e implementación de la instalación.

Todo el diseño de la instalación deberá estar debidamente documentada con todos los elementos que componen la memoria de cálculo para soportar la selección y dimensionamiento de equipo.

Los planos deberán estar actualizados con todos los cambios que se hayan implementado durante el desarrollo de la instalación. Realizados por personal certificado en las normas correspondientes.

1.8.4 ESPECIFICACIONES Y ESTANDARES

Cada firma de ingeniería tiene típicamente un conjunto de especificaciones base para los equipos principales. Estas suelen hacer referencias y citan normas y estándares de instituciones técnicas como pueden ser la *National Electrical Manufacturers Association* (NEMA) o el *American National Standards Institute* (ANSI). Estos formatos de estándares aplican principalmente a generadores, interruptores, transformadores, subestaciones, centros de control de motores, motores, etc.

1.8.5 SOLICITUD DE COTIZACIONES

Una vez que el proyectista ha determinado sobre la base de un procedimiento de diseño y una completa memoria de cálculo el dimensionamiento de equipo, solicitará la cotización sobre la base de los requerimientos técnicos especificados por la mayoría de los fabricantes y prepara para la autorización de su solicitud un cuadro técnico y un cuadro económico en donde establezca cuales serán los elementos que además de cubrir los requerimientos técnicos, le ofrece un valor agregado como puede ser el tiempo de entrega, capacitación por parte del fabricante, mayor tiempo de garantía, etc.

1.8.6 CUADROS TECNICOS

Los cuadros técnicos para la presentación de la cotización deberán incluir en primer plano los requerimientos funcionales que arroja la memoria de cálculo y luego el valor agregado que cada fabricante puede ofrecer además de cubrir con los requerimientos técnicos solicitados como son:

- Eficiencia del equipo
- Capacitación
- Actualización de información
- Accesorios
- Antecedentes con la marca
- Información Técnica
- Instalación
- Mantenimiento

1.8.7 CUADROS ECONOMICOS

Los cuadros económicos para las cotizaciones presentan además del costo propio del equipo, más elementos que ofrezcan al cliente:

- Una recuperación de capital a futuro
- Tiempo de respuesta de disponibilidad,
- Tiempo de garantía
- Crédito

2. MEMORIA DE CALCULO.

Así como el capítulo anterior se enfocó en la planeación del proyecto, en la secuencia de diseño de una instalación eléctrica industrial y a la aplicación macro de todas las herramientas, el enfoque de este capítulo es el cómo se realiza el cálculo de las instalaciones eléctricas.

2.1 ESTUDIOS DE CARGA

En todo proyecto eléctrico el primer paso es la especificación de las cargas. Para ello es necesario que según el tipo de proyecto, el ingeniero eléctrico además de tener el conocimiento de que se quiere instalar, posea conocimientos claros de las características de la carga del sistema que se va a implementar para diseñar y operar satisfactoriamente y para determinar la forma más conveniente de suministro.

2.1.1 DEFINICION DE CARGAS

El Diseño de una instalación eléctrica requiere del conocimiento de la potencia o carga que se va a alimentar, ésta información resulta indispensable para la etapa en que se realiza la ingeniería tanto básica como de detalle.

2.1.1.1 INTEGRACIÓN QUE NECESITA CFE EN LAS CARGAS

Con objeto de que CFE suministre las conexiones para el servicio, encontramos que la información necesaria a suministrarle normalmente es la carga instalada y el voltaje en el que se requiere el servicio. Antiguamente se tenía lo que se llamaba la Demanda Base de Facturación, que es la demanda que se contrataba y la base sobre la cual se calculaban los costos de "demanda" de energía, y usualmente era el 60% de la capacidad instalada.

El segundo dato importante a suministrarle a CFE es el voltaje al que se solicita la demanda el cual está íntimamente relacionado con la magnitud de la demanda y los cálculos económicos de a que voltaje según las tarifas conviene realizar la conexión. En este caso el usuario hace un estimado de su demanda, en cada uno de los escalones, y con la demanda correspondiente del escalón, según la tarifa, simula el costo de la energía en el tiempo según una de las tarifas pertinentes. Se realizan mas estudios de este tipo para cada tarifa, y con diferentes voltajes, incluyendo las inversiones correspondientes, para escoger la alternativa que resulte más económica.

En instalaciones industriales donde hay motores grandes, con alguna frecuencia sucede que las instalaciones de CFE no son lo suficientemente robustas para arrancar a los motores. Por lo que cuando se tiene esta situación, al empezar el proyecto conviene realizar estudios eléctricos que limiten esta posibilidad y se busquen alternativas.

Históricamente las industrias que permitían la cogeneración en forma económica no se les permitía sincronizarse con la red. La ley ha cambiado y ahora se permite dicha interconexión. Aparte de ajustarse a esquemas de protección que demanda la CFE, es necesario realizar estudios económicos para determinar los costos de energía de respaldo en condiciones de emergencia y de mantenimiento.

2.1.1.2 POTENCIA ELECTRICA

Para efectos de la facturación el kilowatt-hora representa la energía eléctrica consumida por una carga de un kilowatt consumido (o generado en su caso) en un intervalo de una hora, así pues, éste representa una medida del trabajo total que realiza un circuito eléctrico.

2.1.1.3 DEMANDA E INTERVALO DE DEMANDA

La empresa suministradora cobra normalmente por dos conceptos: demanda y energía. La demanda trata de ser proporcional a la inversión que la empresa eléctrica realiza para suministrar el servicio eléctrico, y la energía por el costo de combustibles y pérdidas de energía en el transporte.

En cuanto a la demanda, la pregunta que se genera es cual demanda se debe considerar, si la demanda y energía que requiere una empresa varía continuamente y de segundo a segundo. Dado que los equipos eléctricos se dimensionan fundamentalmente en base a la capacidad que tienen para disipar pérdidas y limitar su elevación de temperatura, es una demanda relacionada con la temperatura la que se emplea en la facturación. En este caso, la demanda de una instalación o sistema es la carga demandada en las terminales receptoras tomada en un valor RMS durante un determinado intervalo, usualmente 15 minutos. En esta definición se entiende por carga la que se mide en términos de potencia (aparente, activa, reactiva) o de intensidad de corriente.

El tiempo durante el cual se toma el valor medio se denomina "intervalo de demanda" y es establecido por la aplicación específica que se considere, la cual se puede determinar por los valores nominales de potencia y corriente que deben mostrarse en la placa de datos de los aparatos o por la duración de la carga.

2.1.1.4 DEMANDA MÁXIMA

El conocimiento de la demanda máxima y su efecto en el sistema eléctrico es de suma importancia, dado que la demanda máxima determinará la capacidad que requiera el sistema.

La demanda máxima combinada determina la capacidad del transformador y el calibre del conductor y la capacidad de los interruptores que formen parte del alimentador primario. La máxima demanda combinada de un grupo de alimentadores primarios determinará la capacidad de la subestación hasta llegar a determinar la capacidad de generación de todo el sistema.

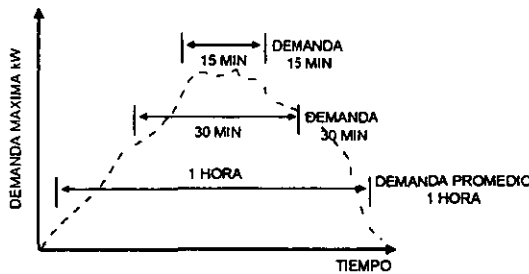


Figura No. 7 Demanda Máxima

2.1.1.5 CARGA CONECTADA

Es la suma de los valores nominales de todas las cargas instaladas que tienen probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima.

2.1.1.6 FACTOR DE CARGA

Es la relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo. En forma matemática:

$$F_c = \frac{D_m}{D_{ms}} = \frac{D_m \times \Delta \delta}{D_{ms} \times \Delta \delta} = \frac{\text{energía absorbida en } \Delta \delta}{D_{ms} \times \Delta \delta}$$

Donde:

D_m Demanda promedio
 D_{ms} Demanda máxima

$\Delta \delta$ Intervalo

El pico de carga puede ser el máximo instantáneo o el máximo promedio en un intervalo (Demanda Máxima). El factor de carga indica básicamente el grado en que el pico de carga se sostiene durante el periodo. [En el Apéndice 12 tabla 2.1.1.5 se muestran los factores típicos de carga en la industria]

2.1.1.7 DEMANDA DIVERSIFICADA

Es la relación entre la sumatoria de las demandas individuales del conjunto en un tiempo (t_a) entre el número de cargas. La demanda máxima diversificada será la relación de la sumatoria de las demandas individuales del conjunto cuando se presente la demanda máxima del mismo (t_{mnc}) y el número de cargas. Lo que se puede expresar así:

$$D_{dv} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{i,t_a}}{n} \quad , \quad D_{mnc} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{m_i}}{n}$$

Donde:

D_{dv}	=	Demanda diversificada del conjunto en el instante t_a
$D_i(t_a)$	=	Demanda de la carga i en el instante t_a ($i = 1, 2, \dots, n$)
D_{mnc}	=	Demanda máxima no coincidente del conjunto
D_{m_i}	=	Demanda máxima de la carga i

La diversidad entre las demandas máximas se mide por el factor de diversidad, que es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales entre la demanda máxima del grupo de cargas. El factor de demanda se puede referir a dos o más cargas separadas o se pueden incluir las demandas de cualquier parte del sistema, esto se puede expresar matemáticamente como:

$$F_{dv} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{m_i}}{n}$$

En la mayoría de los casos el factor de diversidad es mayor a la unidad, debido a que la sumatoria de demandas máximas de la carga i es mayor que el número de cargas.

2.1.1.8 FACTOR DE DEMANDA

El factor de demanda en un intervalo δ del sistema (o circuito) es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total instalada. El factor de demanda es un número adimensional; por tanto la demanda máxima y la carga deberán tener las mismas unidades. El factor de demanda generalmente es menor que la unidad y será unitario cuando durante el intervalo δ todas las cargas instaladas absorban sus potencias nominales. Formalmente se tendrá entonces:

$$F_d = \frac{D_{ms}}{P_{ms}}$$

Donde:

F_d	=	Factor de demanda del sistema
D_{ms}	=	Demanda máxima del sistema
P_{ms}	=	Carga total instalada

2.1.1.9 FACTOR DE UTILIZACION

Es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema. Así que mientras el factor de demanda expresa el porcentaje de potencia instalada que esta siendo alimentada, el de utilización establece que porcentaje de la capacidad del sistema está siendo utilizado durante el pico de carga. Esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$F_u = \frac{D_{ms}}{C_s}$$

Donde:

- F_u = Factor de utilización del sistema
- D_{ms} = Demanda máxima del sistema
- C_s = Capacidad del sistema

2.1.1.10 FACTOR DE CONTRIBUCIÓN

El factor de contribución de una de las cargas del conjunto se define como la relación entre la contribución de esta carga a la demanda máxima del conjunto y la demanda máxima de esta carga, es decir, la contribución de esta carga a la demanda máxima del conjunto.

Partiendo de la *Figura No. 8* se puede establecer:

$$C_n = \frac{D_n}{D_{maxn}}$$

Donde

- C_n Factor de contribución de la carga n
- D_n Demanda de la carga n
- D_{maxn} Demanda máxima de la carga

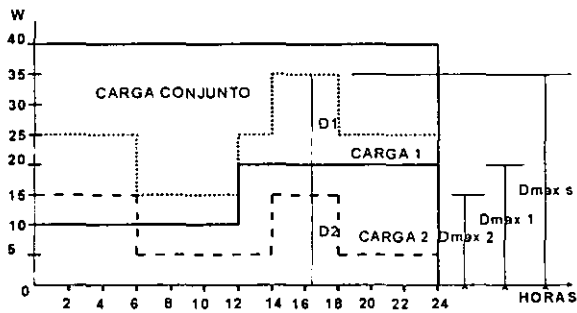


Figura No. 8 Factor de Contribución

2.1.1.11 DIVERSIDAD DE CARGA

Es la diferencia entre la suma de los picos de dos o más cargas individuales y el pico de la carga combinada.

Se llama LD a la diversidad de la carga, en forma matemática:

$$LD = D_{max\ 1} + D_{max\ 2} + \dots + D_{max\ n} - D_{max}$$

$$LD = (F_{div} - 1) D_{max}$$

Donde D es la demanda.

2.1.1.12 FACTURACION DE CFE

Se definen a continuación las tarifas más comunes para uso industrial, para una mayor explicación de esta y otras tarifas consultar el apéndice No 12. "Tarifas Eléctricas".

• TARIFAS PARA SERVICIO INTERRUMPIBLE

(a) TARIFA "HS": Nivel alta tensión, 35 a 220 kV. El usuario deberá contratar una demanda interrumpible y una demanda firme.

- La demanda interrumpible contratada no puede ser menor a 7000 kW, ni mayor al promedio de su demanda máxima medida en periodo de punta durante los tres meses previos a su solicitud de instalación.
- La demanda firme contratada, la fijará el usuario sobre la base de sus necesidades de operación y corresponde a la demanda mínima que el suministrador está obligado a abastecer al usuario, durante un periodo de interrupción.

(b) TARIFA "HS-L" Es propiamente igual a la tarifa "HS" excepto que para el usuario en tarifa HS-L, al mantener factores de carga en punta mayores a 80%, permite ahorros adicionales a los que ya presentan las tarifas.

• Fórmulas para el cálculo de la energía

Tarifa "HS"	$DF = DP + 1/5 (DB - DP)$ $KWHT = KWHB + KWHP$
Tarifa "HSL"	$DF = DP + 1/5 (DB - DP)$ $KWHPm \geq 80\% DP$ (No DE HRS PICO) $KWHPe = KWHP - KWHPm$ Si, $KWHPm > KWHP$ Entonces, $KWHPe = 0$ $KWHB = KWHT - (KWHPm + KWHPe)$

Para interpretar variables ver definiciones generales en el Apéndice 12 tabla 2 1 2 11

En la última revisión de tarifas encontramos ya tres escalones, base, intermedio y pico. Cada uno de ellos definidos en demanda y energía, según horarios que cambian según las zonas del país.

2.1.2 CLASIFICACION DE LAS CARGAS

2.1.2.1 CARGA CONTINUA

Carga cuya corriente máxima se mantiene durante tres horas o más. Para condiciones industriales se toma un conjunto de cargas características para determinar su clasificación. Esta operación permite a los sistemas mantenerse en condiciones de estado estable por más tiempo, aumentando la vida de operación del sistema y reduciendo pérdidas y costos.

2.1.2.2 CARGA NO CONTINUA.

Es la carga que se activa por periodos de tiempo cortos, el uso de este tipo de cargas recae en un mayor consumo de energía, en especial si los componentes principales de esta carga son motores, los sistemas de alimentación y protección deben diseñarse de acuerdo a estas características para soportar las continuas entradas y salidas de operación de la carga. Algunas de estas cargas generan problemas eléctricos difíciles de eliminar, especialmente si el sistema eléctrico es débil, esto es, tiene una relativa alta impedancia interna. Algunas de estas cargas son:

- Compresores
- Soldadoras
- Elevadores
- Hornos eléctricos de arco.

2.1.2.3 CARGAS LINEALES

Linealidad en este caso significa que la carga no deforma la relación que existe entre corriente y voltaje, como es el caso de una resistencia, y en términos prácticos (que no reales), un motor trifásico.

2.1.2.4 CARGAS NO LINEALES

Este término se refiere a que la carga ya no mantiene la relación que idealmente se da entre voltaje y corriente.

Un primer ejemplo es un diodo, en el que durante la parte del ciclo que conduce, si la carga es una resistencia, durante un medio ciclo, la relación entre voltaje y corriente está en fase, y es lineal, esto es a igual incremento de voltaje hay un igual incremento de corriente. Esto ya no es cierto en el siguiente semiciclo. Ya que no hay corriente independientemente del voltaje. Cuando se revisa el resultado en términos de transformada de Fourier, encontramos una componente de corriente directa.

Muchas cargas pierden incluso la relación entre la frecuencia del voltaje de la fuente y la de la corriente de carga. La generación de una triple armónica es un ejemplo de ello.

En la actualidad hay muchas cargas no lineales. Cuando la mayor parte de la carga en un circuito estrella de 3 fases, 4 hilos consiste de cargas no lineales, como alumbrado por descarga eléctrica, equipo de procesamiento de datos, computadoras o equipo similar, se presentan corrientes armónicas en el conductor neutro, éste se considera como conductor activo. Desde el punto de vista industrial, encontramos que la mayor fuente de armónicas son los equipos derivados de IGBT, tiristores, SCR y GTO.

2.1.2.5 ENERGIA ININTERRUMPIBLE (UPS)

Estos sistemas que constan de rectificadores-inversores (por lo general respaldados por generadores impulsados por motores), se emplean para el suministro de energía a las computadoras, procesadores de datos en línea, controladores de procesos y otras cargas críticas, para prevenir las interrupciones costosas de la energía.

Las unidades rectificadoras-inversoras comerciales se constituyen desde aproximadamente 1 a 250 kVA y se les puede arreglar para operar en sistemas hasta de 2000 kVA. A las unidades se les designa para cargas críticas a voltajes y frecuencias comerciales típicas monofásicas y trifásicas, incluyendo las de 400 Hz. Por lo general se les selecciona para proporcionar energía plena durante 10 min. Los valores nominales en amperes-hora de la batería decaen con rapidez para tiempos breves de descarga de corriente alta, de tal manera que es menor el ahorro en costo cuando se selecciona una capacidad de 5 min. En vez de una de 10. Excepto para los valores integrales en kVA, las unidades rectificadoras-inversoras por lo general no son artículos de entrega inmediata, estas se fabrican bajo pedido y con base en las variaciones de un diseño original. [En el Apéndice 12 se dan algunos criterios básicos (especificaciones) para la selección de un UPS].

El UPS es en sí mismo una carga para el sistema eléctrico (de tipo no lineal) y un generador de relativa alta impedancia de salida, a la que se conectan cargas eléctricas, típicamente no lineales. El UPS impone requerimientos en las cargas, ya que no pueden ser predominantemente inductivas o desbalanceadas.

Otro problema importante en los UPS es el relacionado con la corriente de Inrush de la carga. Si reconocemos al UPS como un equipo que genera energía eléctrica con una tecnología electrónica, entonces sucede que cualquier transitorio de corriente sea crítico para la electrónica de potencia del UPS, ya que la electrónica de potencia a diferencia de los equipos eléctricos, son muy sensibles y no pueden con las sobrecorrientes de un ciclo o menos que usualmente los equipos eléctricos toleran con cierta facilidad. De modo que muchas veces, al irse la corriente Este problema se presenta cuando se arranca el UPS con su carga. Cada carga tiene una corriente de Inrush, y la suma de todas las corrientes de inrush con frecuencia sucede que es mayor que la del fusible de la etapa de potencia del UPS.

2.1.2.6 PROBLEMAS DE CONTROL DE LA CARGA

Los problemas más comunes en el control de la carga son: La variación de la potencia, regulación de voltaje, generación de armónicas, variación del factor de potencia, corrientes de inrush.

Sin embargo en sistemas eléctricos débiles, como es el que se da en los generadores de emergencia con cargas críticas, los problemas que las cargas no lineales introducen deben tener una consideración apropiada. A manera de ejemplo supóngase un UPS que se autodesconecta cuando la frecuencia de alimentación baja 0.5 Hz y se autodesconecta también cuando el voltaje cae 5%. Independientemente de los problemas que la carga no lineal produce en el regulador de voltaje del generador, al conectarse el UPS al generador de emergencia este usualmente baja su frecuencia, y bajo su voltaje. Cuando la frecuencia baja a 59.5 Hz. el UPS se desconecta, y el generador se vuelve a acelerar. Al volverse a acelerar, el UPS se vuelve a conectar. Si el generador de emergencia se acelera arriba de 60.5 Hz también se desconecta el UPS. Esto debido a la elasticidad del generador de emergencia. Esto lleva a considerar que la capacidad del generador de emergencia debe ser mayor que la capacidad del UPS en factores que no es inusual que sean del 350%.

Algo parecido sucede a equipos de tiristores de elevadores conectados a generadores de emergencia, con el agravante de que el elevador al arrancar puede requerir grandes cantidades de corriente.

Situaciones relativamente similares se presentan cuando se desea arrancar motores grandes comparativamente con el motor y tamaño del generador. Una variación de este problema se encuentra cuando se tienen motores y sistemas de energía ininterrumpible de tipo rotativo.

En estos casos puede llegar a requerirse la simulación de la estabilidad transitoria de los equipos involucrados para poder especificarlos en forma apropiada. Otra alternativa es una prueba antes de especificar los equipos.

2.1.2.7 RECTIFICADORES Y CONVERTIDORES

Los valores de conversión y rectificación están dados por el tipo de carga que debe alimentarse, para estos fines se pueden considerar los siguientes tipos de conversión: De C.A a C.A de C.A a C.D; de C.D a C.D; y de C.D a C.A. Los rectificadores son usados para definir la dirección del flujo de corriente y acondicionamiento, de acuerdo al proceso requerido.

Para seleccionar un convertidor con su respectivo rectificador se requiere conocer:

- Tipo de carga
- Corriente
- Tipo de voltaje (alterno / directo)
- Tipo de interface (voltaje origen / voltaje destino)
- Desbalance de la carga
- Tiempo que se quiere de respaldo de baterías.
- Características especiales como Walk-in
- Características de Switch estático.

2.1.3 CARACTERISTICAS GENERALES

Para las primeras etapas de un proyecto, cuando se requiere una estimación aproximada de la carga, se pueden utilizar los valores de carga típicos, producto de la observación en empresas o procesos similares. En este caso se deben estudiar cuidadosamente los factores que podrán incrementar o disminuir la carga como: Procesos de producción específicos, implementación de maquinaria moderna, grado de optimización, capacidad de producción, fuerza, etc.

Los estudios de carácter eléctrico normalmente toman la carga RMS de watts y VA reactivos. Otra forma es la carga en kVA y factor de potencia. Cada carga puede expresarse según el estudio que se requiera, en modos. Así tenemos cargas para el modo inrush, el modo normal, modo intermitente, el modo de emergencia, el modo de cuando arranca el motor mas grande, modo de máxima carga, la carga en el primer ciclo, etc.

2.1.3.1 CARGA DE TRANSFORMADORES

La eficiencia del transformador está en función de la carga que tiene conectada (curva característica de eficiencia). Si un transformador está permanentemente conectado a la red, habrá un consumo permanente de energía equivalente a pérdidas en vacío (especificadas por el fabricante en placa de datos o en manual de operación).

En el momento en que se le conecte una carga las pérdidas correspondientes a esa carga serán:

$$P_c = P_n \left[\frac{I}{I_n} \right]^2 \quad [\%]$$

Donde:

P_c	=	Pérdidas correspondientes al régimen de la carga.
I	=	Corriente del régimen de carga correspondiente.
I_n	=	Corriente nominal (plena carga).
P_n	=	Pérdidas debidas a la circulación de la corriente nominal por los conductores del transformador (pérdidas nominales del cobre)

Por lo general la eficiencia del transformador se obtiene cuando la carga está entre 75 y 100%, por lo que debe procurarse que el transformador se utilice en regimenes de carga cercanos al 100%. Entonces resulta conveniente determinar la carga promedio y procurar que se mantenga dentro de ese rango.

El cálculo es de la siguiente manera:

$$I_{prom} = \sqrt{\frac{\sum I_j^2 t_j}{\sum t_j}}$$

Donde:

I_{prom}	=	Corriente de carga promedio
j	=	1,2,...,n periodos de tiempo en que la carga conectada es diferente
t_j	=	Carga constante durante el periodo de tiempo t_j

2.1.3.2 CARGA EN ALIMENTADORES

Para el cálculo de alimentadores en circuitos de alumbrado el factor de carga se considera unitario. Para el circuito de alimentación de un motor de inducción se debe aumentar un 25% a la carga del motor, debido a que la corriente de arranque provoca un calentamiento adicional.

La carga del alimentador para un CCM o cualquier tablero que tiene conectado algún motor se calcula con la ecuación:

$$I = (fc) \times \sum I_j + 1.25 \times I_{nm}$$

Donde:

j	=	1,2,...,n elementos conectados
I	=	Carga alimentador en amperes
I_j	=	Carga de cada uno de los elementos en amperes
I_{nm}	=	Corriente nominal del motor más grande del grupo considerado

2.1.3.3 CARGA EN PLANTAS DE EMERGENCIA

Mientras que la red eléctrica puede proporcionar cualquier sobrecarga sin provocar problemas importantes, una planta de emergencia está limitada por las capacidades del motor de combustión interna y del generador que deberá ser mayor que la carga demandada.

La carga puede calcularse con la fórmula para el cálculo de alimentadores, pero se debe considerar que el voltaje disminuye al arrancar los motores. La caída de voltaje puede ser tan grande que provoque que el motor correspondiente no pueda arrancar y que la planta sufra una sobrecarga. Por esta razón es importante conocer la información del fabricante al respecto del tamaño del motor más grande que puede arrancarse. También conviene pensar en la posibilidad de programar la entrada de la carga conectada a la planta de emergencia.

2.1.3.4 CARGA EN BANCOS DE CAPACITORES

No es común intentar calcular el factor de potencia desde el proyecto de una instalación. Normalmente la compañía suministradora otorga un plazo de tres meses después de iniciada la operación de la planta para corregir su factor de potencia.

Relaciones para la obtención de la corriente:

$$I_c = \frac{Q}{\sqrt{3}V} \times 1000$$

Donde:

V	Voltaje entre líneas
I _c	Corriente del capacitor
Q	Potencia reactiva

De acuerdo con normas la corriente nominal (NOM 460.8 capacidad de conducción) de: los conductores (cables o barras), los equipos de conexión o desconexión y los dispositivos de protección de un banco de capacitores deben ser por lo menos el 135% de la corriente nominal de los capacitores. Los fusibles son una excepción ya que su corriente no debe ser inferior al 165% de la corriente nominal de los capacitores.

Por lo tanto la capacidad de conducción de los elementos de la instalación de los capacitores será:

$$I_{conduccion} = (1.35) \times I_c$$

2.1.4 CENTROIDE DE CARGA

Tratándose de ubicar equipo eléctrico, la intención es ubicar al equipo de fuerza de modo que el costo de inversión por conectar la carga sea el menor. Esto sucede cuando el equipo eléctrico se ubica en el "centroide de gravedad eléctrico" computando las distancias a lo largo de los ejes x y y de la carga, por donde se mueven los conductores. Este punto es aquel que cumple con la condición de la suma de todos los productos de la corriente de carga por su distancia al centro de peso de la misma. Por lo general este punto no resulta accesible para la colocación física del centro de carga, por lo que el ingeniero eléctrico debe establecer un lugar próximo adecuado que de preferencia se acerque a la alimentación.

El procedimiento para encontrar el centroide de carga es el siguiente:

- En el plano constructivo del área considerada se define un sistema de ejes cartesianos, el origen de este sistema deberá ser determinado por el ingeniero eléctrico, posteriormente se obtienen las coordenadas (X,Y) para cada carga (con respecto a esa referencia).
- Entonces utilizando las siguientes expresiones se obtienen las coordenadas del punto donde se cumple la condición planteada para el centroide de carga:

$$X_m = \frac{\sum_1^n X_j \times I_j}{\sum_1^n I_j}, \quad Y_m = \frac{\sum_1^n Y_j \times I_j}{\sum_1^n I_j}$$

donde:

X _m	=	Punto promedio en X
Y _m	=	Punto promedio en Y
j	=	1,2,...,n
I _j	=	Corriente de carga
X _j , Y _j	=	Coordenadas de la carga

Se puede utilizar la potencia en vez de la corriente cuando las cargas tienen el mismo número de fases y se considera el voltaje constante

Todo lo anterior deja de ser aproximadamente cierto cuando se trata de dos o más subestaciones. En este caso se convierte en un problema de programación dinámica, el cual puede aproximarse con programación lineal o mediante la aplicación del algoritmo de transporte.

2.1.5 PLANEACION PARA EL CRECIMIENTO Y EMERGENCIAS

La determinación de la carga es una labor que requiere de técnica, pero también de criterio para definir los preparativos que deben dejarse para futuro, así como la influencia de los posibles ciclos de operación. En el análisis también deben contemplarse los efectos que las variaciones de la carga en el tiempo pueden tener sobre la regulación de voltaje y sobre el costo de la energía.

2.1.5.1 CRECIMIENTO DE CARGA

Si se conoce la tasa de crecimiento, el crecimiento de la carga en un periodo determinado de años se puede determinar aproximadamente con la siguiente ecuación:

$$L_n = (1+r)^n \times L_i$$

Donde:

L_n	=	Carga posterior a un periodo de carga inicial.
L_i	=	Carga inicial
R	=	Tasa periódica de crecimiento de carga por unidad
n	=	Número de periodos

2.1.5.2 FACTOR DE PERDIDAS

En el cómputo de la potencia del transformador es necesario dejar un espacio para considerar las pérdidas de distribución de la energía. Para un sistema el factor de pérdidas se define como la relación entre el valor medio y el valor máximo de potencia disipada en pérdidas en un intervalo dado, este factor se puede obtener por medio de los cuadrados de las demandas horarias ($P \text{ hr}^2$) entre el cuadrado de la demanda pico (d_{pico}^2). El factor de pérdidas siempre resulta igual o menor al factor de demanda.

$$f_{perd} = \frac{\sum_1^n P \text{ hr}^2}{n \times d_{pico}^2} \times 100 (\%)$$

2.1.5.3 PERDIDAS

Para analizar el efecto del control de la demanda sobre el nivel de pérdidas de una instalación se puede comparar el resultado de la suma del cuadrado de las demandas horarias (proporcional a I^2). Para diferentes factores de demanda. Esto se puede hacer auxiliándose de la relación que existe entre el factor de demanda y el factor de pérdidas, que para una instalación que incluye transformadores y conductores puede considerarse igual a:

$$f_{perd} = 0.8 \times f_d^2 + 0.2 \times f_d$$

Donde:

f_{perd} factor de pérdidas.
 f_d factor de demanda

2.1.6 RECOMENDACIONES

- Estimar por medio de las curvas horarias de la zona que momento es el más adecuado para arrancar las cargas más considerables del sistema para obtener una facturación menor.

2.2 CÁLCULO DE ALIMENTADORES

Dado el Lay-out o arreglo de equipo se decide en función del terreno, condiciones atmosféricas, localización del centro de carga, clasificación de áreas, etc. cual será el tipo de canalización que se utilizará para llevar los alimentadores del sistema (Charolas, conduit, aérea, enterrada, etc.) , y se planteará de acuerdo a dicha selección, un arreglo de distribución de fuerza que le permita calcular las longitudes de los alimentadores y el arreglo de los mismos dentro de las canalizaciones, para poder aplicar todos los factores decrementales que permitan una adecuada selección del alimentador.

Algunos otros criterios involucran consideraciones de seguridad contra diferentes tipos de eventos. Uno puede ser incendio. Otro criterio puede requerir que los sistemas de cableado de seguridad no confluyan con los de control y distribución de fuerza.

2.2.1 CARACTERIZACIÓN

2.2.1.1 AMPACIDAD

El flujo de corriente través de un conductor se traduce en calor que eleva su temperatura hasta cierto valor máximo limitado por las propiedades térmicas del aislamiento. En general esta temperatura oscila entre 60° y 90°C y nunca debe de excederse.

Las normas y estándares establecen valores de corriente nominales para los diferentes calibres a temperatura ambiente (30°C), indicando el tipo de aislamiento y temperatura máxima de trabajo

2.2.1.2 AISLAMIENTO

La función del aislamiento es confinar la corriente eléctrica en el conductor y contener el campo eléctrico dentro de su masa.

La NOM-001-SEMP-1994 Tabla 310-13 presenta los tipos de aislamientos, usos permitidos y temperaturas máximas de operación

2.2.1.3 CANALIZACIONES

- Conduit (Pared gruesa ó delgada, individuales ó agrupados)
- Charolas con/sin circulación de aire
- Enterrado directamente ó en canalizaciones

2.2.1.4 FACTORES DE DERRATEO

- Por el tipo de canalización
- Por temperatura
- Por tipo de carga
- Por agrupamiento
- Por Norma
- Por resistividad del terreno

2.2.1.5 CABLES DE FASE

En el punto 2.2.2 se muestran los criterios de selección para cables de fase.

2.2.1.6 CABLES DE NEUTRO

El calibre del neutro se selecciona tomando en cuenta:

- a) El máximo desbalanceo de carga, esto es: si un sistema trifásico es de cuatro hilos, el hilo de neutro se dimensiona para llevar el máximo desbalanceo posible. De modo que si la protección que el circuito tiene es de fusibles, el máximo desbalanceo sería la suma de la corriente de dos de las fases.
- b) El tipo de carga, ya que esta puede originar armónicas que circulen por el neutro. En especial la tercera armónica tiene la característica que se suma en fase la tercera armónica de cada fase, dando por resultado una corriente tres veces mayor.
- c) En el caso de CCM y tableros de distribución de fuerza se acostumbra dimensionar el neutro de acuerdo a fracciones de la corriente de fase, dependiendo de las cargas y que tan balanceadas estén.

En sistemas de 3 fases 4 hilos, la corriente en el neutro se calcula de la siguiente forma para corrientes mayores de 200A

$$I_n = 200 + 0.7(I - 200)$$

donde:

I_n = corriente del neutro en Amperes

I = Corriente nominal del circuito en Amperes (Con este valor de corriente se selecciona el calibre del conductor)

Si la corriente de fase es menor a 200 A, el neutro será del mismo calibre de los conductores de fase

2.2.1.7 CABLES DE TIERRA

Debido a que el cable de tierra tiene la sagrada misión de conducir la corriente de corto circuito en el periodo que este dure, la selección de este está normada por la protección del circuito. La Selección transversal mínima de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos² es la siguiente:

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de sobrecorriente ubicado antes del equipo, tubería, etc.	Sección transversal		Sección transversal	
	Cobre		Aluminio	
	mm ²	AWG KMC	mm ²	AWG KCM
No mayor en (Amperes)				
15	2.082	14	3.307	12
20	3.307	12	5.260	10
30	5.260	10	8.367	8
40	5.260	10	8.367	8
60	5.260	10	8.367	8
100	8.367	8	13.30	6
200	13.30	6	21.15	4
300	21.15	4	33.62	2
400	27.67	3	42.41	1
500	33.62	2	53.48	1/0
600	42.41	1	67.43	2/0
800	53.48	1/0	85.01	3/0
1000	67.43	2/0	107.2	4/0
1200	85.01	3/0	126.7	250
1600	107.2	4/0	177.3	350
2000	126.7	250	202.7	400
2500	177.3	350	304.0	600
3000	202.7	400	304.0	600
4000	253.4	500	405.4	800
5000	354.7	700	612.0	1200
6000	405.4	800	612.0	1200

2.2.1.8 BUSES

Algunas de las más importantes consideraciones para la aplicación apropiada de buses en sistemas de distribución de potencia son la capacidad nominal, capacidad de corto circuito, caída de voltaje, expansión térmica, capacidad de expansión, las cargas (soldadoras).

La NOM-001-SEMP-1994 364 Ductos con Barras (Electroductos) Este Artículo cubre los ductos con barras (electroductos) y sus accesorios, usados como circuitos de acometida, alimentadores y derivaciones.

² NOM-001-SEMP-1994 Tabla 250-95

2.2.1.9 PANTALLAS³

Se aplican las pantallas eléctricas en los cables de energía con el fin de confinar en forma adecuada el campo eléctrico a la masa de aislamiento del cable ó cables.

Es necesaria la pantalla sobre el conductor en cables de 2 kV y mayores. Para tensiones menores no se requiere. Las pantallas sobre aislamiento deben ser consideradas también, y especialmente, cuando existan cualquiera de las siguientes condiciones.

- a) Conexiones a líneas aéreas
- b) Transición a ambiente de diferentes conductancias, transición de terrenos húmedo o seco
- c) Terrenos secos, de tipo desértico
- d) Conduits anegados ó húmedos
- e) En donde se utilizan compuestos para facilitar el jalado de los cables
- f) Donde fácilmente se depositen en la superficie del cable materiales conductores tales como hollín, sales, etc.
- g) Donde pudieran presentarse problemas de radiotransferencia
- h) Donde se involucre la seguridad personal

Existen situaciones donde se debe considerar el uso de cables sin pantalla ya que en el caso contrario crea graves situaciones de peligro como:

- a) Cuando las pantallas no se pueden aterrizar adecuadamente
- b) Cuando el espacio es inadecuado para terminar correctamente la pantalla
- c) En cables monopolares
 - 1. Cuando se tienen cables con empalmes en conduit metálico aéreo, en interiores y en lugares secos
 - 2. Instalados sobre aisladores en ambientes no contaminados
 - 3. Cables aislados en instalaciones aéreas sujetas a un mensajero aterrizado
- d) En cables triplex
 - Instalados en conduit aéreo ó charolas, en interiores y lugares secos
 - Cables aislados en instalaciones aéreas sujetas a un mensajero aterrizado.

Características de selección de acuerdo al proceso:

- a) Para propósitos electrostáticos.- Estas pantallas deben de ser en general de metales no magnéticos y pueden estar constituidas de cintas, alambres ó bien pueden ser cubiertas metálicas (plomo, aluminio).
- b) Para conducir corrientes de falla.- En la pantalla metálica se puede requerir una conductancia adicional para conducir corrientes de falla, dependiendo de la instalación y características eléctricas del sistema.
- c) Pantalla neutro.- Con las dimensiones apropiadas se puede diseñar la pantalla, para que en adición a las funciones descritas opere como neutro.

³ NOM-001-SEMP-1994 328-13,12,35, 400-32,35, 2303-2, 710-5, 410-34

2.2.2 SELECCIÓN POR AMPACIDAD

La capacidad de conducción de corriente para conductores de 0-2000V se especifica en las tablas de capacidad de conducción de corriente 310-16 hasta la 310-19 y sus correspondientes notas en la NOM-001-SEMP-1994

Las capacidades de conducción de corriente para conductores aislados con dieléctrico sólido de 2000 a 35000V se especifican en las tablas de capacidad de conducción de corriente 310-67 hasta la 310-84 y sus correspondientes notas NOM-001-SEMP-1994

Hay que conocer:

1. Carga
2. Voltaje
3. Longitud del Alimentador [m]
4. Temperatura ambiente [T_{AMB}]⁴

FACTORES DECREMENTALES POR EL TIPO DE CANALIZACIÓN

Si selecciona conduit

- No. de conductores por canalización [NCT]

Número de Conductores	Factores de corrección por agrupamiento
4 a 6	0.80
7 a 9	0.70
10 a 20	0.50
21 a 30	0.45
31 a 40	0.40
41 y más	0.35

- Factor por agrupamiento de tubos conduit (Si es aérea)

Factores de Agrupamiento de tubos conduit aéreos

Número de filas de tubos verticalmente	Número de filas de tubos horizontalmente					
	1	2	3	4	5	6
1	1.00	0.94	0.91	0.88	0.87	0.86
2	0.92	0.87	0.84	0.81	0.80	0.79
3	0.85	0.81	0.78	0.76	0.75	0.74
4	0.82	0.78	0.74	0.73	0.72	0.72
5	0.80	0.76	0.72	0.71	0.70	0.70
6	0.79	0.75	0.71	0.70	0.69	0.68

NOTA: Separación entre tubos $\frac{1}{4}$ a 1 diámetro de uno de ellos.

⁴ Temperatura Ambiente para las tablas de Ampicidad [30°C]

- Si selecciona charolas⁵
- Seleccionar el factor de corrección por agrupamiento en charolas (al aire libre y sin incidencia de rayos solares)⁶

a) Cables monofásicos con espaciamento (Circulación de aire restringida)

Número de charolas	Número de Circuitos		
	1	2	3
1	0.95	0.90	0.88
2	0.90	0.85	0.83
3	0.88	0.83	0.81
6	0.86	0.81	0.79

b) Cables monofásicos con espaciamento

Número de charolas	Número de Circuitos		
	1	2	3
1	1.00	0.97	0.96
2	0.97	0.94	0.93
3	0.96	0.93	0.92
6	0.94	0.91	0.90

c) Cables tríplex o monopolares en configuración trébol (circulación de aire restringida)

Número de charolas	Número de Circuitos		
	1	2	3
1	0.95	0.90	0.88
2	0.90	0.85	0.83
3	0.88	0.83	0.81
6	0.86	0.81	0.79

d) Cables tríplex ó monopolares en configuración trébol

Número de charolas	Número de Circuitos		
	1	2	3
1	1.00	0.98	0.96
2	1.00	0.95	0.93
3	1.00	0.94	0.92
6	1.00	0.93	0.90

e) Cables trifásicos con espaciamento (circulación de aire restringida)

Número de Charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	0.95	0.90	0.88	0.85	0.84
2	0.90	0.85	0.83	0.81	0.80
3	0.88	0.83	0.81	0.79	0.78
6	0.86	0.81	0.79	0.77	0.76

⁵ Ver esquemas propuestos en el Apéndice No. 10 Figura No 2.2.2

⁶ En el caso de que los cables estén instalados al aire libre y expuestos a los rayos solares, los factores anteriores deberán multiplicarse por 0.9

f) Cables trifásicos con espaciamiento

Número de Charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	1.00	0.98	0.96	0.93	0.92
2	1.00	0.95	0.93	0.90	0.89
3	1.00	0.94	0.92	0.89	0.88
6	1.00	0.93	0.90	0.87	0.86

g) Cables trifásicos juntos (circulación de aire restringida)

Número de Charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	0.95	0.84	0.80	0.75	0.73
2	0.95	0.80	0.76	0.71	0.69
3	0.95	0.78	0.74	0.70	0.68
6	0.95	0.76	0.72	0.68	0.66

h) Cables trifásicos juntos

Número de Charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	0.95	0.84	0.80	0.75	0.73
2	0.95	0.80	0.76	0.71	0.69
3	0.95	0.78	0.74	0.70	0.68
6	0.95	0.76	0.72	0.68	0.66

i) Cuando $\frac{1}{4} d < e$ y $h < d$

Número de Charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	1.00	0.93	0.87	0.84	0.83
2	0.89	0.83	0.79	0.76	0.75
3	0.80	0.76	0.72	0.70	0.69
6	0.74	0.69	0.64	0.63	0.62

- Factor de corrección por variación en la temperatura ambiente, en función de la temperatura máxima del conductor y de la temperatura ambiente.

Para temperatura ambiente diferente de 30 °C, multiplique las capacidades de corriente por el factor de corrección correspondiente en esta tabla

Temperatura ambiente °C	Máxima Temperatura del conductor		
	60°	75°	90°
21 - 25	1.08	1.05	1.04
26 - 30	1.00	1.00	1.00
31 - 35	0.91	0.94	0.96
36 - 40	0.82	0.88	0.91
41 - 45	0.71	0.82	0.87
46 - 50	0.58	0.75	0.82
51 - 55	0.41	0.67	0.76
56 - 60	0.58	0.71
61 - 70	0.33	0.58
71 - 80	0.41

SI SELECCIONA DUCTOS SUBTERRANEOS

Hay que conocer

1. Temperatura del terreno.
2. La resistividad térmica del terreno [°C-cm/W]
3. Factor de carga

FACTORES DE CORRECCION POR VARIACION DE LA RESISITIVIDAD TERMICA DEL TERRENO ρ [°C-cm/W]

Construcción del cable	Area del Conductor		Cables enterrados directamente						Cables en Ductos					
	mm ²	AWG MCM	Resistividad Térmica del terreno											
			60	90	120	150	180	240	60	90	120	150	180	240
Unipolares	16	6	1.27	1.11	1.00	0.91	0.85	0.75	1.14	1.06	1.00	0.95	0.90	0.83
	70	2/0	1.31	1.13	1.00	0.91	0.84	0.74	1.17	1.07	1.00	0.94	0.89	0.81
	150	300	1.32	1.13	1.00	0.91	0.84	0.74	1.19	1.08	1.00	0.94	0.88	0.80
	240	500	1.33	1.13	1.00	0.91	0.84	0.73	1.20	1.08	1.00	0.93	0.88	0.79
	300	600	1.34	1.14	1.00	0.91	0.83	0.73	1.21	1.09	1.00	0.93	0.87	0.78
	500	1000	1.35	1.14	1.00	0.90	0.83	0.72	1.23	1.10	1.00	0.92	0.86	0.77
Tripolares	16	6	1.17	1.07	1.00	0.94	0.88	0.80	1.08	1.04	1.00	0.97	0.93	0.88
	70	2/0	1.22	1.09	1.00	0.93	0.87	0.78	1.11	1.05	1.00	0.96	0.92	0.86
	150	300	1.24	1.10	1.00	0.92	0.87	0.77	1.12	1.05	1.00	0.95	0.91	0.84
	240	500	1.26	1.11	1.00	0.92	0.86	0.76	1.13	1.06	1.00	0.95	0.91	0.83
	300	600	1.27	1.11	1.00	0.92	0.85	0.75	1.15	1.07	1.00	0.95	0.90	0.83
	500	1000	1.29	1.12	1.00	0.91	0.85	0.75	1.16	1.07	1.00	0.94	0.89	0.81

FACTORES DE CORRECCION POR VARIACION EN LA TEMPERATURA AMBIENTE PARA CABLES DIRECTAMENTE ENTERRADOS O EN DUCTOS SUBTERRANEOS

Máxima Temperatura del Conductor [°C]	Temperatura del terreno [°C]				
	15	20	25	30	35
60	1.13	1.07	1.00	0.93	0.85
75	1.10	1.05	1.00	0.95	0.88
80	1.09	1.04	1.00	0.96	0.90
90	1.07	1.03	1.00	0.97	0.92

FACTORES DE CORRECCION POR AGRUPAMIENTO EN INSTALACION SUBTERRANEA DE CABLES⁷

j) Un cable triplex ó tres cables monofásicos en el mismo ducto, ó un cable tripolar por ducto

Número de Tubos Verticalmente	Número de Tubos Horizontalmente					
	1	2	3	4	5	6
1	1.00	0.87	0.77	0.72	0.68	0.65
2	0.87	0.71	0.62	0.57	0.53	0.50
3	0.77	0.62	0.53	0.48	0.45	0.42
4	0.72	0.57	0.48	0.44	0.40	0.38
5	0.68	0.53	0.45	0.40	0.37	0.35
6	0.65	0.50	0.42	0.38	0.35	0.32

k) Un cable monofásico por ducto (No magnético)

Número de Tubos Verticalmente	Número de Tubos Horizontalmente					
	1	2	3	4	5	6
1	1.00	0.88	0.79	0.74	0.71	0.69
2	0.88	0.73	0.65	0.61	0.57	0.56
3	0.79	0.65	0.56	0.52	0.49	0.47
4	0.74	0.60	0.52	0.49	0.46	0.45
5	0.71	0.57	0.50	0.47	0.44	0.42
6	0.68	0.55	0.48	0.45	0.42	0.40

NOTA: Los factores de corrección de un cable monofásico por ducto se aplican también a cables directamente enterrados.

La NOM-001-SEMP-1994 TABLA 300-5 establece la profundidad mínima [m] para sistemas hasta 600 V nominal

1. Por norma la capacidad del circuito derivado no debe ser menor que la suma de la carga no continua más el 125% de la carga continua.⁸
2. Los conductores alimentadores deben tener suficiente capacidad de conducción de corriente para alimentar a las cargas conectadas. En ningún caso la carga calculada de un alimentador debe ser menor que las cargas de los circuitos derivados alimentados.⁹
3. Determinar la corriente nominal de la carga [I_N] y aplicar las consideraciones anteriores
4. Seleccionar un tipo de aislamiento y determinar el calibre preliminar (Según Tablas 310-16 hasta la 310-19 y 310-67 hasta 310-84 de la NOM-001-SEMP-1994) en base a la corriente nominal de la carga.

⁷ Ver esquemas propuestos en el Apéndice No. 10 Figura No. 2.2.2

⁸ NOM-001-SEMP-1994 220-3 Nota a)

⁹ NOM-001-SEMP-1994 220-10 Nota a)

5. Especificar en numero de conductores activos por canalización para determinar el factor de agrupamiento (F_{AGR})
6. Si la temperatura ambiente es diferente de 30°C seleccionar el factor de corrección por temperatura
7. Obtener la ampacidad del conductor I_A de acuerdo a:

$$I_A = (I)(F_{TEMP})(F_{AGR})$$

y se aplican los factores decrementales de acuerdo al tipo de canalización y se determina un calibre de acuerdo a la capacidad nominal del conductor.

8. Comparar la corriente I_A con la corriente nominal de la carga y determinar si el calibre seleccionado es adecuado de acuerdo a:

Si $I_A > I_N$ el calibre preliminar es adecuado

Si $I_A < I_N$ se selecciona un calibre mayor

2.2.3 SELECCIÓN POR CAÍDA DE VOLTAJE

1. Dada la longitud del alimentador [LON]
2. Se calcula la impedancia del alimentador
 - a) Se multiplica la longitud del alimentador por la resistencia del conductor a la temperatura seleccionada [Tablas No. 2.2.3A y B del Apéndice 10]
 - b) Se obtiene la temperatura de operación del conductor de acuerdo a:

$$T_2 = (T_1 - T_{AMB}) \times \left(\frac{I_B}{I} \right)^2 + T_{AMB}$$

donde:

T_2	Temperatura de operación
T_1	Temperatura del cable seleccionado
T_{AMB}	Temperatura ambiente
I_B	Corriente nominal de la carga
I	Ampacidad del conductor

- c) Se determina la resistencia a la temperatura de operación [R_{T2}] y la reactancia del conductor X.

$$R_2 = R_1 \frac{T_2 + T}{T_1 + T}$$

T_2 = Temperatura de operación
 T_1 = Temperatura del cable seleccionado
 $|T|$ = Valor constante teórico para cada material donde la resistencia es nula
 $|T|$ = 234.5°C para cobre recocido estirado en frío con 100% de conductividad
 $|T|$ = 241°C para cobre semiduro estirado en frío con 97.3 % de conductividad
 $|T|$ = 228°C para aluminio estirado en frío con 61% de conductividad

3. Se calcula la reactancia del conductor. Dependiendo de si va por conduit magnético o no magnético.
4. La caída de voltaje no debe exceder el 5%¹⁰.
 - 3% se permite a los circuitos derivados (del tablero o interruptor a la salida para utilización)
 - 2% se permite al alimentador (de la alimentación al tablero principal)
5. Se considera una caída máxima de diseño de 1%

¹⁰ NOM-001-SEMP-1994 210-19 a) nota 4

6. Caída de voltaje en el alimentador

Dado el factor de potencia de la carga $[\cos \phi]$

$$\text{sen } \phi = \sqrt{1 - \cos \phi \times \cos \phi}$$

$$DV = (I_B \times R_{T_2} \times \cos \phi + I_B X \times \text{sen } \phi) \times 100$$

donde:

- DV Caída de voltaje en volts
- I_B Corriente nominal de la carga
- R_{T_2} Resistencia del conductor a la temperatura de operación
- X Reactancia del conductor a la temperatura de operación

La caída de voltaje obtenido de esta fórmula es en un solo conductor, una sola dirección, comúnmente llamado caída de voltaje de línea a neutro. La razón para usar el voltaje de línea a neutro es para permitir que el voltaje entre líneas sea calculado multiplicándose por los siguientes factores

Sistema de voltaje	Multiplicar por
Monofásico	2
Trifásico	1.732

2.2.4 SELECCIÓN POR CORTO CIRCUITO

1. Determinar con el calibre seleccionado en el punto 2.2.3 la corriente de corto circuito disponible en terminales I_{CC} [kA] (calculada por el programa ó determinada por el usuario)
2. Establecer el tiempo que tarda en operar la protección t [seg]
3. Area del conductor seleccionado en circular mils [cm]
4. Temperatura máxima del conductor dependiendo del aislador¹¹ [T_1]
5. Se determina la corriente de corto circuito que soporta el conductor

$$\left[\frac{I_T}{A} \right]^2 t = K \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T}$$

donde:

- I_T corriente máxima de corto circuito permitida [A]
- K constante que depende del material del conductor (Tabla No. 1)
- A área de la sección transversal del conductor, circular mils
- t tiempo de duración del corto circuito [seg]
- T temperatura en °C (bajo cero) en el cual el material del que se trate tiene resistencia eléctrica teóricamente nula (Tabla No. 1)
- T_1 temperatura máxima de operación [°C]
- T_2 temperatura máxima admisible en condiciones de corto circuito [°C]

¹¹ NOM-001-SEMP-1994 Tabla 310-13

Tabla No. 1 Valores de K y T para La ecuación

Material	K	T
Cobre	0.02997	234.5
Aluminio	0.01286	228.0
Plomo	0.00108	236.0
Acero	0.00355	180.0

Tabla No. 2 Temperaturas máximas admisibles en condiciones de corto circuito

Material del Cable en contacto con el metal	Conductor	Pantalla
Termofijos (XLP ó EP)	250	350*
Termoplásticos (PVC ó PE)	150	200
Papel impregnado en aceite	200	200

* Para cables con cubierta de plomo, esta temperatura deberá limitarse a 200°C

Despejando I_T

$$I_T = \sqrt{\frac{KA^2 \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T}}{t}}$$

6. Se compara I_T con la I de corto circuito calculada en terminales y...

si $I_T > I_{CC}$ el tamaño del conductor es adecuado

si $I_T < I_{CC}$ se ajusta el tiempo t (se acelera el tiempo de disparo) y se determina el nuevo calibre hasta que se cumpla la primera condición ó se incrementa el calibre del conductor buscando incrementar la corriente tolerable.

Nota: Ver Figuras 3.3.6A, 3.3.6B y 3.3.6C del Apéndice 11. para corrientes de corto circuito en conductores de cobre, aluminio y factores de corrección para temperaturas iniciales y máximas de corto circuito.

2.3 ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA

El estudio de flujos de potencia está orientado a la determinación de las condiciones de operación en estado permanente en un sistema eléctrico de potencia.

La planeación de la operación de los sistemas para las condiciones existentes, así como las expansiones futuras, requieren no solo de estudios de corto circuito sino también de flujos de potencia y estabilidad; ya que son muy importantes para la planeación, control y operación de los sistemas existentes, así como para la planeación de expansiones futuras.

2.3.1 CLASIFICACION DE BUSES

El análisis de flujos consiste en determinar los voltajes en cada bus del sistema y a partir de estos, calcular los flujos de potencia en los elementos que lo integran.

Existen básicamente tres tipos de buses, que se enmarcan en la **Tabla No. 3**

Tipos de nodo (buses)	Variables especificadas	Incógnitas
Carga	P_c, Q_c	V, δ
Generación	P_g, V	Q_g, δ
Compensador	V, δ	P_g, Q_g

Tabla No. 3 Tipos de buses y variables especificadas

Donde:

P_c	Potencia real de la carga
Q_c	Potencia reactiva de la carga
P_g	Potencia real de generación
Q_g	Potencia reactiva de generación
V	Magnitud de voltaje
δ	Angulo de fase

2.3.1.1 BUS DE GENERACION (Bus Voltaje Controlado).

En este bus se especifican la magnitud de voltaje y la potencia real. Generalmente es el nodo conectado a la salida de los generadores o plantas de generación.

2.3.1.2 BUS DE CARGA

En este se especifican la potencia real y la reactiva, a estos nodos se conecta toda la carga correspondiente (motores, arrancadores, centros de carga, etc.)

2.3.1.3 BUS COMPENSADOR O SLACK (Bus Referencia)

En este bus se especifican la magnitud de voltaje y el ángulo de fase, aquí se suministran las potencias activa y reactiva necesarias, arrojadas por el cálculo. Se puede tomar un bus de generación como bus compensador.

2.3.2 PREPARACION DE DATOS

Se dan todas las situaciones y preparativos para el análisis de flujos, variables para definir condiciones en estado estable, pérdida de generación, arranque del motor más grande, etc. Estas son usadas, en algunas ocasiones de forma reiterativa para censar el estado del sistema.

2.3.2.1 VARIABLES DE DEMANDA

Estas consisten de todos los valores dados de la potencia activa y reactiva demandadas por la carga.

2.3.2.2 VARIABLES DE ENTRADA O DE CONTROL

Estas son todas aquellas variables que en principio, pueden ser manipuladas para satisfacer el equilibrio carga/generación, dentro de las restricciones de operación del sistema, y de sus objetivos, estas variables son:

- Magnitud del voltaje en todos los buses de generación
- Potencia real de generación en todos los buses de generación excepto uno, el llamado bus compensador o slack, cuya potencia se determina después de que el problema sea resuelto, esto, debido a que su generación depende de las pérdidas en el sistema, las cuales son función a su vez, de la solución del sistema.
- Estado de conexión o desconexión de los bancos de capacitores, o reactores

2.3.2.3 VARIABLES DE ESTADO

Estas están definidas como aquellas variables cuyo conocimiento, permite o hace que se calculen las otras cantidades relevantes de interés. En este caso, las variables de estado del sistema, consisten en todos los voltajes complejos de bus. Se pueden expresar en forma polar o rectangular

2.3.2.4 VARIABLES DE SALIDA

Estas son función de las variables de estado y de demanda. Como ejemplo de estas variables, se pueden mencionar las siguientes:

- Flujos de potencia activa y reactiva en el sistema de distribución o transmisión.
- Potencia reactiva de generación
- Potencia activa de generación en el bus compensador (slack).
- Corrientes complejas inyectadas en los buses
- Magnitudes de las corrientes de línea

2.3.3 CALCULO DE VOLTAJES Y POTENCIAS

Con el programa de flujos podemos simular el sistema industrial para obtener los perfiles de voltaje de la instalación, según diferentes modos de operación de la red. El primer estudio sería con cargas normales. Otros estudios importantes son aquellos cuando arranca el (los) motor mas grande, los requeridos para determinar los taps de los transformadores y reguladores de voltaje. Cuando hay problemas con sostener el voltaje, con este programa podemos determinar las cantidades de capacitores, conectados en forma transitoria, necesarios para soportar el voltaje.

2.3.3.1 MODELO EQUIVALENTE DEL MOTOR DE INDUCCION

Hay varios modelos de los motores de inducción, sin embargo el que se emplea para suministrar datos para los diferentes momentos que se quieren representar de un motor son los que se derivan del diagrama circular. De este diagrama se pueden obtener una representación estática de cuando arranca el motor, e introducir en un programa de flujos, esta carga como una carga igual a:

potencia imaginaria igual a los KVA de arranque= HP del motor * Factor (segun tabla de KVA*HP al arranque de ese motor)

y considerando un factor de potencia dado por dicho diagrama circular en el momento de deslizamiento = 1. Se puede emplear a plena carga de la misma manera.

Existen programas de cómputo basados en el diagrama equivalente del motor de inducción, mismos que son capaces de graficar velocidades y perfiles de voltaje conforme el deslizamiento del motor va de 1 a su velocidad de estado estable calculando el par, el factor de potencia y otras características del motor, permite tomar en cuenta con rapidez los cambios en la impedancia debidos a la saturación o a jaulas de ardilla múltiples.

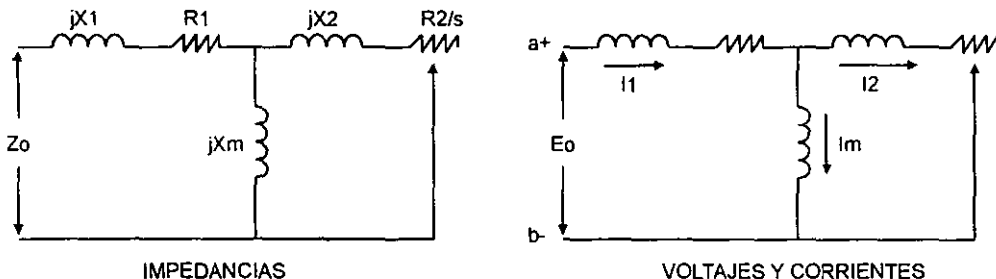


Figura No. 9 Circuito equivalente del motor de inducción

2.3.3.2 LETRAS DE CODIGOS DE MOTORES DE INDUCCION

Las Letras de Código en las placas de los motores muestran la entrada en kVA del motor con el rotor bloqueado, de acuerdo a la Tabla 430-7(b) de la NOM. [Apéndice 10 Tabla No 2.3.3.2]

La letra de código indicada en la placa, además de indicar voltajes y potencias nominales del motor que se toman como variables de entrada, permite determinar la protección del circuito derivado, la protección de falla a tierra, y protección contra corto circuito, para lo cual se toma como referencia la Tabla 430-152 que se indica en la sección 430-52 de la NOM. [Apéndice No. 6 tabla No 2.3.3.2.1]

2.3.3.3 ARRANCADOR A VOLTAJE REDUCIDO

Una primera alternativa que reduce la corriente de arranque del motor es la de introducir un arrancador a voltaje reducido. Aquí el problema se puede manejar en el programa de flujos con la adición de un autotransformador o ajustar la corriente demandada en forma proporcional al cuadrado del voltaje del motor.

- De resistencia o reactor primario
- De autotransformador
- Para devanado bipartido
- Para conexión estrella-delta

Estos elementos se conectan al motor durante el arranque y una vez que el motor alcanza cierta velocidad, se desconectan del circuito de arranque.

Para el cálculo de flujos se toman en cuenta los valores de voltaje nominal una vez que arranca el motor.

En forma simple se puede hacer un cálculo de las caídas en los diferentes buses mediante el calculo de las siguientes reactancias: transformador, alimentador principal, alimentador derivado y motor. Se debe tomar en cuenta el estudio de arranque del motor más grande y dimensionamiento del transformador. Los criterios de arranque de los motores recaen directamente en el método de arranque y la compensación necesaria individual sin que esta pueda interferir en el análisis de flujos de potencia.

2.3.4 COMPENSACION DEL SISTEMA

Como resultado de los perfiles de voltaje en la red diseñada, con frecuencia es necesario hacer ajustes, menores o mayores, para suministrar el voltaje dentro de los rangos aceptados y que son parte de lo que llamaríamos el "voltaje nominal", que en realidad no se trata de un voltaje único, sino de un rango de voltajes. La compensación del sistema se hace de acuerdo a los valores de las variables de salida obtenidas en el cálculo de flujos de potencia, y de acuerdo a la solución que el ingeniero eléctrico determine como más satisfactoria. Dentro de estas determinaciones se encuentran en primer lugar la determinación de los taps, el tipo de compensación y la ubicación del lugar. Una vez seleccionada la compensación, se debe hacer un nuevo cálculo, ya que muchos de estos compensadores contienen una reactancia considerable que contribuye a la modificación de los valores de flujos de potencia.

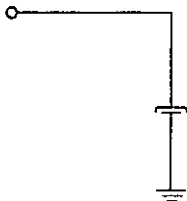
2.3.4.1 REGULACION DE TAPS

En sistemas de potencia existen reguladores de voltaje y equipos con cambiadores de taps automáticos. Muchos de estos equipos se instalan en puntos de interconexión entre sistemas o entre estaciones de energía, con el fin de controlar el intercambio de corriente reactiva, o en otras palabras para controlar el factor de potencia en la línea de unión o de liga. El introducir una relación de transformación en una línea de liga por medio de un equipo cambiador de taps equivale, en cuanto al efecto que se tiene sobre el flujo de la corriente reactiva, a elevar o bajar el voltaje en alguno de los sistemas. La corriente puede intercambiarse a cualquier factor de potencia, sin interferir con el voltaje, manteniéndolo en cualquiera de los dos sistemas.

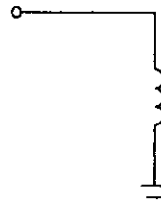
En el caso de los sistemas industriales los estudios de flujos nos pueden auxiliar en la determinación de los rangos de taps que pudieran ser necesarios mas allá de los taps normales o estándares con los que se fabrican los transformadores. El uso de taps puede hacerse de manera mecánica o de preferencia automática para compensar pequeñas variaciones en el sistema en estado estable, pero no es viable para condiciones críticas extremas.

2.3.4.1.1 COMPENSACION EN DERIVACION

Los capacitores representan una fuente estática de corriente reactiva en adelante y pueden instalarse cerca de la carga o en el bus compensador, de acuerdo al estudio de flujos. Con esta medida, puede obtenerse la eficiencia máxima reduciendo las necesidades de corriente magnetizante (en retraso) en todo el sistema. En la *Figura No. 10* se indica el circuito representativo:



CIRCUITO REPRESENTATIVO DE UN CAPACITOR (Ya)



CIRCUITO REPRESENTATIVO DE UN REACTOR (-Ya)

Figura No. 10 Capacitores y reactores en derivación

Los capacitores se especifican en kilovars. El número de kilovars en capacitores que hay que instalar puede calcularse por medio de tablas. *Apéndice No. 6 Tabla No 2.3.4.1.1*

De acuerdo a la

Figura No. 10 se puede corregir el factor de potencia en adelante colocando un reactor en derivación. En ocasiones se colocan motores síncronos para compensar el sistema.

2.3.4.2 REGULADORES AUTOMÁTICOS DE VOLTAJE

Los reguladores magnéticos de voltaje son transformadores convencionales o autotransformadores con cambiadores automáticos de taps. Algunos dispositivos magnéticos saturan el campo magnético dentro del núcleo y utilizan retroalimentación para regular este nivel de saturación y resistir cambios súbitos de la línea.

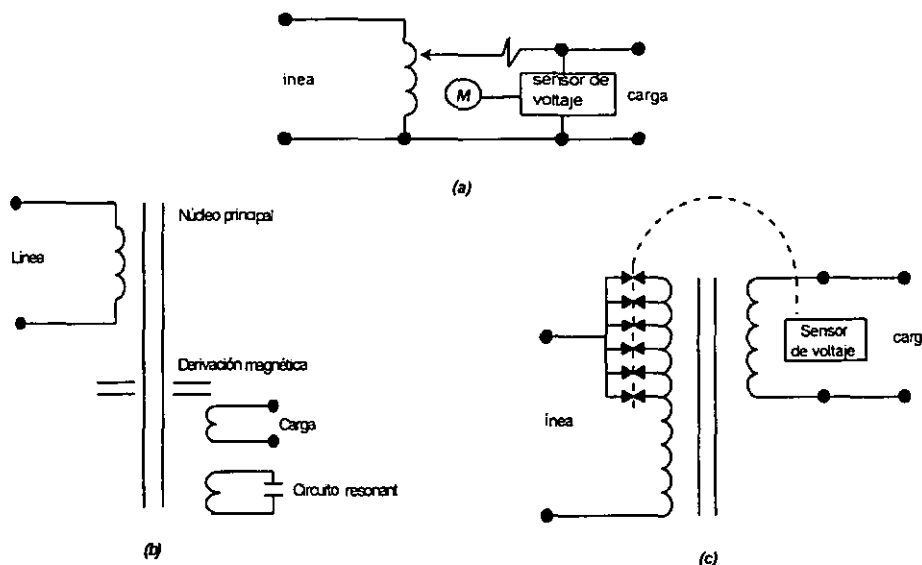


Figura No. 11 Diagramas de diferentes tipos de reguladores magnéticos de voltaje

(a) Regulador estándar típico con cambiador mecánico de taps.

(b) Transformador ferorresonante.

(c) Regulador con conmutador electrónico de taps.

Los reguladores se seleccionan de acuerdo a las características de los equipos a los cuales debe alimentar y los datos que necesita son voltaje de alimentación y salida, rango de operación (% de compensación), y kVA's entre otros. Usados generalmente para compensar el arranque de motores a tensión reducida.

2.3.4.3 SELECCIÓN DE CAPACITORES CON MOTORES

Se debe tomar en consideración cuando se selecciona la ubicación de los capacitores con motores los siguientes puntos:

- Seleccionar los motores que tengan continuidad de operación, es decir, que operen sin interrupción por largos periodos (carga continua).
- Seleccionar los motores de mayor capacidad.
- Limitar la capacidad de los capacitores conectados a motores.

De acuerdo al punto 2.3.4.1.1, se puede generar el valor de los capacitores por medio de tablas.

2.3.4.4 AUTOTRANSFORMADORES

La aplicación de los autotransformadores incluye lo siguiente:

- Distribución de potencia (niveles de voltaje mantenidos)
- Arranque de motores de inducción
- Unidades de fuentes de potencia para variaciones de voltaje

La ventaja de los autotransformadores incluye baja impedancia, bajo nivel de pérdidas, buena regulación, menor tamaño y menor peso. Que para las condiciones de flujos resultan una herramienta muy accesible como reguladores de voltaje.

Cuando las cargas son comunes (mismo voltaje) los autotransformadores se pueden ubicar entre el bus de alimentación y la carga.

2.3.4.6 APLICACION EN LOS SISTEMAS INDUSTRIALES

En el caso de instalaciones eléctricas industriales el estudio de flujos tiene las siguientes aplicaciones principales:

- a) Ajuste de taps, determinación de rango de taps en transformadores
- b) Compensación de factor de potencia de acuerdo a condiciones reales de carga
- c) Soporte de voltaje al arranque de motores grandes
- d) Impacto de reactores en el perfil de voltaje

En este sentido es importante señalar que en cuanto a los reactores existen dos fuerzas antitéticas. La primera indica que las reactancias deben ser las menores posibles con objeto de mejorar el perfiles de voltaje. La segunda es la de corto circuito donde se busca que la reactancia tenga el mayor valor con objeto de limitar el nivel de corto circuito.

2.3.5 SIMULACION DE CONDICIONES CRITICAS

Para los propósitos del estudio de flujos se tomaran las condiciones críticas del mismo modo que las condiciones en estado estable y se simularan de acuerdo a la simplificación de la red bajo estas condiciones y se hará el cálculo, se deberá hacer una comparación de resultados y el análisis del impacto de esta situación en el sistema, buscando las alternativas de solución y si estas son viables.

2.3.5.1 CARGA NORMAL

Al hablar de carga normal se hace referencia a toda la carga del sistema, conectada, en condiciones de estado estable. Estos son los datos que se toman como base para iniciar el análisis de flujos, los datos arrojados por el cálculo servirán para verificar las condiciones de operación del equipo seleccionado y de la red propuesta.

2.3.5.2 EMERGENCIA

Tanto para la planeación como para las condiciones de operación es necesario que se prevean ciertas condiciones anormales en la operación del sistema, para determinar de antemano la solución adecuada. A estas condiciones anormales que se presentan durante la operación en estado permanente; se les conoce como condiciones de emergencia. El estudio de condiciones anormales tiene que ver, con la confiabilidad de los sistemas. Los sistemas mientras más confiables son más costosos, de manera que para los propósitos de la planeación resulta conveniente y económico simular contingencias.

En el nivel industrial podemos estar hablando, a manera de ejemplo, de cual serían los perfiles de voltaje cuando una amarre de una subestación funciona para permitir el reemplazo de otra subestación.

2.3.5.3 PERDIDA DE GENERACION

En cada simulación se puede suponer salida de generación o de líneas en distintos puntos de un sistema, pero siempre un evento a la vez, (contingencias sencillas). El criterio para seleccionar que tipo de contingencia se debe simular, y en que parte del sistema, está relacionado con distintos aspectos como son:

- Estadística de operación del sistema con respecto a la pérdida de unidades generadoras o líneas de transmisión en determinado punto de la red.
- El impacto de pérdida en determinados puntos del sistema
- La experiencia del diseñador eléctrico para determinar lugares claves.

2.3.5.4 ARRANQUE DEL MOTOR MAS GRANDE

Para desarrollar suficiente par de arranque, los motores de C.A. necesitan una corriente de arranque a voltaje pleno de cinco a diez veces mayor que la corriente normal a plena carga. Esta corriente de arranque generalmente se considera reactiva, de tal forma que el factor de potencia de arranque normalmente se retrasa entre el 15 y el 30%.

Para que sigan funcionando los motores y evitar que se disparen las protecciones y los contactores, el voltaje no debe disminuir a menos del 80% del voltaje nominal.

Los aumentos súbitos de corriente tomada del sistema de alimentación pueden causar caídas de voltaje de consideración

El análisis de arranque debe arrojar datos de caída de tensión y cantidades de corriente reactiva en:

- Las terminales del motor
- El bus o terminales secundarias del transformador
- La acometida

2.3.6 CONSIDERACIONES FINALES

- Los estudios de flujos de potencia arrojan datos de acuerdo a cada tipo de bus y a las características de cada equipo, por lo que se puede hacer una compensación por cada parte del sistema, dependiendo del tipo de proceso, o una compensación final si así se requiere.
- En ocasiones algunas partes del sistema presentan situaciones críticas que se deben compensar en ese lugar y algunas otras encuentran su compensación por parte del mismo sistema. Es responsabilidad del ingeniero eléctrico el buen manejo de esta información.
- La simulación de los sistemas se debe hacer en forma reiterada de acuerdo al ingreso de nuevos equipos de compensación y nuevas cargas.

En el *Apéndice No. 6* se presenta la metodología para la solución de flujos de carga por Gauss Seidel usando Y_{BUS}

2.4 ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

El tamaño y la complejidad de muchos sistemas industriales modernos pueden hacer que los cálculos de corto circuito a mano sean largos y poco prácticos. Las computadoras son usadas para la mayoría de los estudios de corto circuito. Pero aunque este disponible ó no la computadora, un conocimiento de la naturaleza de las corrientes de corto circuito y procedimientos de calculo es esencial para llevar a acabo dichos estudios.

Debe anotarse que, en el nivel de los circuitos industriales, normalmente se requieren varios estudios de corto circuito. Destacan los valores de corto circuito instantáneo, de primer ciclo, de interrupción, con generación mínima, que en este caso puede ser el generador de emergencia.

2.4.1 FUENTES DE CORTO CIRCUITO

Las corrientes de frecuencia fundamental que fluyen durante el corto circuito provienen de maquinas eléctricas rotatorias.

2.4.1.1 GENERADORES SÍNCRONOS

El circuito equivalente de un generador síncrono durante un corto circuito consiste en un voltaje motriz E en serie con una impedancia que varía con el tiempo. La impedancia variable consiste principalmente de una reactancia.

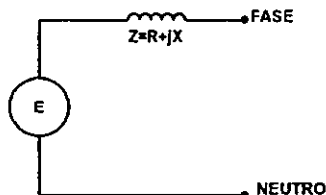


Figura No. 12 Circuito Equivalente para Generadores y Motores

Para el propósito de cálculo de corto circuito se han establecido tres nombres para los valores de esta reactancia variable.

- X_d'' Reactancia subtransitoria; determina la corriente durante el primer ciclo después de ocurrida la falla, dicha reactancia se incrementa en aproximadamente 0.1 segundos
- X_d' Reactancia transitoria; se asume para determinar la corriente después de varios ciclos a 60 Hz, dicha reactancia se incrementa de 0.5 a 2 segundos.
- X_d Reactancia síncrona; este el valor que determina el flujo de corriente después de que el estado estable ha sido alcanzado.

Dado que la mayoría de los dispositivos de interrupción operan antes de que las condiciones de estado estable sean alcanzados, la reactancia síncrona del generador prácticamente no se usa para el calculo de corrientes de falla para los dispositivos de protección.

2.4.1.2 MOTORES SÍNCRONOS Y CONDENSADORES.

Los motores síncronos contribuyen con más corriente que los generadores. Cuando una falla causa una caída de voltaje en el sistema, el motor síncrono recibe menos potencia del sistema para mantener su carga. Al mismo tiempo, el voltaje interno causa que la corriente fluya al sistema de falla. La inercia del motor y su carga actúan como medio de rotación y con la excitación del campo mantenida, el motor actúa como generador para suplir la corriente de falla. Esta corriente de falla decae mientras el campo magnético en la maquina decae.

Los condensadores síncronos son tratados de la misma manera.

2.4 1.3 MAQUINAS DE INDUCCIÓN

El motor de inducción (jaula de ardilla) contribuye al corto circuito de un sistema de potencia. Esta contribución se genera por inercia impulsando al motor en presencia de un campo producido por inducción del estator más que por un campo de DC del embobinado. Cuando este flujo decae con la pérdida de voltaje causado por la falla en las terminales del motor, la contribución de corriente del motor de inducción a la falla se reduce y desaparece completamente después de pocos ciclos. Dado que el campo de excitación no se mantiene, no hay valor de falla de estado estable como en el caso de las máquinas síncronas.

Se utiliza el mismo circuito, pero los valores de las reactancias transitorias y síncrona se aproximan a infinito. Como consecuencia, a los motores de inducción se les asigna solamente el valor de la reactancia subtransitoria. Este valor varía incrementándose desde la reactancia a rotor bloqueado hasta un valor cuando decae la contribución al corto circuito.

Un generador de inducción es un motor autoexcitado que tiene la ventaja de que no es necesario sincronizar como un generador normal, y contribuye con potencia real a la red. Se le da el mismo tratamiento que al motor en caso de corto circuito en el caso de la red de secuencia positiva.

Los motores de inducción de rotor devanado operan normalmente con sus anillos del rotor en corto circuito y contribuirán a la corriente de corto circuito de la misma manera que un motor de inducción de jaula de ardilla. Sin embargo, los motores de rotor devanado operados con alguna resistencia externa en los circuitos del rotor, puede tener una baja constante de tiempo de corto circuito de modo que su contribución sea insignificante y pueda ser despreciada.

2.4.1.4 CONTRIBUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Los generadores remotos de una planta generadora son una fuente de corriente de corto circuito generalmente suministrada a través de transformadores. El sistema eléctrico se representa usualmente en la planta por una impedancia equivalente referida al punto de conexión.

2.4.2 SIMPLIFICACION DE DATOS PARA EL CALCULO CORTO CIRCUITO

Una importante consideración es que en el punto de falla la impedancia es cero. Esta consideración cae dentro del rango de lo que puede llamarse en ingeniería el "peor caso" y para efectos de selección de equipo simplifica los cálculos, partiendo de que los valores calculados son máximos, y el equipo seleccionado bajo estas bases tendrá siempre una adecuada capacidad. Además se asume la falla trifásica, ya que esta es la que generalmente resulta en la máxima corriente de corto circuito disponible. En la mayoría de los sistemas la falla trifásica es la única que se calcula, aun cuando debe mantenerse en mente que la falla monofásica puede tener un valor de corriente mayor dependiendo de la componente de la red de secuencia cero. Bajo estas condiciones, normalmente las corrientes de falla actuales son menores que las trifásicas calculadas porque la mayoría de las fallas involucran resistencias de arco u otras impedancias indefinidas que no se toman en cuenta para el cálculo.

Las fallas entre líneas son cerca del 87% de las fallas trifásicas, mientras que las de línea a tierra oscilan entre el 25 y el 125% de los valores trifásicos, dependiendo de los valores del sistema. Sin embargo las corrientes de línea a tierra de más del 100% de las corrientes de falla trifásica, rara vez ocurren en los sistemas industriales.

Debe tomarse en cuenta que en los sistemas industriales, dependiendo del tipo de aterrizaje, las corrientes de falla de línea a tierra en los sistemas de bajo voltaje son algunas veces menores que la corriente de carga normal y a un así pueden ser extremadamente destructivas.

Algunas de las consideraciones que simplifican los cálculos son:

1. Las corrientes de las cargas son ignoradas
2. Los voltajes de la compañía suministradora y propios de generación se asume que son iguales a sus valores nominales sin carga, a pesar de que puede variar entre $\pm 5\%$.
3. Se asume que los motores están trabajando a sus voltajes nominales cuando ocurre la falla.
4. El por ciento de impedancia usado en los transformadores pueden ser los valores actuales ó los valores nominales sujetos a la tolerancia de $\pm 7.5\%$ anticipando el peor de los casos.
5. Cuando las razones X/R de las fuentes sea desconocido se asume un valor relativamente alto. Esto dará como resultado altos valores de corriente de corto circuito .
6. Impedancias de Tableros de distribución, control, barras de distribución, pueden ser ignoradas normalmente, excepto cuando se trata de los interruptores principales de las subestaciones y sus respectivos tableros de distribución. Los valores de estas impedancias son insignificantes para incrementar los valores calculados y son difíciles de determinar. Además las capacidades de corto circuito de los equipos integrados de los tableros de distribución y control ya consideran las impedancias de sus barras de distribución.

2.4.3 PREPARACION DE DATOS PARA EL CALCULO

Una parte importante para la preparación del cálculo de corriente de corto circuito es establecer la impedancia de cada elemento del circuito involucrado y convertir dichas impedancias para que sean consistentes entre ellas para su combinación de series y paralelos. Las fuentes para los valores de impedancia para los elementos del circuito están en las placas de datos, manuales, catálogos de fabricantes.

2.4.3.1 ELEMENTOS PASIVOS.

TRANSFORMADORES Y REACTORES

Obtener el dato de X y transformarlo en por unidad de acuerdo a:
[Apéndice 10 Tablas No. 2.4.3.1A, B y C]

$$X_{PU} = X \frac{MVA_{NUEVA\ BASE}}{MVA_{BASE\ ANTERIOR}}$$

Los reactores reciben el mismo trato

CONDUCTORES

Determinar el valor de reactancia [Apéndice 10 Tablas No. 2.2.3A y B] y restarle el factor de reactancia por espaciamento [Apéndice 10 Tablas No. 2.4.3.1D y E], multiplicar por la longitud y dividir entre la base de impedancia que le corresponda

Nota: Si las bases de voltaje son diferentes a las establecidas se tendrá que hacer un cambio de bases de voltaje.

2.4.3.2 DATOS PARA EL CALCULO DE CORTO CIRCUITO INSTANTANEO

Determinación de reactancias subtransitorias de maquinas rotatorias, y reactancia para la red de primer ciclo (Instantánea).

ACOMETIDA

Considerar un valor X=1 y convertir a P.U. con la base establecida.

GENERADORES

Determinar el valor X'_d [Apéndice 10 Tabla No. 2.4.3.2A] y pasar a P.U.

MOTORES SÍNCRONOS MAYORES

Asumir un FP= 0.8 y determinar el valor X'_d [Apéndice 10 Tabla No. 2.4.3.2A] y pasar este valor a PU

Nota. Este valor es para cada motor.

MOTORES DE INDUCCIÓN MAYORES (Arriba de 600V)

Asumir 1HP = 1kVA y determinar el valor X'_d [Apéndice 10 Tabla No. 2.4.3.2A] y pasar este valor a PU

Nota: Este valor es para cada motor.

GRUPOS DE MOTORES EN BAJO VOLTAJE (de 50 a 150 HP)

Determinar el valor de reactancia subtransitoria modificada para la red instantánea

$$X = 1.2 X'_d = 0.20 \frac{\text{Nueva Base}}{\text{Suma del grupo de motores [MVA]}} = X_{PU}$$

GRUPOS DE MOTORES EN BAJO VOLTAJE (menores de 50 HP)

Determinar el valor de reactancia subtransitoria modificada para la red instantánea

$$X = 1.67 X'_d = 0.28 \frac{\text{Nueva Base}}{\text{Suma del grupo de motores [MVA]}} = X_{PU}$$

2.4.3.3 DATOS PARA EL CALCULO DE CORTO CIRCUITO INTERRUPTIVO

REACTANCIAS Y RESISTENCIA PARA LA RED INTERRUPTIVA

- Determinar los valores X/R-

TRANSFORMADORES

[Apéndice 10 Figura No. 2.4.3.3A y/o Tabla No. 2.4.3.1A]

PEQUEÑOS GENERADORES Y MOTORES SÍNCRONOS (ROTOR SÓLIDO Y POLOS SALIENTES)

[Apéndice 10 Figura No. 2.4.3.3B]

MOTORES DE INDUCCIÓN TRIFÁSICOS.

[Apéndice 10 Figura No. 2.4.3.3C]

-Determinar los valores de R_{pu} -

TRANSFORMADORES Y REACTORES

Dividir el valor X entre el valor X/R para obtener R_{PU} .

CONDUCTORES

Con el valor de resistencia [Apéndice 10 Tablas No. 2.2.3A y B], aplicar el factor de corrección por temperatura (3.48%/°C que aumente la temperatura del conductor), multiplicar por la longitud del conductor y dividir entre la base de impedancia.

ACOMETIDA

Determinar el valor X_{PU} y dividirlo entre X/R ¹² para obtener R_{PU} .

GENERADORES

Determinar el valor X^*_d [Apéndice 10 Tabla No. 2.4.3.2A] y dividirlo entre el valor X/R para obtener R_{PU} .

MOTORES SÍNCRONOS MAYORES

Obtener X de $X=1.5X^*_d$ y dividir entre el valor X/R para obtener R_{PU} .

MOTORES DE INDUCCIÓN MAYORES (arriba de 600V)

Obtener X de $X=1.5X^*_d$ y se divide entre el valor X/R para obtener R_{PU} .

GRUPOS DE MOTORES EN BAJO VOLTAJE (de 50 a 150 HP)

Obtener X de $X=3.0X^*_d$ y dividir entre el valor X/R para obtener R_{PU} .

GRUPOS DE MOTORES EN BAJO VOLTAJE (menores de 50 HP)

Despreciar.

2.4.3.4 DATOS PARA EL CORTO CIRCUITO DE TIEMPO LARGO

Reactancias para el cálculo de la red (30 ciclos)

Definir la mínima generación, abrir el resto de las fuentes de generación y todos los motores.

La reactancia de las acometidas no cambia y la reactancia de los generadores se calcula de acuerdo a $X_{PU}=1.5X^*_d$

2.4.4 COMO REACCIONA CADA EQUIPO AL CORTO CIRCUITO

2.4.4.1 RELEVADORES¹³

Todos los relevadores operan en respuesta a una ó más señales eléctricas para abrir ó cerrar sus contactores y en el caso de algunos relevadores de estado sólido, los tiristores de disparo.

¹² Este valor debe ser proporcionado por la compañía suministradora (CFE)

¹³ Ver Apéndice 10 Tabla 2.4.4.1A y B

Los relevadores electromecánicos tienen dos principios de operación:

1. **Atracción electromagnética.**- El relevador opera ya sea por un vástago accionado por un solenoide ó una armadura elevada hacia un polo de un electromagneto. Este tipo de relevador es usado para disparos instantáneos a altas velocidades. En este caso opera en base al valor pico de la corriente, en forma instantánea, incluyendo componente de corriente directa y asimetría.
2. **Inducción electromagnética.**- Utiliza el principio del motor de inducción, donde el torque se desarrolla por inducción al rotor.

Una inadecuada selección de los marcos de los relevadores podría dañar el embobinado de la solenoide ó cualquiera de los elementos de electrónica de potencia de los relevadores de estado sólido.

2.4.4.2 INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

Los interruptores termomagnéticos operan esencialmente en el primer medio ciclo cuando se trata de corto circuito, debido al elemento magnético de la protección termomagnética. En este caso al cerrar como al abrir atraviesa por el régimen de corto circuito mas amplio. Es importante notar que los interruptores termomagnéticos en el nivel industrial nos indican que no deben trabajar en redes industriales donde la relación X/R sea mayor de 6, pues en ellos se especifica el nivel de corto circuito trifásico simétrico, y supone con esta relación de X/R la máxima asimetría. Si este fuera el caso, habría que derratear el interruptor.

2.4.4.3 FUSIBLES (DIFERENTES TIPOS)

Este dispositivo protege al circuito al fundir y abrir su elemento sensor de corriente cuando una sobrecarga ó un corto circuito pasan a través de el.

Los fusibles combinan los elementos sensible y de interrupción en un solo dispositivo, tienen una respuesta directa a la combinación de magnitud y duración de la corriente de circuito fluyendo a través de el, requiere un dispositivo separado (Interruptor) para hacer la función de desconexión, es un dispositivo por fase, y en caso de actuar se tiene que reemplazar para restablecer el servicio.

CLASE H

Los fusibles clase H son probados y listados por UL¹⁴ en 250 y 600V con una capacidad interruptiva de 10000 A. No están marcados como limitadores de corriente.

Los fusibles clase H tienen un retardo de tiempo de por lo menos 10 seg de apertura y hasta 5 veces su capacidad.

CLASE J

Su capacidad de interrupción es de hasta 200000 A: Están marcados como limitadores de corriente a 600V ó menores y son de dimensiones no intercambiables con otras clases.

Los fusibles clase J tienen un retardo de tiempo de por lo menos 10seg de apertura y hasta 5 veces su capacidad.

CLASE K

Este estándar cubre los máximos picos de corriente e I²t por cada subclase, con K-1 teniendo los valores más bajos (más restrictivo) y los clase 9 teniendo los más altos (menos restrictivo). Dimensionalmente son iguales que los clase H. Sus capacidades de interrupción aparecen como: 50000, 100000 y 200000A. No están marcados como limitadores de corriente. El uso de fusibles clase K permite que los equipo y circuitos sean aplicados en sistemas que tienen corrientes de falla potenciales en exceso de 10000A.

¹⁴ Underwriters Laboratories, Inc.

CLASE L

Sus capacidades son de 601 a 6000A y su capacidad de interrupción es de 200000A para 600V ó menos, son más largos que los fusibles estándares de 600V ó menos.

Los fusibles clase L no incluye capacidades de 250V, prueba de DC ó capacidades para DC.

CLASE R

Su capacidad de interrupción es de 200000A. El estándar establece valores para máximo pico, I^2t , corriente de umbral, con subclases RK1 teniendo el menor (mas restrictivo) valor en comparación con la subclase RK5.

Ninguna otra clase de fusible puede ser usado en el equipo diseñado para fusibles clase R; sin embargo los fusibles clase R pueden ser instalados en equipo anterior clase H ó K como reemplazo para actualizar estos sistemas al máximo permitido por otros dispositivos. Los fusibles clase R están disponibles con ó sin retardo de tiempo. Tienen un tiempo mínimo de apertura de 10 segundos cuando están sujetos a una carga de 5 veces su capacidad de corriente.

2.4.4.3 INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS

Este tipo de interruptores está sujeto a todo el corto circuito de la red, instantáneo, cuando cierra. Al abrir suele hacerlo en 4 a 8 ciclos o con mayor retardo. Esto tiende a bajar sustancialmente los niveles de cortocircuito.

2.4.4.5 RESISTENCIAS DE CONEXION A TIERRA

2.4.4.5.1 ATERRIZAMIENTO CON BAJA RESISTENCIA.

El resistor limita las magnitudes de corriente de falla a tierra para reducir el posible daño durante estas fallas. Los niveles de corriente varían, pero los niveles de 100-200A pueden ser detectados por muchos esquemas de relevadores. En un sistema multigeneración la falla a tierra es alta (800-1600A) y puede ser anticipada.

La magnitud de la resistencia se selecciona para permitir el paso de suficiente corriente para que los relevadores de falla a tierra lo detecte y libere el circuito de falla. Este tipo de aterrizamiento se utiliza principalmente sistemas de 2.4-13.8 kV, que por lo general tienen motores directamente conectados.

2.4.4.5.2 ATERRIZAMIENTO CON ALTA RESISTENCIA

Una alta resistencia de aterrizamiento limita las corrientes de falla a tierra a valores muy bajos. La magnitud de la corriente de falla es predecible sin importar el punto de falla, partiendo de que el resistor de tierra insertado en el neutro es muy grande comparado con la impedancia del resto de los caminos de falla a tierra.

Una alta resistencia a tierra asegura una magnitud conocida de corriente de falla a tierra, auxiliar para los propósitos de relevo. Esto hace posible identificar la fuente de la falla con relevadores sensibles de falla a tierra, los cuales tienen sensibilidades de fracciones de ampere. La corriente de carga esta usualmente en el rango de 2 a 20 amperes en los sistemas de bajo voltaje.

Corrientes de falla a tierra con estas magnitudes, rara vez requieren disparo inmediato y dichas resistencias pueden mantener la continuidad del servicio bajo las primeras condiciones de falla a tierra hasta un tiempo favorable para eliminar la falla. Esto es posible siempre que el cable que lleva la falla tenga una capacidad de 173% del nivel de voltaje. Si otra falla a tierra ocurre en otra fase (fase-tierra-fase) antes que la primera falla sea liberada, esta falla no puede ser limitada por la resistencia a tierra.

El nivel de corto circuito en este caso debe ser mayor que el de la corriente de carga del sistema con objeto de evitar sobrevoltajes destructivos en el sistema.

2.4.4.6 TRANSFORMADORES Y NORMAS DE CORTO CIRCUITO E INRUSH

Además del daño térmico por prolongadas sobrecargas, los transformadores son adversamente afectados por condiciones externas ó internas de corto circuito, los cuales pueden resultar en esfuerzos electromagnéticos internos, incrementos de temperatura, y liberación de arcos de energía.

Un corto circuito en el secundario del transformador puede someter al transformador a magnitudes de corriente de corto circuito limitadas solo por la impedancia del transformador y el sistema alimentado. De modo que los transformadores con inusuales bajas impedancias experimentarían altas corrientes de corto circuito, dando como resultado un daño mecánico. Un flujo prolongado de corrientes de corto circuito de menor magnitud también pueden producir daños térmicos.

La NOM-001-SEMP-1994 450-3 establece las disposiciones para protección contra sobrecorriente en transformadores.

2.4.4.7 EQUIPO ELECTRONICO Y LIMITACION DE CORRIENTE

El equipo electrónico no tiene las constantes térmicas que le permitan pasar un ciclo completo bajo condiciones de corto circuito que se encuentran en niveles industriales. Normalmente están muy limitados y protegidos con fusibles de I^2t que operan y abren los circuitos mucho antes del medio ciclo.

2.4.5 CURVAS DE COORDINACION DE PROTECCIONES

2.4.5.1 NECESIDAD Y VALOR

Las curvas de coordinación proveen un medio gráfico de desplegar la competitividad de los objetivos de selectividad y protección. Este método de análisis es útil cuando se diseña la protección para un nuevo sistema de potencia, cuando se analizan las condiciones de protección y coordinación en un sistema existente ó como una valiosa referencia cuando se revisan las calibraciones de los dispositivos de protección. Las curvas de coordinación proveen un registro permanente de la operación tiempo corriente en relación con el sistema completo de protección.

Usualmente el plano de coordinación es hecho en papel gráfico log-log con la corriente en las abscisa y el tiempo en las ordenadas.

Existe software disponible comercialmente para PC, el cual gráfica las curvas tiempo-corriente en papel log-log desde las librerías de características del dispositivo. Estos programas pueden eliminar el tiempo consumido en la tarea de dibujar las curvas a mano.

2.4.5.2 DISEÑO DE LOS DISPOSITIVOS

Los fabricantes de los dispositivos de protección publican las curvas características de tiempo-corriente y otros datos de diseño para todos los dispositivos usados en los sistemas de protección. Las curvas de tiempo-corriente de dispositivos de disparo instantáneo ó con retardo de tiempo, fusibles y dispositivos térmicos con retardo de tiempo incluyen los permisivos necesarios para sobrecarrera, tolerancias de diseño, etc. Las características tiempo-corriente de los dispositivos de sobrecorriente se transponen en una curva común para seleccionar los elementos de coordinación y capacidades.

2.4.5.2.1 RELEVADORES C/ RETARDO DE TIEMPO

Hay tres criterios que se deben observar cuando se selecciona las características y ajustes para una operación selectiva de los relevadores con retardo de tiempo.

1. Permitir un adecuado margen de tiempo entre relevadores.
2. Usar relevadores que tengan las mismas características.
3. Ajustar los relevadores cerca de la fuente con una alta corriente de pickup.

Las características tiempo-corriente de los relevadores están representados por familias de curvas individuales [Apéndice 10 Figura No. 2.4.5.2.1A y B] la cual representa el tiempo de cierre de los contactos del relevador con un específico flujo de corriente. Se debe tomar en cuenta un intervalo de tiempo para el segundo relevador en la cadena, ya que este continua viendo la corriente de falla hasta que el interruptor asociado al primer relevador abre y el arco es extinguido. Este tiempo es nominal para los interruptores de 5-8 ciclos en los sistemas industriales, aunque el tiempo de apertura de los contactos sea de 3-5 ciclos. Después de que el primer interruptor ha abierto el circuito y desenergizado el segundo relevador, los contactos de este (Si es del tipo disco de inducción) continuaran deslizándose por 0.1seg debido a la inercia del disco de inducción al cual los contactos móviles son dependientes.

	Ajuste Manual [seg]	Ajuste usando instrumentos [seg]
Tiempo de operación del interruptor	0.083	0.083
Sobrecarrera del rele (Inercia del disco)	0.10	0.10
Tolerancia del rele y ajuste de errores	0.217	0.117
Intervalo de tiempo permitido	0.40	0.30

Tabla No. 4

Un margen total de tiempo de 0.4 seg a la máxima corriente de falla es suficiente para establecer una selectividad satisfactoria entre relevadores de tiempo inverso. Como se muestra en la **Tabla No. 4**, esto incluye un factor de seguridad de 0.217 seg para cubrir las variaciones de diseño y las imprecisiones en la posición del dial de tiempo ó la palanca del relevador. Donde es deseable mantener el dispositivo con tiempos de operación mínimos, el margen de tiempo puede ser reducido a 0.30seg cuando el ajuste de retardo de tiempo es ajustado usando instrumentos de tiempo y corriente. Una reducción más precisa de este margen (0.20-0.25seg) es posible con relevadores de estado sólido los cuales se reajustan rápidamente ya que no dependen de la inercia de un disco.

2.4.5.2.2 RELEVADORES INSTANTANEOS

Cuando dos interruptores en serie (ambos relevadores instantáneos), su selectividad depende solamente de sus ajustes de corriente. De cualquier forma, los relevadores pueden ser ajustados de modo que el que este más cerca de la fuente no dispare cuando la máxima corriente de falla asimétrica disponible fluya a través del otro interruptor. Esto requiere suficiente impedancia en el circuito entre los dos interruptores (cables, transformadores, etc.) para reducir la corriente de falla al relevador próximo a la fuente por debajo de su ajuste de pickup. Si esta impedancia no es suficiente, la selectividad de la operación es imposible con relevadores de corriente instantáneos y la apertura de ambos interruptores ante la falla debe tolerarse.

Usualmente la impedancia de los transformadores es suficiente para alcanzar la selectividad entre un relevador instantáneo en un alimentador primario y la bobina de disparo instantáneo de un interruptor secundario de bajo voltaje. Además, la impedancia de una línea de transmisión abierta, puede ser suficiente para proveer el diferencial necesario en magnitud de corriente de corto circuito para permitir el uso de relevadores instantáneos en ambos lados.

2.4.5.2.3 INTERRUPTORES (BAJO VOLTAJE)

Las características de tiempo-corriente para un interruptor típico en bajo voltaje, con dispositivos de disparo de estado sólido esta representado por bandas y curvas en el *Apéndice 10 Figura No. 2.4.5.2.3A*. Las curvas de tiempo de operación mínima y máxima definen las características de operación del dispositivo de disparo. La parte más angosta de la banda de las características de disparo es alcanzada con el uso de componentes de estado sólido y permite a muchos interruptores estar cerca de la coordinación sin una excesiva corriente ó ajuste de tiempo. Características de relevador de tiempo largo, corto, instantáneo y falla a tierra están disponibles como se requiera y todos son ajustables individualmente en tiempo. Para alcanzar este nivel de selectividad, los interruptores de potencia utilizan disparos con retardo de tiempo corto. El equipo protegido por estos interruptores debe estar diseñado para soportar la corriente de corto circuito disponible durante el retardo de tiempo.

En el *Apéndice 10 Figura No. 2.4.5.2.3B* muestra las características de operación relativa de dos interruptores con dispositivos de disparo de estado sólido aplicados en serie, e ilustra como se alcanza la selectividad entre interruptores teniendo diferentes combinaciones de elementos de disparo de tiempo largo, tiempo corto e instantáneo. Dado que todas las tolerancias y tiempos de operación en las publicaciones de interruptores para bajo voltaje, para establecer la selectividad, se requiere solo que las curvas no se intercepten. El interruptor de 1600A debe estar habilitado para soportar la máxima corriente de corto circuito durante el tiempo de retardo ajustado (0.1seg ó 6 ciclos).

Se debe reconocer que proveer selectividad a los dispositivos del lado de la carga podría dar como resultado una pobre protección de las estructuras del equipo de los buses. Los estándares para equipos como tableros de distribución, CCM, dispositivos de distribución blindados para bajo voltaje, especifican un tiempo de duración de 3 ciclos, donde el tiempo corto mínimo de retardo es 0.1seg (6 ciclos). Donde existan estas condiciones, un refuerzo adicional al bus se requerirá ó un disparo instantáneo será usado.

2.4.5.2.4 FUSIBLES

Las curvas típicas de fusibles de potencia son mostradas en el *Apéndice 10 Figura No. 2.4.5.2.4*. Al igual que con los interruptores de bajo voltaje, el rango total de operación esta descrito por una banda que esta formada por dos curvas características publicadas, el tiempo mínimo de fusión, y el tiempo total de interrupción. La curva de tiempo mínimo de fusión, forma el limite inferior, representa las característica de fusión y es típicamente graficado a una tolerancia de 0-20% del tiempo. La curva de tiempo total de interrupción, establece el limite superior y representa el tiempo máximo de operación, de esta manera la tolerancia por manufactura y el tiempo de arqueo están incluidos dentro de la banda que describen estas curvas. La característica total de interrupción del lado de la carga puede necesitar ser coordinada con el lado de la línea de característica mínima de fusión para prevenir cualquier deterioro de su capacidad ó cambio en su tiempo de apertura normal.

Cuando se habla de fusibles de precisión, como es el caso de los fusibles RK1 ó RK5, las reglas de coordinación de protecciones son que los fusibles "rio arriba" del circuito, sean mas grandes, en una cierta relación. Esta relación, típicamente es 2:1.

2.4.5.2.5 PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA

En un sistema balanceado trifásico, la coordinación de falla a tierra se alcanza usando las curvas convencionales de tiempo-corriente discutidas anteriormente. De cualquier modo se debe tener cuidado cuando se trate de sistemas que emplean dispositivos de interrupción monofásicos. Como interruptores de un solo polo ó fusibles. Cuando opera un dispositivo de interrupción monofásico, la simetria del sistema trifásico se pierde y el uso de curvas convencionales de tiempo-corriente pueden conducir a conclusiones erróneas.

En los sistemas de protección europeos se utilizan protecciones de "tiempo definido" que son más fáciles de coordinar. Si el esquema de conexiones a tierra está bien realizado, se pueden detectar corrientes de falla a tierra menores que la corriente nominal de los circuitos, ventaja con la que no cuentan los fusibles.

2.4.5.3 PREPARACIÓN PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN.

Se requerirá la siguiente información para el estudio de coordinación:

- a) Un diagrama unifilar del sistema mostrando los detalles completos del sistema incluyendo todas las capacidades y características de los dispositivos de protección y el equipo asociado.
- b) Diagramas esquemáticos mostrando las funciones de disparo del dispositivo protector.
- c) Un análisis de corto circuito que proporcione los valores máximos y mínimos de corriente de corto circuito que se espera que fluya a través de cada dispositivo de protección cuyo diseño sea estudiado bajo diferentes condiciones de operación.
- d) Cargas normales para cada circuito y las cargas máximas y mínimas anticipadas y requerimientos especiales de operación.
- e) Impedancias de equipos y máquinas y cualquier otro dato pertinente para establecer los ajustes de los dispositivos de protección y para evaluar el diseño del equipo asociado como precisiones y razones de los transformadores de corriente y de potencial.
- f) Todos los requerimientos especiales de la compañía suministradora, incluyendo las curvas características tiempo-corriente de la protección inmediata del lado de la línea del sistema.
- g) Boletines de instrucción de los fabricantes, curvas características de tiempo-corriente, y capacidades interruptivas de todos los dispositivos de protección eléctrica en el sistema de potencia.
- h) Normas y estándares requeridos como referencia.

2.4.6 FORMAS DE CONTROLAR EL CORTO CIRCUITO

2.4.6.1 BUSES

En los sistemas industriales los niveles de bajo voltaje, a veces con generación en 480 VAC, en el pasado se encontraban cortos circuitos con ordenes de magnitud superiores a los 100kA. Esto llevó a desarrollar esquemas donde la limitación del corto circuito era importante. A veces una primera técnica de reducir el corto circuito a niveles de 65kA donde empiezan a operar los interruptores electromagnéticos era aumentando algunos metros de bus entre la conexión de transformadores y generadores a los buses de los tableros de distribución, o reemplazar estos por cables en paralelo.

2.4.6.2 REACTANCIAS DE TRANSFORMADORES

Una segunda forma de controlar el nivel de corto circuito, y que tiene una influencia decisiva en el nivel de corto circuito o el perfil de voltaje, es el de especificar la reactancia, y solicitar al fabricante que se ajuste a este valor.

El impacto de esta reactancia en la inversión a realizar en los interruptores es muy grande.

2.4.6.3 REACTORES

Hay muchos casos donde una conexión directa en paralelo de dos ó más fuentes de generación al bus generador respondería a las necesidades de la instalación inicial, pero el control de distribución establecerá el límite de la capacidad a futuro del sistema. Incluso si la estación inicial fuera lo suficientemente grande para permitir la conexión directa en paralelo de generadores. La solución usual para los sistemas industriales es un bus de sincronización como el que se ilustra en la Figura No. 13

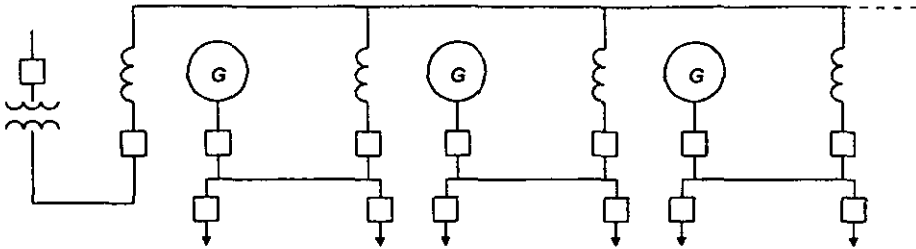


Figura No. 13 Arreglo típico de generador con bus de sincronización

Alguna curva de datos aplicada a un modelo elemental del bus de sincronización ayudará a aclarar algunos puntos importantes. La Figura No. 14 muestra varias secciones bus-generador idénticas conectadas por un bus de sincronización y reactores idénticos. Los valores de reactancia son razonables y pueden ser considerados para el cálculo de la red instantánea ó de interrupción. Todas reactancias son en P.U. con la base de kVA de un solo generador.

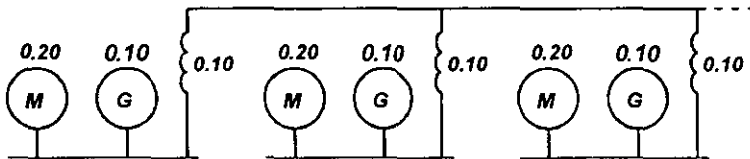


Figura No. 14 Valores de reactancia típicos para el modelo generador de un bus de sincronización

El Apéndice 10 Figura No. 2.4.6.3 muestra como la contribución del bus generador es limitada por los reactores de sincronismo. La contribución total de corto circuito incluye una contribución directa de 15 veces la corriente normal desde un generador y los motores de un solo bus. El resto de la contribución viene a través de uno de los reactores de sincronización y varía con el número de generadores. La contribución máxima a través del reactor de 10% es 10 veces la normal para un número infinito de maquinas, haciendo la contribución máxima total del bus de carga igual a 25 veces la contribución normal.

La línea segmentada muestra la variación directa de la contribución del bus de carga con las maquinas conectadas directamente en paralelo y enfatiza lo efectivo del 10% de los reactores de sincronización en la limitación de la contribución.

2.4.6.4 CASCADEO Y LIMITACION DE CORRIENTE.

Tratándose de interruptores, ya sea termomagnéticos o electromagnéticos, con frecuencia se llegó a dar el diseño de interruptores coordinados con fusibles. De modo que si el corto circuito era mayor que lo que el interruptor podía manejar, el fusible operaba antes para que de esa manera, al abrir, el interruptor no se viera en la necesidad de manejar la energía del arco de corto circuito.

2.4.6.5 OPTIMIZACION DE REACTANCIA EN TRANSFORMADORES

Es posible formular un problema de programación lineal para optimizar la reactancia de los transformadores. Se busca minimizar el costo de la inversión sujeto a que el conjunto de interruptores tenga el nivel de corto circuito menor, en tanto que se cumplan las restricciones de regulación de voltaje.

2.5 ARRANQUE DEL MOTOR MAYOR

Los grandes motores de Inducción (jaula de ardilla) y síncrono, tienen en común la indeseable característica de incrementar la corriente a plena carga de sus fuentes de alimentación bajo condiciones de arranque (Rotor Bloqueado). El factor de potencia de arranque se encuentra usualmente en el rango de 0.15 a 0.30 en retraso que agrava la ya mala situación. Una curva típica corriente vs. Velocidad se ilustra en la *Figura No. 15*.

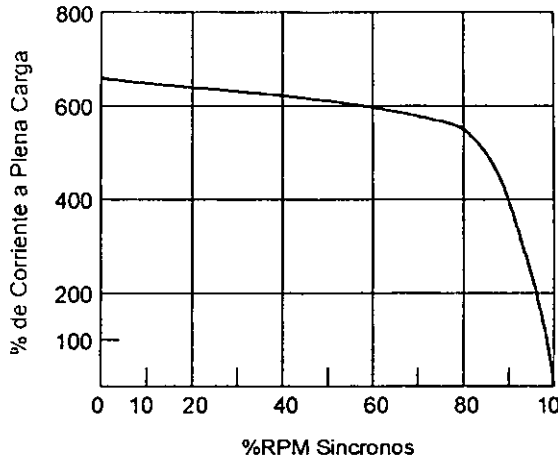


Figura No. 15 Curva Típica corriente VS velocidad en el arranque de un motor de AC

Si el motor es operado lejos de un sistema grande de potencia hay usualmente un punto donde el voltaje no es afectado por el arranque del motor. Para nuestro propósito podemos considerar este un punto de capacidad infinita ó un bus infinito. Sin embargo hay varias impedancias en serie entre este punto y las terminales del motor. El voltaje total de la línea será distribuido entre estas impedancias y la impedancia del motor; el voltaje a través de cada elemento será proporcional a la razón de cada impedancia a la suma de las impedancias..

El flujo de corriente a través de estas impedancias resultará en una caída de voltaje, que puede causar pares transitorios en la flecha del motor en operación, esfuerzos excesivos en el sistema mecánico, caída excesiva de voltaje que puede evitar la aceleración de la transmisión a la velocidad normal y mal funcionamiento de otros dispositivos como relevadores y contactores, así como parpadeos molestos en el alumbrado.

2.5.1 CONSIDERACIONES PREVIAS

Una serie de consideraciones son usadas en el cálculo de las condiciones de arranque de un motor. Estas difieren de caso en caso dependiendo de los objetivos del cálculo y particularmente con la velocidad del motor.

Las siguientes son los principales puntos que se asumen con la indicación de las circunstancias donde las modificaciones en el procedimiento serán aconsejables.

1. Los cálculos se hacen generalmente con respecto a un diagrama de impedancias, el cual representa el sistema de suministro como un arreglo de voltajes determinados en serie con impedancias determinadas. (Se le da un trato aparte al complejo problema de la baja capacidad de generación donde las características de corto circuito del sistema de suministro varía con el tiempo).

2. Se asume también que el resto de las corrientes de las cargas del sistema permanece constante durante el intervalo de aceleración. Esta suposición permite considerar todos los circuitos involucrados, (excepto el que esta bajo investigación) sean abiertos con el circuito equivalente de voltajes de Thevenin igual al voltaje actual de arranque del motor justo antes de encenderlo. La suposición de corriente constante es ampliamente apropiada para los sistemas industriales.
3. La componente de resistencia de todas las impedancias usualmente se ignora para la simplificación de cálculos sin afectar el resultado de manera considerable. El efecto del componente de resistencia se vuelve importante y se debe incluir para los cálculos de motores de rotor devanado y para los cálculos de la resistencia primaria de arranque. Los cálculos en todos los métodos a velocidad plena son aproximados en la medida en que el incremento de la impedancia del motor incluye un rápido y amplio incremento del componente de resistencia.
4. A cualquier velocidad dada del motor la impedancia se considera un valor no saturado, esto es, que permanecerá constante a cualquier valor de voltaje marcado en el motor desde el valor normal bajando hasta cualquier valor que se encuentre en cualquier problema particular de arranque. La mayoría de los motores presentan algún efecto de saturación en caídas de voltaje dando como resultado decrementos en los kVA y pares proporcionales al cuadrado del voltaje. Para incluir los efectos de saturación en los cálculos de arranque se requieren datos especiales de los diseñadores del motor.
5. Para el arranque con autotransformadores, la corriente de magnetización puede ser despreciable sin afectar la precisión de los cálculos. Un permisivo para la corriente puede ser hecho asumiendo una corriente de magnetización no mayor del 20% de la capacidad nominal del motor (para motores mayores de 1000HP a 2300V ó 1500HP a 4000V) y no mayores del 10% para motores mayores. Los efectos en el calculo incrementan la corriente de línea y decrementan el voltaje, la corriente y el par del motor.
6. La reactancia de dispersión del autotransformador de arranque se desprecia. Los valores típicos no se cubren en los estándares industriales. Los cálculos conservadores requieren una aproximación que puede ser tomada como 0.03 P.U. en los kVA de diseño de entrada al motor a la velocidad nominal.
7. Para autotransformadores de arranques pequeños, los taps de voltaje en P.U. están en relación de vueltas. Para unidades mas grandes, la relación de vueltas esta .05 P.U. más alto que los tap de voltaje en P.U. Es decir un tap de 0.65 P.U. tiene 0.70 vueltas de relación.
8. Los procedimientos de calculo cubiertos omiten cualquier tratamiento cuantitativo de transitorios de corriente y par (a altas velocidades) porque los criterios de diseño de arranque y sus limitaciones rara vez cubren dichos términos.

2.5.2 IMPEDANCIA DEL SISTEMA

Se debe conocer el esfuerzo simétrico mínimo de interrupción en el punto de alimentación de la planta, enseguida se debe conocer la impedancia de la línea del sistema ó la reactancia entre el punto de alimentación y el motor. La impedancia del motor se puede calcular con base a los datos del catalogo del fabricante, que generalmente proporcionan los valores de corriente a voltaje total y con el rotor bloqueado.

Para obtener un buen rendimiento en la aceleración dentro de una gama de velocidades, es necesario contar con los valores de diseño del par motor, RPM, corriente de arranque y factor de potencia para diferentes velocidades, así como la inercia (wk^2) del motor y de la carga impulsada.

Entre la barra conductora de entrada y las terminales del motor generalmente hay varias impedancias en serie ó en paralelo. El procedimiento para calcular la caída de voltaje en el motor durante su arranque implica el uso de la máxima corriente de corto circuito disponible en el circuito primario, el voltaje de la línea, las impedancias de las diferentes líneas del transformador y el motor, así como las características del motor.

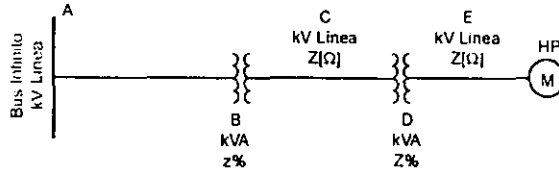


Figura No. 16 Representación unifilar de un sistema trifásico con un motor como carga

2.5.3 EL MOTOR. CIRCUITO EQUIVALENTE

Ver capítulo 2 punto 2.3.3.1

2.5.4 ECUACIÓN DINÁMICA MOTOR CARGA

$$T_{ACELERACIÓN} = T_{MOTOR} - T_{CARGA}$$

Donde el par del motor se obtiene del circuito equivalente del motor y el par de la carga se determina según el tipo de carga, como lo puede ser un elevador, ventilador, etc.

2.5.5 VOLTAJE EN EL MOMENTO DEL ARRANQUE

PREPARACION DE DATOS

Asumiendo un sistema trifásico [Figura No. 16] de donde se obtienen los siguientes parámetros.

- A kV de línea –se asume un bus infinito_
- B Capacidad del transformador en kVA e impedancia referida a la base del mismo
- C kV de línea e impedancia
- D Capacidad del transformador en kVA e impedancia referida a la base del mismo
- E kV de línea e impedancia
- M Capacidad del motor en HP
 Voltaje nominal
 kVA a plena carga a voltaje nominal, y F.P.
 kVA de arranque [SkVA] a voltaje nominal y F.P.

Es deseable determinar la caída de voltaje en las terminales del motor durante el arranque y en condiciones normales (a plena carga).

1. Se selecciona una base de voltaje conveniente
2. Cuando las impedancias se den en valores $R+jX$ convertirlos a valores de Z

$$Z = R + jX = \sqrt{R^2 + X^2}$$

3. Convertir las impedancias, de porcentaje u ohmicas a los valores en ohms de la base seleccionada

$$Z[\Omega] = \frac{10(\%Z)(kV)^2}{(kVA_{base})}$$

$$Z_{E2}[\Omega] = \frac{(E_2)^2(Z_{E1})}{(E_1)^2}$$

4. Calcular la impedancia de la carga

$$Z[\Omega] = \frac{1000(kV)^2}{(SkVA)}$$

5. Tabular los valores de impedancia de la línea y de la carga

$$6. \%caida = 100 \left(1 - \frac{Z_{MS}}{Z_t} \right)$$

donde

Z_{MS} = Impedancia al arranque del motor

Z_t = Impedancia total, del bus infinito al neutro.

METODO CORTO CIRCUITO kVA

Una modificación a esta aproximación involucra el calculo de los kVA de corto circuito [kVA_{SC}] que el sistema va a entregar a las terminales del motor. Conociendo el voltaje y la impedancia del sistema a las terminales del motor:

$$kVA_{SC} = \frac{1000(kV)^2}{(\Omega Z_L)}$$

donde:

Z_L = Impedancia total de la línea desde el bus infinito hasta las terminales de carga

Pasar este valor a la base de voltaje [SkVA] y entonces el valor aproximado de caída de voltaje es :

$$\%caida = \frac{100(kVA_{base})}{(SkVA) + (kVA_{SC})}$$

kVA_{SC} Determinados en las terminales del motor.

En el *Apéndice B punto 8.3* se presenta el método Gráfico para el calculo de caída de tensión en las terminales del motor.

Nota: Si se quiere determinar la caída de voltaje en algún otro punto, la caída aproximada se determina con la impedancia total desde el bus infinito hasta el punto de interés y multiplicar por $1.73 \times I$

2.5.6 TIEMPO DE ACELERACIÓN

Es deseable calcular el tiempo de aceleración del motor. Esto se puede hacer si se tienen los datos de corriente y par motor desde el reposo hasta el 100% de la velocidad; impedancia de la línea, par de la carga y WK^2 (inercia) del motor mas la carga.

Asumiendo un motor de 1000HP, 1170 RPM, conociendo las curvas de kVA y par de entrada [*Apéndice 10 Figura No. 2.5.6.*]. La carga total del motor es 920 kVA; la capacidad de corto circuito del sistema en las terminales del motor es de 35000 kVA. La WK^2 del motor mas la de la carga es 7800 lb-ft².

Partiendo de que hay una reducción de voltaje durante el arranque, existe una reducción correspondiente en el par, de modo que será necesario calcular el tiempo en incrementos de velocidad. Por conveniencia se asume un incremento por pasos del 20%

Primero es necesario determinar los voltajes en cada punto de velocidad. Asumiremos que el voltaje de las terminales del motor, antes del arranque, es de 105% de la capacidad nominal del motor.

Conocidos los kVA de entrada se conoce el voltaje según la fórmula

$$\% \text{ voltaje en el motor} = 105 \left(1 - \frac{kVA \text{ entrada}}{kVA \text{ entrada} + kVA \text{ corto circuito}} \right)$$

Fórmula No. 1

El par neto de aceleración T_r será el producto del par conocido T_i por el cuadrado del voltaje en %.

$$T_r = T_i \left(\frac{\% \text{ volts}^2}{100^2} \right)$$

Fórmula No. 2

El par neto de aceleración T_n es entonces el par resultante [T_r] menos el par de la carga. El valor del par en el punto medio de cada incremento de velocidad será utilizado.

El tiempo en segundos para la aceleración para cada 20% de incremento de la velocidad será determinado por:

$$t = \frac{RPM \times WK^2}{308 T_n}$$

Fórmula No. 3

El par del motor a plena carga T_{FL} se determina como:

$$T_{FL} = \frac{5250 \times HP}{RPM}$$

Fórmula No. 4

Los datos calculados serán tabulados como sigue:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Δ Velocidad	kVA Arranque [%]	kVA	Voltaje del Motor [%]	Par Probado T_1 (FV) [%]	Par Resultante T_r	Par de la carga [%]	Par neto [%]	Par lb-ft	Tiempo [seg]
0 a 20%	550	5060	91.6	100	84	5	79	3550	1.67
20 a 40%	540	4960	92	110	93	8	85	3820	1.55
40 a 60%	525	4830	92.4	140	120	20	100	4490	1.32
60 a 80%	480	4330	93.5	200	175	30	145	6520	0.91
80 a 100%	350	3220	96.4	180	167	45	122	5500	1.08
								Total	6 53

En la tabulación anterior

Columna 2. Los valores fueron tomados de la curva del *Apéndice 10 Figura No. 2.5.6*.

Columna 3. Es el resultado de multiplicar este valor por los kVA a plena carga.

Columna 4. El voltaje del motor es determinado por la *Fórmula No. 1*.

Columna 5. Los valores de los porcentajes del par de prueba fueron tomados del par de prueba [T_1] del *Apéndice 10 Figura 2.5.6*

Columna 6. El par resultante fueron determinados por la *Fórmula No. 2*

Columna 7. Los valores de porcentaje del par de la carga fueron tomados del *Apéndice 10 Figura No. 2.5.6*.

Columna 8. Los valores de Par neto % se obtienen restando los valores de la columna 7 a los de la columna 6.

Columna 9. Los valores de par son el producto de los valores de la columna 8 por el par del motor a plena carga. (*Fórmula No. 4*)

Columna 10. Estos valores se obtienen directamente de la *Fórmula No. 3*.

2.5.7 TIEMPO DE ARRANQUE DE UN MOTOR: FORMULA SIMPLIFICADA

Ver antecedentes en *Apéndice No. 8*.

TIEMPO DE ACELERACION

El tiempo requerido para acelerar una carga desde RPM₁ hasta RPM₂ se expresa como:

$$t = \frac{WK^2 \times \Delta RPM}{308 T_n}$$

En el sistema ingles

$$t = \frac{I \times \Delta RPM}{94 T_n}$$

En el SI

t [s]

$\Delta RPM = RPM_2 - RPM_1$

T_n = Par neto promedio del motor (par del motor menos el par de la carga) durante la gama de velocidades ΔRPM

308 [Constante]

T_n [lb ft]

t [s]

$\Delta RPM = RPM_2 - RPM_1$

T_n = Par neto promedio del motor (par del motor menos el par de la carga) durante la gama de velocidades ΔRPM

94 [Constante]

T_n [kgf m]

2.5.8 COMPENSACIÓN ESTÁTICA AL ARRANQUE DE LOS MOTORES

En algunas ocasiones es deseable el uso de capacitores en derivación para reducir la caída de voltaje al arrancar los motores mayores. El efecto obvio de un capacitor en derivación es reducir la componente inductiva de los kVA de entrada y así reducir los kVA totales; y además; en general mejorar la relación de ángulo de fase. A pesar de que el motor y el capacitor en derivación se vuelven impedancias en paralelo, el efecto de la reducción de los kVA de arranque es incrementar la impedancia efectiva.

El cálculo directo de la combinación de series y capacitores en derivación se toma algo complicado y el método de tanteo es el preferible.

En el *Apéndice No. 8 punto 8.2* se muestra un ejemplo de compensación estática.

2.5.9 CAMBIO DE LAS LETRAS DE CÓDIGO DE ARRANQUE DE LOS MOTORES

Los motores síncronos tienen un amplio rango de velocidades que pueden ir desde 60 RPM hasta 3600 RPM en 60 Hz, arranque y pares desde el 30 hasta el 200%. Este par requiere del uso de una amplia variedad de devanados amortiguadores con respecto al número, tamaño, localización y material de las barras. Los kVA de arranque pueden ir desde 250% de kVA a plena carga hasta 1200% a altas velocidades y alta inercia del motor.

Los valores de arranque de kVA del motor síncrono no han sido estandarizados por NEMA.

Por otra parte el devanado del motor de inducción de jaula de ardilla está sujeto a más limitaciones en el diseño, así que se le debe de proveer con una adecuada característica de inercia para un adecuado arranque y aceleración. Como resultado de estas limitaciones de diseño ha sido posible establecer los kVA de arranque estándar, cada uno identificado por una letra de código en la placa del motor. [*Apéndice 10 Tabla 2.3.3.2*]

2.5.10 CAMBIO DE ARRANCADORES.

La mayoría de los métodos para reducir la corriente de arranque (ó kVA) también reducirá el par del motor, de manera que será indispensable verificar que los requerimientos de par de la carga sean cubiertos con el método seleccionado.

ARRANQUE A PLENO VOLTAJE

Debido a la extrema simplicidad y bajo costo inicial, conectado directo a línea, el arranque a pleno voltaje [Apéndice 8 Figura No. 2.5.10A] es usado siempre y cuando la capacidad del sistema y las consideraciones de shock mecánico lo permitan.

ARRANQUE A VOLTAJE REDUCIDO

El arranque con autotransformador es uno de los medios más comunes para una segura reducción en los kVA y el par de arranque. El arreglo simple, es una transferencia de circuito cerrado [Apéndice 8 Figura No. 2.5.10B] de un voltaje reducido a un pleno. Sin embargo esto puede causar severos disturbios eléctricos y mecánicos.

Como resultado de la transición cerrada [Apéndice 8 Figura No. 2.5.10C] el arranque a voltaje reducido se vuelve más popular. Este provee una transición cerrada, dando como resultado un mínimo disturbio eléctrico y un par continuo positivo durante la transferencia a pleno voltaje.

ARRANQUE DE DEVANADOS POR PARTES.

[Apéndice 8 Figura No. 2.5.10D] Este arranque es practico cuando el motor puede ser arrollado por dos ó más circuitos, con los devanados propiamente dispuestos para proveer los pasos de reducción de kVA y par. Esto automáticamente provee una transición cerrada. En el caso de los motores de inducción los pares obtenidos en este arranque son frecuentemente indeterminados y el motor no podrá arrancar hasta que todo el devanado haya sido energizado.

REACTOR EN SERIE

[Apéndice 8 Figura No. 2.5.10E] Este arranque puede ser usado para proveer 2 pasos (voltaje reducido y pleno voltaje) de arranque, con transición cerrada, pero tiene la desventaja de una baja razón de par a kVA

ARRANQUE CON RESISTENCIA

[Apéndice 8 Figura No. 2.5.10F] Este arranque tiene las mismas características que el anterior pero esta limitado al paso de voltaje reducido.

ARRANQUE ESTRELLA DELTA

[Apéndice 8 Figura No. 2.5.10G] Arranque y marcha es frecuentemente usado exteriormente. Utiliza una simple conexión, 6 puntas de conexión son sacadas fuera del motor; el arrancador requiere 3 contactores 3-3PST. Sin embargo este método tiene las siguientes desventajas.

1. La transición abierta de arranque estrella a marcha en delta.
2. Valores de par y kVA's limitado equivalente al 33% de los valores a pleno voltaje.
3. Se debe operar en conexión delta, la cual es usualmente desaprobado.

La **Tabla No. 5** lista los métodos de arranque, con los valores típicos de voltaje, kVA y par.

Método de Arranque	% Voltaje Aplicado	%kVA	%Par
Pleno Voltaje	100	100	100
Voltaje reducido	80	64*	64
Reactor en serie o Resistor	65	42*	42
	80	80	64
Devanado por partes (Típico)	65	65	42
	-	70**	70**
Estrella-Delta	57	33	33

* Los kVA calculados se deben incrementar por una cantidad igual al 25% de los kVA de diseño del motor a plena carga para compensar los kVA de magnetización requeridos por el autotransformador.

** Varios valores de kVA's y par están frecuentemente disponibles particularmente en los motores grandes de bajo voltaje de media y baja velocidad, donde un sin numero de circuitos paralelos están disponibles. Sin embargo el motor de inducción podría no desarrollar el suficiente par para arrancar ó acelerar hasta que todos los circuitos hayan sido energizados.

Tabla No. 5

2.5.11 ECUACIONES DE DISEÑO CON LOS TRES PRINCIPALES METODOS DE ARRANQUE

Los símbolos de la *Tabla No. 6* y los diagramas de la *Figura No. 17* incluyen la información de referencia para las ecuaciones mostradas en la *Tabla No. 7*.

* E	Voltaje adelante del arrancador antes del arranque y voltaje del circuito equivalente
V _L	Voltaje adelante del arrancador durante el arranque
* V _N	Voltaje nominal del motor.
V _M	Voltaje actual del motor
* I _N	Corriente del motor a plena carga a voltaje nominal
I _D	Valor de diseño de corriente a voltaje nominal.
I _L	Corriente de línea en la alimentación al arrancador del motor.
I _M	Corriente actual del motor
* X _S	X del sistema
X _M	X del motor
* X _T	Reactancia de dispersión del transformador
* X _R	Reactancia del reactor = (X _M parado)(1-Q)/Q
* Q	Relación de transformación (Q < 1); además V _M /V _L deseado en paro para el reactor de arranque.
* T _N	Par de diseño del motor [lb-ft]
T _D	Valor de diseño del par motor a una velocidad dada.
T _M	Par actual del motor ≈ T _D (V _M /V _N) ²
T _L	Par de la carga
T _A	Par de aceleración a una velocidad en particular.
T	Par de aceleración efectivo durante un cambio de velocidad
* Estos valores son constantes; todos los demás varían con la velocidad del motor.	

Tabla No. 6

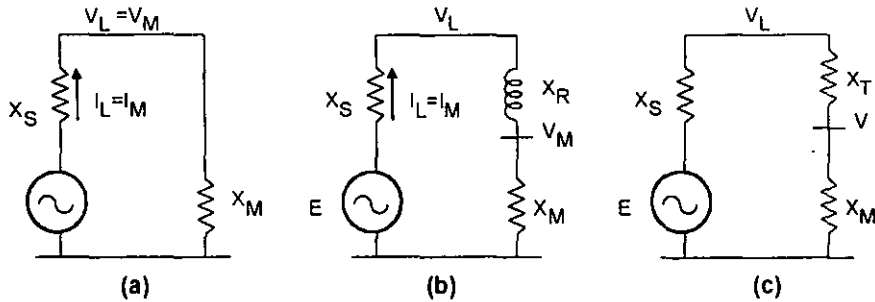


Figura No. 17 Circuitos equivalentes para el estudio de arranque de motores (con impedancias indicadas como valores de X).

- (a) Voltaje pleno ó rotor devanado
- (b) Reactor en línea
- (c) Autotransformador ó sistema unitario con valores de corriente y voltaje relativos a la razón de transformación Q

Tabla No. 7 Expresiones¹⁵ en P.U.¹⁶ para el calculo con métodos convencionales de arranque

	Pleno Voltaje ¹⁷	Reactor	Autotransformador ¹⁸
$I_L = I_M$	$\frac{E}{(X_S + X_M)}$	$\frac{E}{(X_S + X_R + X_M)}$	$\frac{E}{(X_S + X_T + X_M)}$
V_L	$I_L(X_M)$	$I_L(X_R + X_M)$	$I_L(X_T + X_M)$
V_M	V_L	$I_L(X_M)$	$I_L(X_M)$

En el Apéndice No. 8 punto 8.5 se anexa una impresión de una hoja de cálculo para obtener el tiempo de arranque y la caída de tensión al arranque del motor.

¹⁵ Las impedancias son mostradas como reactivas por que las resistencias suelen omitirse. Para incluir el efecto de la resistencia sustituir el valor escalar de Z para cada total de X.

¹⁶ La base de valores de voltaje (ó de corriente) en el secundario de los transformadores debe ser ajustada a la relación de transformación Q.

¹⁷ Las expresiones de arranque a pleno voltaje pueden ser usadas para arranque con motores de rotor devanado.

¹⁸ X_T puede ser también la reactiva (ó impedancia) de un transformador de rendimiento continuo comprendiendo un sistema con un motor individual.

3. SELECCIÓN DE EQUIPO ELECTRICO

Como en su momento se indico, el hilo conductor de la tesis, es el camino que recorre el diseñador de una instalación eléctrica con objeto de dejar las bases para elaborar un programa de computo que ayude en las labores de diseño de esta. En terminos simples el diseño estructural de la red consiste en escoger un esquema, seleccionar cargas, conectarlo a un centro de control de motores, y seleccionar los alimentadores y equipo eléctrico de protección y control.

El verdadero y profundo problema en el diseño de instalaciones, es el de ir a la par de la multitud de cambios a lo largo del diseño básico. Cada cambio de motor ó de una carga eléctrica puede impactar en el dimensionamiento de toda la cadena de equipo que lo alimenta. Lo que se necesita en este caso es una herramienta que tenga elementos simples de desición y que determine en que momento un equipo de esta cadena a quedado corto en capacidad para satisfacer las necesidades que de el se demandan.

Este capitulo pretende dejar escritas esas reglas de selección de cada equipo. El objetivo del EREI sería el de, una vez seleccionado el equipo, que pueda vaciar la información en la especificación correspondiente.

3.1 MOTORES

Algunos de los factores involucrados en la selección de un motor son: HP y RPM del motor, horas de operación al año, costo de energía por kWh, penalización o bonificación por factor de potencia, capacidad del suministro de energía eléctrica, tipo de carga, condiciones ambientales, calidad del personal de operación y mantenimiento.

El presente estudio contempla únicamente los motores de inducción, por ser estos los de mayor aplicación en la industria y por lo amplio que resultaría el abarcar todos los tipos de motores con sus características y aplicaciones.

Los motores y sus controles, también deberán cumplir los requisitos que se aplican en los siguientes Articulos de la NOM-001-SEMP-1994 :

Areas Clasificadas como Peligrosas	Artículos 500 al 503
Capacitores	Sección 460-8, 460-9
Elevadores, Montaplatos, Escaleras eléctricas, Pasillos móviles, Elevadores para sillas de ruedas y Escaleras eléctricas para las mismas	Artículo 620
Equipo de Aire Acondicionado y Refrigeración	Artículo 440
Equipos de Irrigación eléctricamente controlado	Artículo 675
Estudios de Cine, Televisión y Locales Similares	Artículo 530
Garages, Hangares, Estaciones de Gasolina y de Servicio, Bodegas de Almacenamiento, Areas de aplicación por rocío, Plantas de Proceso por Inmersión y recubrimiento y Areas de Anestesia por Artículos	511, 513,514,515, 516 y 517,Parte D
Grúas y Montacargas	Artículo 610
Maquinaria Industrial	Artículo 670
Proyectors de Cine	Artículos 540-11, 540-20
Resistencias y Reactores	Artículo 470
Teatros, Auditorios de Cine, Televisión y	Sección 520-48
Transformadores y Bóvedas de Transformadores	Artículo 450

3.1.1 DIFERENTES TIPOS DE CARGAS

A continuación se presentan los tipos de cargas más comunes utilizados en la industria con sus respectivas características de relaciones de inercia y requerimientos de par de arranque de cada una de ellas para la adecuada selección del motor dependiendo de la aplicación..

3.1.1.1 INERCIA

Ver Apéndice 10 Tabla No. 3.1.1.1

3.1.1.2 SOPLADORES Y COMPRESORES

El término soplador se aplica a las maquinas giratorias que operan a 30 PSI ó menos y el de compresor a unidades que operan a presiones mayores.

Un soplador de desplazamiento positivo "Roots Connerville" al arrancar con la derivación abierta los requerimientos de par son moderados. La relación de inercia es baja.

Un soplador centrífugo de etapas múltiples, aunque la relación de inercia puede ser alta, los requerimientos de par con las compuertas de entrada o descarga cerradas son bastantes moderadas.

Tenga cuidado al utilizar un motor síncrono para impulsar un soplador centrífugo de alta velocidad. Debido a la disimetría del campo magnético del motor síncrono, se desarrolla un par pulsante al doble de la frecuencia de deslizamiento durante la aceleración. Esto ocasionará una resonancia torsional a una ó más velocidades. El par de aceleración deberá ser lo suficientemente alto como para pasar por estas velocidades rápidamente y no permitir que la resonancia desarrolle un punto dañino.

Evite los motores síncronos cuando los sopladores y compresores son impulsados por engranes para aumentar su velocidad.

Ver Apéndice 10 Tabla No. 3.1.1.1

3.1.1.3 VENTILADORES CENTRIFUGOS

Los ventiladores centrífugos caen en dos tipos, los que manejan aire a temperatura ambiente y los que manejan productos de combustión (ventiladores de tiro inducido y ventiladores para sinterización).

La potencia para impulsar al ventilador es proporcional al peso del gas manejado. La temperatura de los productos de combustión es aproximadamente de 600°F y el peso es 50% mayor que el del aire. Un ventilador al arrancar y manejar aire ambiente está sobrecargado aproximadamente en un 100%. Las compuertas de entrada pueden distorsionarse debido a los gases calientes que manejan y en consecuencia pueden no cerrar completamente el flujo de gas al estar cerradas. Por está razón es deseable tener un par de desenganche de 120%.

Los ventiladores que manejan gases calientes son físicamente grandes y tienen altas relaciones de inercia. Los periodos de aceleración alargados debido a sobrecargas y a la alta inercia pueden dañar a los devanados amortiguadores de motores síncronos ó a las jaulas de ardilla de motores de inducción.

Los ventiladores centrífugos y los ventiladores de tipo hélice que manejan aire ambiente usualmente no presentan problema para su aplicación.

Ver Apéndice 10 Tabla No. 3.1.1.1

3.1.1.4 TROQUELADORAS

Requieren alto par de arranque y alto deslizamiento a plena carga, características del motor de Jaula de Ardilla diseño D. Ver *Apéndice 10 Tabla No. 3.1.1.1*

3.1.1.5 BOMBAS

Las bombas centrífugas de alta velocidad del tipo impulsor radial ó del tipo impulsor Francis tienen bajos requerimientos de par de cierre (descarga cerrada) a plena velocidad y son comúnmente arrancados con válvula de descarga cerrada. Con la válvula de descarga abierta desarrollan 100% de par a plena carga.

En las bombas de baja velocidad del tipo flujo mixto ó del tipo flujo axial el par de cierre, a plena velocidad puede variar desde el 120% hasta el 250% de plena carga. Ninguna de éstas dos bombas debe ser arrancada u operada con la válvula de descarga cerrada ya que la presión y el calentamiento resultante podría dañar seriamente a la bomba.

Se puede esperar que cualquier bomba operando a bajo de los 600 RPM podrá tener pares de cierre (Válvula de descarga cerrada) a velocidad de plena carga en exceso de 100% de plena carga. La *Figura No. 3.1.1.5A* muestra lo que puede esperarse.

La *Figura No. 3.1.1.5B* muestra el par de enganche recomendado para motores que impulsen bombas que tienen pares de cierre (Con válvula de descarga cerrada) mayores del 100% a plena carga.

Si aplica un motor síncrono a cualquier bomba centrífuga que opera a menos de 600 RPM es necesario obtener del fabricante de la bomba un escrito indicando la cantidad de par (ó HP) requerido para impulsar la bomba bajo condiciones de cierre a plena velocidad, aunque la bomba nunca debe ser arrancada de esta manera. La *Figura No. 3.1.1.5A* es una aproximación pero deben obtenerse valores exactos y entonces aplicar la corrección de la *3.1.1.5B*.

Ver *Apéndice 10 Tabla No. 3.1.1.1*

3.1.1.6 ELEVADORES

Ver *Apéndice 10 Tabla No. 3.1.1.1*

3.1.1.7 MOLINOS

PARA HARINA Y PROCESAMIENTO DE GRANOS

El molino para disgregación es utilizado para la molienda en el procesamiento de granos. Requiere pares y relación de inercia moderados.

La flecha maestra de transmisión en un molino de harina, requiere de pares elevados y una relación de inercia elevada. Si el impulsor es un motor síncrono de alto par ó un motor de Jaula de Ardilla diseño C, es esencial que se utilice alguna forma de arranque en incrementos. La repentina aplicación plena de par de arranque de 175% a plena carga puede ocasionar problemas mecánicos, como botar la banda fuera de las poleas. Los pasos de par de arranque y aceleración deseables serían del orden de 80-130-175% en tres pasos.

Los elevadores de granos son impulsados por motores de jaula de ardilla diseño C.

DE CEMENTO Y MAQUINARIA DE TRITURACIÓN.

Los molinos de bolas para roca o carbón y para mineral requieren pares elevados de arranque y de enganche. La relación de inercia es baja y alcanzan su velocidad de operación generalmente en 5 segundos (generalmente impulsados a través de reductores de engranes).

Los trituradores Bradley Hercules, de cono, giratorio, de quijadas y el de rodillos deben arrancarse sin carga. No obstante se recomienda altos pares de arranque y enganche ya que no es posible la mayoría de las veces vaciar completamente el triturador antes de arrancar. Con excepción del triturador de quijadas que puede utilizar un volante para emparejar los impulsos de la carga, las relaciones de inercia son más bajas.

Los molinos de martillos tienen relaciones de inercia elevadas y deben arrancarse descargados

Ver Apéndice 10 Tabla No. 3.1.1.1

3.1.2 MOTORES DE INDUCCION

Los motores de Inducción abajo de las 500 RPM tienen pobre eficiencia y un factor de eficiencia pobre también por lo que rara vez son utilizados.

Los motores de Inducción tienen un pobre factor de potencia a carga parcial y deben evitarse para usarse donde operan a bajas cargas por periodos de tiempo apreciables si el factor de potencia es una consideración.

Motores de Inducción a 3600 RPM generalmente tienen muy buena eficiencia y factor de potencia a esta velocidad.

La Tabla No. 3.1.2A muestra una base para la selección de un motor Síncrono vs. Inducción.

Los motores de inducción están clasificados por diseño y aplicación.

A. Un motor de CA para usos generales NEMA MG1-1.05 es un motor de inducción con capacidad nominal de 200 HP ó menos, el cual incorpora lo siguiente:

1. Es de tipo abierto
2. Su capacidad nominal es continua
3. Tiene un factor de servicio de acuerdo a nema MG1-12.47 (1.15 para arriba de 1HP).
4. Tiene un sistema de aislamiento con capacidad Clase B con una elevación de temperatura según se especifica en NEMA MG1-12.42 para los motores de potencia integral. Hoy en día el mejor motor es el que se fabrica con el sistema de aislamientos clase F para funcionar con aumento de temperatura clase B nominal
5. Esta diseñado en capacidad estándar con características estándar de operación y construcción mecánica para su uso bajo condiciones de servicio usuales sin restricción a una aplicación particular ó tipo de aplicación.

B. Motor de propósito definido NEMA MG1-1.08. Un motor de propósito definido es cualquier motor diseñado en capacidades estándar, con una características estándar de operación y construcción mecánica para ser usado bajo condiciones de servicio no usuales ó para uso en un tipo de aplicación en particular.

C. Motores polifásicos NEMA MG1-1.16. Los motores polifasicos de corriente alterna son del tipo de Jaula de Ardilla, o de rotor devanado, ó de tipo síncrono. Los motores de jaula de ardilla pueden ser los siguientes.

1. Diseño A. Par normal con corriente a rotor bloqueado que excede 14.5 A/HP a 230 V. Este diseño es poco común
2. Diseño B. Par normal, bajos kVA de arranque. Este diseño es común para motores de usos generales y para la mayoría de las aplicaciones.
3. Diseño C. Alto par, bajos kVA de arranque. Este diseño es el comúnmente usado donde el par de arranque y aceleración de diseño B es inadecuado ó insuficiente.
4. Diseño D. Alto deslizamiento, alto par, bajos kVA de arranque. Un deslizamiento de entre el 10% al 12% a plena carga para aprovechar el efecto de volante en cargas intermitentes a pico, y donde se requieren pares de arranque más altos para periodos de arranque continuo.

Los motores de diseño D a menudo son construidos con doble jaula de ardilla y/o con jaula de ardilla de alta resistencia.

- D. Los pares a rotor bloqueado de diseño A y B para motores de una velocidad, polifasicos se presentan en el *Apéndice 10 Tabla No. 3.1.2B.*
- E. Los pares a rotor bloqueado de motores de diseño C se presentan en el *Apéndice 10 Tabla No. 3.1.2C.*
- F. Los pares a rotor bloqueado de motores de diseño D se presentan en el *Apéndice 10 Tabla No. 3.1.2D.* Estos valores representan el límite superior de gama de aplicación de los motores de diseño C y D. Cuando se requieren las características de diseño C ó D en capacidades en que no es práctica su fabricación como motores de jaula de ardilla, donde las limitaciones de corriente de arranque no permiten su uso, será necesario usar motores de rotor devanado (anillos rozantes).
- G. El par de colapso de los motores de diseño A y B no serán menores a los valores indicados en el *Apéndice 10 Tabla No. 3.1.2E.*
- H. En el *Apéndice 10 Tabla No. 3.1.2F* se presentan los valores de WK^2 de la carga referidos a la flecha del motor, a la cual los motores de jaula de ardilla pueden acelerar sin daño.

La siguientes condiciones gobiernan:

1. Voltaje y frecuencia nominales son aplicados.
2. El par de la carga conectada no exceda del 100% a velocidad nominal y variando con el cuadrado de la velocidad a ese punto.
3. No habrá más de dos arranques sucesivos con el motor inicialmente a temperatura ambiente, o un arranque con el motor a temperatura de operación normal.

Si la velocidad del motor y la velocidad de la carga son diferentes debido a engranes ó cajas de engranes intermedio, el WK^2 efectivo referente a la velocidad de la flecha del motor, se determina por

$$WK^2 \text{ Efectivo} = WK^2 \text{ de la carga} \times \left[\frac{RPM_C}{RPM_M} \right]^2$$

Donde:

RPM_C = Velocidad de la carga

RPM_M = Velocidad del motor

- I. Maquinas grandes. Motores de inducción NEMA MG1-20.10. Las potencias nominales para maquinas grandes, incluyen las indicadas en el *Apéndice 10 Tabla No. 3.1.2G* y así hasta 100000HP (no presentados en la tabla). Los pares de motores anteriores, no deben ser inferiores a los señalados en *Apéndice 10 Tabla No. 3.1.2H.* Además el par desarrollado a cualquier velocidad, hasta aquella en la que ocurre el colapso, será cuando menos 1.3 veces el par obtenido de una curva que varía con el cuadrado de la velocidad y que es igual al 100% a la velocidad nominal. Esto se muestra en el *Apéndice 10 Figura No. 3.1.2H.*
- J. WK^2 de carga nominal con las mismas restricciones que se indican en el punto H, pero aplicadas a maquinas grandes se presentan en el *Apéndice 10 Tabla No. 3.1.2I.*

3.1.2.1 LETRAS DE CÓDIGO

Toda placa monograma para motores de CA mayores a 1 HP, excepto los motores de rotor devanado (anillos rozantes), deben llevar una letra de código que muestra la máxima kVA/HP a rotor bloqueado. (*Apéndice No. 10 Tabla No. 2.3.3.2.*)

Se pueden convertir kVA/HP a amperes mediante la formula general $A = \frac{kVA \times 1000}{1.73 \times Volts}$

3.1.2.2 CURVAS DE PAR

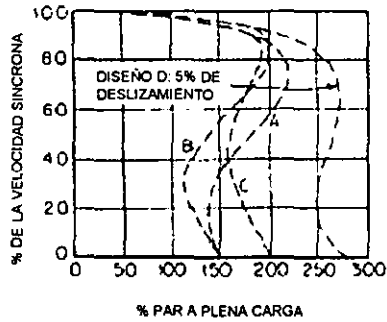


Figura No. 18 Curvas velocidad-par para motores Típicos de Jaula de ardilla de los diseño A, B, C y D

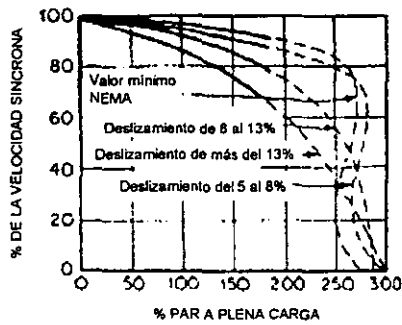


Figura No. 19 Relación velocidad-par para los motores de jaula de ardilla del diseño D

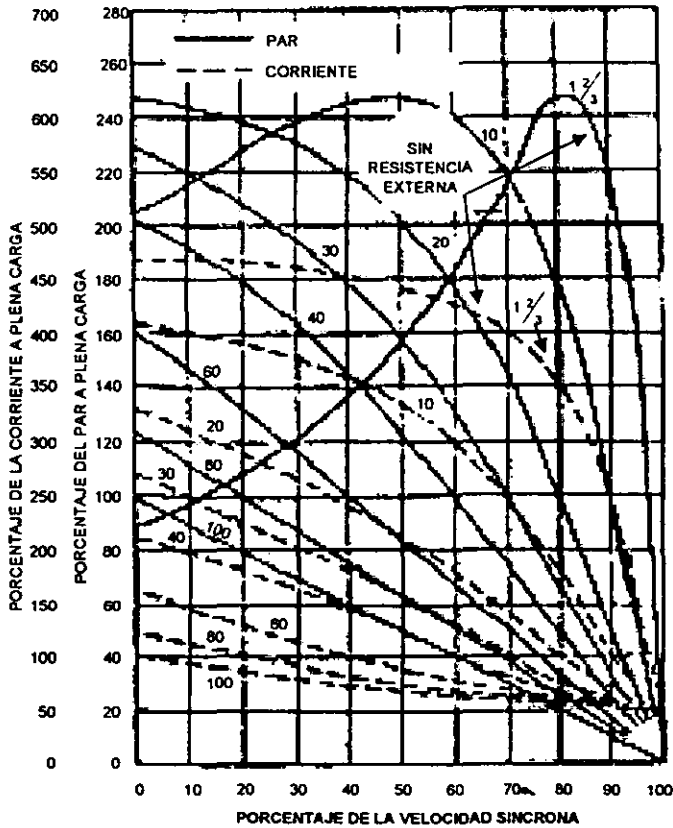


Figura No. 20 Curvas velocidad-par y velocidad-corriente del motor de inducción típico de rotor devanado

3.1.2.3 DE JAULA DE ARDILLA Y ROTOR DEVANADO

JAULA DE ARDILLA

Todas las categorías de diseño de motores de inducción con número entero de caballos de potencia soportan los esfuerzos magnéticos y los pares con rotor bloqueado del arranque a pleno voltaje de línea. Los motores de diseño B se usan más; estos tienen características de par de arranque y de corriente de arranque de línea adecuadas para la mayor parte de los sistemas de potencia. Los motores de los diseños C y D tienen un par más alto que los de clase B. Para los motores de todos los diseños, los porcentajes de los pares tienden a decaer al aumentar la capacidad nominal en HP.

Los motores de diseño A están diseñados para los mismos pares con rotor bloqueado y deslizamiento que los de diseño B, pero tienen pares de falla y corrientes con rotor bloqueado más altos. Estos motores resultan adecuados para cargas con par de arranque del 40 al 70%, par de aceleración del 20 al 50% y par pico del 130 al 175% del par nominal, en donde los arranques y detenciones no son frecuentes. Es posible que se requiera arranque a voltaje reducido debido a la elevada corriente con rotor bloqueado.

Los motores del diseño B suelen arrancarse en línea a pleno voltaje. Estos motores se pueden acelerar hasta llevarlos a plena velocidad, con cualquier carga que puedan arrancar. Estos motores son adecuados para cargas con par de arranque menor del 50%, par de aceleración menor del 50% y par pico menor del 125%. El bajo deslizamiento excluye las cargas de pulsación del par. El motor es adecuado para operación de carga estable continua, con arranque y paros no frecuentes.

Los motores de diseño D están diseñados para arrancar a pleno voltaje y desarrollar pares con rotor bloqueado del 275% del par nominal. Las corrientes con rotor bloqueado son las mismas que para el diseño B. Estos motores tienen más del 5% de deslizamiento con el par nominal y están diseñados para cargas que se aplican y eliminan con frecuencia. Estos motores se dividen en grupos del 5 al 8% de deslizamiento, del 8 al 13% de deslizamiento y de más del 13% de deslizamiento como se muestra en la *Figura No. 19*.

DE ROTOR DEVANADO (ANILLOS ROZANTES)

En la *Figura No. 20* se dan las curvas de velocidad-par y velocidad-corriente para un motor típico de rotor devanado, para diversas cantidades de resistencia externa. Los números sobre las curvas se refieren al porcentaje de resistencia externa; el 100% de la resistencia da el par nominal en la parada.

Normalmente los motores de rotor devanado se arrancan con una resistencia externa relativamente alta y esta resistencia se pone en corto circuito, paso a paso, conforme el motor adquiere su velocidad. En los casos de altas capacidades nominales, se usan reostatos líquidos. Con este procedimiento se permite que el motor entregue altos pares de arranque y de aceleración, sin embargo, extrae una corriente de línea relativamente baja. Además la mayor parte de las pérdidas en el circuito del rotor, durante la aceleración, se disipan en el resistor externo, en lugar de hacerlo dentro del motor.

Las curvas de la *Figura No. 20* indican que la resistencia externa reduce la velocidad a la que el motor funcionara con un par dado de carga. Para cualquier valor de resistencia externa, el motor tiene características variables de velocidad, cualquier cambio en la carga conduce a un cambio considerable de velocidad. Entre más baja sea la velocidad de operación, más pronunciado es el efecto, de modo que suele no ser factible, por este método, operar a menos de 50% de la velocidad plena. Además en virtud de que la pérdida de potencia en el rotor y el resistor externo es proporcional al deslizamiento, la eficiencia se reduce en proporción directa a la reducción de la velocidad.

Se usan motores de anillos colectores con resistencia externa como motores de velocidad ajustable, desde el 50% hasta plena velocidad, para cargas como bombas y ventiladores. Se emplean en todo el rango de velocidades para malacates, elevadores y teleféricos. Además, se emplean motores de anillos colectores para suministrar altos pares de arranque y de aceleración, con baja corriente, para centrifugas, quebradoras, pulverizadoras y otras cargas de inercia elevada. En muchas aplicaciones, los motores de rotor devanado han sido sustituidos por accionamiento de CA y CD de estado sólido.

3.1.2.4 DE 2 DEVANADOS

El motor de dos devanados tiene dos devanados separados del estator, los cuales se pueden combinar para cualquier número de polos, de modo que se pueden obtener dos velocidades sincrónicas. Además, uno de los dos devanados del estator ó los dos, se pueden disponer para ser reconectados, como en un motor de un solo devanado, lo cual da un total de tres ó cuatro velocidades, pero las dos velocidades que se obtienen con un solo devanado deben estar en la razón de 2:1. De este modo, un motor de dos devanados y cuatro velocidades, podría tener las velocidades de 1800, 900, 1200 y 600 RPM. El motor puede ser de par constante (*Apéndice 10 Figura No. 3.1.2.4B*), par variable (*Apéndice 10 Figura No. 3.1.2.4A*) ó HP constante (*Apéndice 10 Figura No. 3.1.2.4C*), según la aplicación.

En el *Apéndice 10 Figura No. 3.1.2.4D* se muestra el par nominal en cuatro puntos de velocidades.

Los motores de par variable tienen 1200/600 RPM y se utilizan con cargas como bombas y ventiladores centrífugos, en los que la necesidad de caballos de potencia disminuye con mayor rapidez que el cuadrado de la reducción en la velocidad. Los motores de par constante tienen caballos de potencia nominales en cada velocidad, directamente proporcionales a esta última; por ejemplo 20/10 HP y 1200/600RPM y se emplean en transportadores, mezcladoras, compresores recíprocos, prensas para imprimir y otras cargas de "par constante". Los motores de cabalaje constante tienen los mismos caballos de potencia nominales a todas las velocidades; se usan principalmente en máquinas herramientas, como son los tornos, mandriladoras, cepilladoras y taladradoras radiales. A los motores de velocidades múltiples, del tipo par constante ó de par variable, se les suele dar un número nominal estándar de caballos de potencia a la velocidad tope, pero pueden tener cabalajes particulares a las velocidades más bajas, ya que estas se fijan por las razones de las velocidades.

3.1.2.5 ESTRELLA-DELTA

Ver Capítulo 3 punto 3.2.2.3.3

3.1.2.6 DE ALTA EFICIENCIA

Se están utilizando varias técnicas para mejorar la eficiencia de los motores, en comparación con el diseño tradicional de eficiencia normalizada.

1. Se utiliza más cobre en los embobinados del estator, para reducir las pérdidas.
2. La longitud del núcleo del rotor y el estator se aumentan para reducir la densidad del flujo magnético en el entre hierro de la máquina. Esto reduce la saturación magnética, disminuyendo las pérdidas en el núcleo.
3. Se usa más acero en el estator, permitiendo que se transmita una mayor cantidad de calor hacia afuera del motor y se reduzca la temperatura de funcionamiento. El ventilador del rotor se rediseña, para reducir las pérdidas por rozamiento y por fricción.
4. El acero que se usa en el estator tiene pocas pérdidas por histéresis.
5. El acero se hace de un calibre delgado (Laminas muy compactas) con resistencia específica interna muy alta (reduciendo las pérdidas por corrientes parásitas).
6. El rotor se maquina para producir un entre hierro uniforme, reduciendo las pérdidas diversas.

Ver Tabla No. 3.1.2.6 sobre eficiencia nominal.

3.1.2.7 NORMAS QUE APLICAN

El artículo 430 de la NOM-001-SEMP-1994 cubre motores, circuitos de motores y sus controles y la Figura No. 430-1 NOM-001-SEMP-1994 indica las partes en que está dividido este artículo.

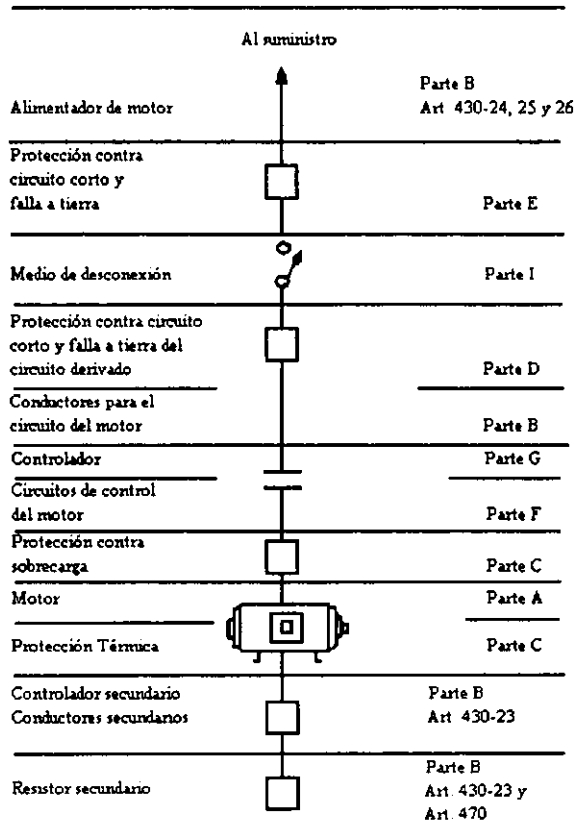


Figura 430.1

3.1.3 PROTECCIONES

Es recomendable que la protección para cada instalación específica del motor se seleccione para cubrir los requerimientos del motor especificado y su uso. Los siguientes puntos deben ser referidos como check list cuando se decida sobre una protección para la instalación de un motor.

- Características del motor
- Condiciones de arranque del motor
- Condiciones ambientales
- Equipo a impulsar
- Sistema de potencia
- Importancia del motor
- Fallas del lado de la carga para los controladores de los motores.

3.1.3.1 POR BAJO VOLTAJE (27)

PROPOSITO Prevenir el arranque automático cuando el voltaje se restablezca después de una falla y evitar excesiva corriente de inrush a la carga total del motor en el sistema de potencia y la correspondiente caída de voltaje ó cuando el voltaje regresa después de una interrupción.

CON SENSORES DE VOLTAJE

El tipo de uso más común es el relevador de bajo voltaje con retardo de tiempo con disco de inducción monofásico. Un control con fusible causa el disparo, es deseable utilizar dos ó tres de estos relevadores conectados a las diferentes fases y alambraarlos de modo que todos deban operar antes de que el disparo ocurra.

Existen relevadores trifásicos de bajo voltaje. Muchos operan en respuesta al área del triángulo de voltaje formado por los voltajes de las tres fases.

En aplicaciones que requieren un retardo preciso de tiempo de pocos ciclos, un relevador de bajo voltaje instantáneo es aplicado junto con un Timer apropiado.

Cuando se aplica protección por bajo voltaje con retardo de tiempo, se debe elegir el ajuste de tiempo de modo que el disparo no ocurra antes de que todos los relevadores externos para detección de falla tengan la oportunidad de liberar todas las fallas del sistema. Esto reconoce que la causa más frecuente de bajo voltaje, son las fallas en el sistema, y que cuando estas son liberadas, la mayoría de los motores de inducción pueden continuar en operación normal. En el caso de los relevadores de bajo voltaje con disco de inducción es recomendable que su tiempo de disparo vs corriente de corto circuito sea graficada para asegurar que no dispare antes de los relevadores de sobrecorriente. Esto debe hacerse para la condición mas crítica de coordinación, que existe cuando la capacidad de corto circuito del sistema es mínima.

El tiempo típico de retardo a voltaje nulo es de 2 a 5 segundos.

Para motores extremadamente importantes para la continuidad del servicio, como algunos auxiliares en plantas de generación eléctrica, los relevadores de bajo voltaje son usados solo para alamar.

Otros esquemas propuestos para la protección por bajo voltaje son:

- *Instantáneas ó con retardo de tiempo*
- *Con interruptores ó contactor de cierre.*
- *Con un contactor principal de voltaje sostenido de AC*
- *Con un contactor principal de voltaje sostenido de DC*

3.1.3.2 POR DESBALANCE DE FASES

PROPOSITO: Prevenir daño por sobrecalentamiento del motor al incrementarse la corriente de fase con el fin de que el motor siga proporcionando los mismos HP y los voltajes de secuencia negativa que causan corrientes anormales en el motor, debido a que la impedancia de secuencia negativa es aproximadamente igual a la de rotor bloqueado, un pequeño voltaje de secuencia negativa producirá una mayor corriente de secuencia negativa.

RELEVADORES

Hay varios tipos de relevadores disponibles para proveer esta protección. Los relevadores comúnmente usados se pueden clasificar como:

1. Balance de corriente por fase. Este relevador detecta el desbalance en la corriente de las tres fases. Un disco de inducción tiene un tiempo de retardo y se puede hacer uso de un timer adicional para obtener un retardo extra.
2. Voltaje de secuencia negativa. Este rele opera instantáneamente usando un filtro de voltaje de secuencia negativa. Un timer tanto interno como externo se requiere para el retardo de tiempo.
3. Corriente de secuencia negativa. Es un relevador con disco de inducción con retardo de tiempo disponible para la aplicación a generadores, pero no son aplicables a motores por la alta corriente de pick up que manejan. Los relevadores instantáneos de corriente de secuencia negativa están disponibles con bajas corrientes de pick up para la protección de motores. Se requiere un timer con este rele para retrasar el disparo.

Se debe proveer protección por desbalance de fases en todas las aplicaciones donde una fase este sujeta a la presencia de fusibles, líneas de distribución aéreas sujetas a la ruptura del conductor ó interruptores de desconexión que no cierren apropiadamente las tres fases.

Una recomendación general es aplicar la protección por desbalanceo de fases a todos los motores arriba de 1000HP. Para motores menores de 1000HP se deben investigar los requerimientos específicos.

Es deseable que la protección por desbalance de fase tenga suficiente tiempo para permitir que la protección por sobrecorriente del sistema libere las fallas externas evitando un disparo innecesario del motor ó para evitar la posibilidad de disparo en el arranque del motor.

Otros esquemas para la protección por desbalance de fases son:

- *La protección por fase*
- *Instantáneo ó con retardo de tiempo.*

3.1.3.3 POR SOBRECORRIENTE INSTANTANEA POR FASE

PROPOSITO Detectar condiciones de corto circuito de fase para limitar el daño por la falla, limitar la caída de voltaje que acompaña la falla y limitar la posibilidad de que la falla se extienda, fuego ó daños por explosión

RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEOS

Se usan normalmente con transformadores de corriente de fase. Si se provee una protección por sobrecorriente a tierra solo se requieren dos relevadores por fase¹⁹; de otro modo se requiere un relevador por fase. Sin embargo se suele proveer un relevador por fase y el relevador a tierra. El rele de la tercera fase provee una protección de respaldo a los otros dos relevadores. Estos relevadores son usados con el siguiente equipo:

1. Arrancadores de motores del tipo interruptor de medio voltaje.
2. Arrancadores del tipo contactor de medio voltaje que no tiene fusibles de potencia. (El controlador del motor puede tener una capacidad limitada de interrupción de falla. El disparo instantáneo puede ser usado para permitir al contactor abrir en estas fallas).
 - a) Relevadores de disparo instantáneo son ajustados para abrir si la corriente excede el valor de arranque normal (Usualmente a rotor bloqueado).
 - b) Un segundo ajuste de los relevadores opera en un rango más elevado de corriente con el propósito de mantener los contactores cerrados durante la falla, de modo que la protección inmediata fusible (ó interruptor) interrumpa dicha falla. Note que el dispositivo inmediato debe ser seleccionado con la capacidad de interrumpir la corriente de corto circuito disponible en ese punto del circuito.
 - c) La protección de sobrecorriente en marcha al motor, ya sea térmica ó de disco de inducción, son alimentadas a través de transformadores de corriente que se saturan con las corrientes de falla, con lo cual se controla un posible daño a los relevadores usados por esta protección.
3. Los arrancadores del tipo interruptor de bajo voltaje usados con motores cuya importancia ó capacidad de HP's justifica el costo de esta protección en vez de ó además de la acción directa de la protección instantánea de sobrecorriente.

Estos relevadores están disponibles en diversas formas.

- a) Caso individual, un relevador por caso.
- b) En grupo, dos ó tres relevadores por caso.
- c) Como elemento(s) adicionales junto con elementos de sobrecorriente térmicos ó de inducción.

Otros esquemas para la protección por sobrecorriente instantánea por fase son:

- **Acción directa de dispositivos de disparo instantáneo de sobrecorriente.**
- **Fusibles**
- **Ajustes instantáneos a los interruptores termomagnéticos.**

3.1.3.4 POR SOBRECORRIENTE CON RETARDO DE TIEMPO POR FASE

PROPOSITO Detectar fallas al acelerar a la velocidad nominal en un intervalo de arranque normal, motor en estado de atasco, y condiciones de falla de baja magnitud en la fase.

RELEVADORES POR SOBRECORRIENTE Y AJUSTES.

Térmico ó de disco de inducción pueden ser seleccionados para este propósito. La protección térmica tienen la ventaja de la memoria de la condición de calentamiento del motor, mientras el disco de inducción permite una relativa precisión en el tiempo de disparo.

Los ajustes del relevador son normalmente seleccionados como sigue:

1. Para la protección por sobrecarga, se ajusta la corriente de pickup entre el 5 y el 25% por encima de la capacidad del factor de servicio continuo del motor.
2. Cuando no se pretende la protección por sobrecarga, el pickup puede ser ajustado al 200-350% de la capacidad del motor para evitar disparos por condiciones de sobrecarga

¹⁹ Ver Protección por sobrecorriente instantánea y con retardo de tiempo a tierra

Nota: En 1. y 2. El tiempo de retardo se debe ajustar a un pequeño margen más largo que el requerido para prevenir el disparo en el inrush de aceleración normal.

3. En algunas aplicaciones puede ser deseable ajustar el pickup ligeramente arriba del inrush simétrico de arranque. En este caso el relevador no verá el inrush del motor, y solo se provee la protección por falla. El tiempo de retardo debe de ser muy corto, solo lo suficiente para no disparar en la asimetría del inrush. El relevador de disco de inducción de corto tiempo se debe seleccionar en esta aplicación.

Otros esquemas para la protección por sobrecorriente con retardo de tiempo por fase son:

- Relevadores instantáneos y timer
- Dispositivos de disparo de acción directa y de estado sólido

3.1.3.5 POR SOBRECARGA (SOBRECORRIENTE POR FASE)

PROPOSITO Detectar corriente sostenida en el estator en excesos de capacidad continua del motor y disparar antes de que el motor se dañe.

En motores que tienen dispositivos sensores de temperatura para los devanados y supervisión cerrada del operador, esta protección se ajusta algunas veces solo como alarma.

Dos ajustes por protección por sobrecorriente son provistos:

1. Una para alarmar solamente, a relativa baja corriente de pickup y rápido ajuste de tiempo. Estos son normalmente relevadores por sobrecorriente como los relevadores de discos de inducción.
2. El segundo ajuste para disparar a altas corrientes de pickup ó un tiempo menor que el del relevador de alarma por sobrecarga ó ambos. Usar los relevadores de disco de inducción ó por sobrecorriente térmico.

RELEVADORES DE DISCO DE INDUCCION Y AJUSTES

Para motores grandes donde se usa el arranque del tipo interruptivo, los relevadores por sobrecorriente de tiempo largo deben ser usados.

Considerar las siguientes características

- Deseables:**
1. Continuo ajuste de retardo de tiempo
 2. Taps de ajuste de pickup de amplio rango.
 3. Precisos
 4. Fáciles y rápidos de probar.
 5. Tienen indicador de operación
- Indeseables:**
1. La forma de la curva de ajuste de tiempo resulta usualmente en disparos más rápidos de los necesarios, esto evita que toda la capacidad térmica por sobrecarga inherente al motor sea utilizada.
 2. No es operado térmicamente, se reajusta después de un disparo por sobrecarga y desde ese momento, no provee protección contra un nuevo arranque inmediato.
 3. No es operado térmicamente, no "recuerda" las sobrecargas que pueden presentarse en ciclos y se puede sobrecalentar progresivamente al motor.
 4. Estos son auto ajustables y por lo tanto el ajuste manual no esta disponible sin el uso de un apropiado relevador auxiliar.
 5. Estos relevadores no se afectan sensiblemente por cambios en la temperatura ambiente. Esto es aceptable y podría ser considerado una ventaja para la frecuente situación cuando el motor y los relevadores están en diferentes temperaturas ambientales. Puede ser una característica indeseable cuando el motor y los relevadores están a la misma temperatura ambiente y hay cambios significativos en la temperatura ambiente.

Otros esquema para la protección por sobrecarga (sobrecorriente por fase) son:

- **Relevadores de intensidad**
- **Relevadores por sobrecorriente térmicos**
- **Fusibles de doble elemento**

3.1.3.6 POR SOBRECORRIENTE INSTANTANEA A TIERRA

PROPOSITO Detectar las condiciones de falla a tierra con un retardo no intencional.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE SECUENCIA CERO ó SENSOR Y RELEVADOR DE TIERRA – Dispositivo 50G

Se recomienda que el transformador de corriente de secuencia cero (tipo ventana) que ha sido diseñado para esta función sea usado para alimentar al relevador de tierra (*Figura No. 21*)

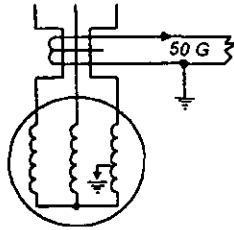


Figura No. 21 Protección por sobrecorriente a tierra usando un transformador de corriente del tipo ventana.

El relevador instantáneo se ajusta normalmente para disparar a una corriente de falla a tierra primaria dentro del rango de 5-20 A.

Las siguientes precauciones se deben tener en cuenta en la aplicación del relevador y el transformador de corriente de secuencia cero y en la instalación de cables a través del transformador de corriente.

1. Si el cable pasa a través de la ventana del transformador de corriente y finaliza en la terminal de cables en el lado de la fuente del transformador de corriente, el terminado de cable se debe montar en una ménsula aislada de tierra. Luego el terminado de cable debe aterrizarse pasando un conductor a tierra pasando a través de la ventana del transformador de corriente y luego conectarlo al borde terminal.
2. Si un cable con cubierta metálica pasa a través de la ventana del transformador de corriente, la cubierta de metal se mantiene en el lado de la fuente del transformador de corriente aislado de tierra. La parte terminal de la cubierta de metal puede ser aterrizada pasando un conductor a tierra a través de la ventana del transformador de corriente y luego conectando a la parte terminal.
3. Pantalla (s) de cable deben ser aterrizadas pasando un conductor a tierra a través de la ventana del transformador de corriente y luego conectándolo a la pantalla (s).
4. Es importante verificar la corriente total del transformador y el esquema de relevo a tierra haciendo circular una corriente en el conductor de prueba a través de la ventana del transformador de corriente. Si no hay corriente en el relevador, un circuito abierto en el secundario del transformador ó el alambrado al relevador solo pueden ser detectados por esta prueba total.

Otro esquema para la protección por sobrecorriente instantánea a tierra puede ser :

- Transformadores de corriente de conexión remanente y relevadores de tierra.

Considerar los casos cuando

- Se usan arrancadores del tipo combinado
- Supresores de ondas están instalados en las terminales del motor.

3.1.3.7 POR SOBRECORRIENTE CON RETARDO DE TIEMPO A TIERRA

PROPOSITO Detectar las condiciones de falla a tierra.

Al principio las aplicaciones para protección a tierra usaban transformadores de corriente y relevadores. Sin embargo la protección de falla a tierra instantánea y con retardo de tiempo están disponibles con sistemas de disparo de estado sólido en interruptores de bajo voltaje (hasta 600V)

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE SECUENCIA CERO Y RELEVADOR DE TIERRA

Cuando el transformador de corriente de secuencia cero es usado para protección a tierra del motor, es usual utilizar un relevador instantáneo de sobrecorriente a tierra, cuando se usa un relevador con retardo de tiempo, el tiempo de disparo es muy corto ó extremadamente inverso, el relevador de disco de inducción se ajusta al tap de 0.5A y el dial de tiempo a 1.0. Los comentarios en el esquema transformador de corriente de secuencia cero ó sensor y relevador de tierra – Dispositivo 50G también aplican aquí.

SELECCIÓN DEL RESISTOR PARA EL ATERRIZAMIENTO A TIERRA.

El objetivo de la resistencia a tierra es limitar el daño al motor causado por fallas a tierra. (En los sistemas de distribución el objetivo es limitar el marco de voltaje a tierra del equipo por razones de seguridad). Sin embargo la corriente de falla no debe ser limitada al extremo de que gran parte del extremo del neutro de los devanados en Y del motor queden sin protección. Se recomienda²⁰ que el relevador de sobrecorriente a tierra debe tener al menos 1.5 veces del pickup de falla a tierra desviado del neutro.

Es recomendable que la capacidad de la resistencia a tierra y la protección a tierra sean seleccionadas juntas después de haber determinado el arreglo de devanados de los motores a proteger. La resistencia a tierra seleccionada normalmente limitara la corriente de falla a tierra dentro de un rango de 100-2000A. Una capacidad de 10 segundos se selecciona usualmente para la resistencia.

Note que además de evitar los sobrevoltajes transitorios excesivos, la resistencia se debe seleccionar de modo que la siguiente razón de impedancia de secuencia cero $\frac{R_0}{X_0}$ sea igual ó mayor a 2.

3.1.3.8 DIFERENCIAL DE CORRIENTE POR FASE

PROPOSITO Detectar rápidamente condiciones de falla.

DIFERENCIAL DE FASE CONVENCIONAL.

Este esquema utiliza 6 transformadores de corriente iguales (un par por cada fase) y 3 relevadores (1 por fase).

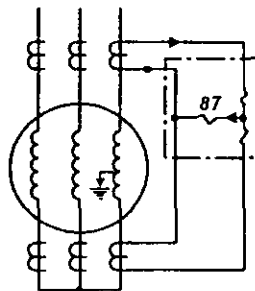


Figura No. 22 Protección convencional diferencial por fase. Usando tres relevadores diferenciales de porcentaje (uno mostrado)

La corriente de cada par de transformadores son restadas y la diferencia es alimentada al relevador asociado a cada fase.

²⁰ NEMA AB2-1984 Procedures for verifying field inspection and performance verification of model case circuit breakers.

Aunque algunas veces este esquema se aplica a los motores conectados en delta, este esquema se conecta a motores alambrados en Y (los motores conectados en estrella son más comunes que los conectados en delta en los motores de altos caballajes). Con la conexión en estrella, tres de los transformadores de corriente se localizan normalmente en el arrancador (ó interruptor del motor) y los otros tres en las tres fases del motor al devanado neutral del motor. Algunas veces las tres fases al neutro, son alambradas en la parte trasera del arrancador, por ejemplo si hay un reactor de arranque neutral y este esta conectado al arrancador. En este caso los transformadores de corriente neutral también deben estar en el arrancador.

Hay tres tipos de relevadores que generalmente se aplican para la protección convencional diferencial por fase; tres transformadores de corriente idénticos, uno recomendado para el uso con estos relevadores.

1. Diferencial de alta velocidad (instantáneo). Aunque esta protección es la mas cara, no es más cara cuando el costo total de los relevadores, alambrado, transformadores de corriente, y el montaje y la instalación de los transformadores de corriente es considerado. Este es el tipo más recomendado. No hay ajuste para seleccionarse en este relevador.
2. Disco de inducción de baja velocidad de porcentaje diferencial. Muy usado en el paso, no tiene ajustes a seleccionar.
3. Relevadores de sobrecorriente diferenciales de disco de inducción estándar. No son de uso frecuente, es mas barato que el segundo. Se utilizan con transformadores de corriente idénticos. Normalmente se ajustan entre el tap de 0.5 y 2.5 A y el dial de tiempo en 1.0. De cualquier modo los relevadores del tipo alta velocidad son la mejor opción.

Otros esquemas aplicables son:

- **Diferencial de auto-ajuste usando transformadores de corriente de secuencia cero.**
- **Arrancadores tipo contactor con fusibles de potencia.**

Cuando se aplica protección diferencial se deben seguir las siguientes recomendaciones generales:

1. Con todos los motores de 1000-2000HP y mayores usar sistemas no aterrizados.
2. Con todos los motores de 1000-2000HP y mayores usar en sistemas aterrizados donde la protección a tierra aplicada no se considere suficiente sin la protección diferencial contra fallas entre fases.
3. Para motores de altos caballajes (2500-5000HP) el costo de la protección diferencial comparado con el costo del motor generalmente justifica el uso de esta protección. Sin embargo la protección diferencial se justifica para motores mucho más pequeños, especialmente en voltajes arriba de 2400V.

3.1.3.9 OTRAS PROTECCIONES.

A continuación se presentan otras protecciones a considerar que no se contemplan en el alcance de este estudio y solo se mencionará el propósito de las mismas y los esquemas utilizados sin profundizar en los mismos.

DESBALANCE DE CORRIENTE DEL DEVANADO PARTIDO.

El propósito es una detección rápida de condiciones de falla de baja magnitud. Esta protección sirve además como respaldo a la sobrecorriente por fase instantánea y protección por sobrecorriente a tierra .

Esta protección se aplica normalmente a motores que tienen dos (ó tres) devanados en paralelo por fase.

El esquema de protección es:

- Arreglo de transformadores de corriente y relevadores.

POR SOBRECALENTAMIENTO EN LOS DEVANADOS DEL ESTATOR

El propósito es detectar incrementos de temperatura en el estator antes de que le ocurra algún daño al motor. Esta protección es usualmente arreglada como alarma en la operación de los motores con una adecuada supervisión. Algunas veces se usan dos ajustes de temperatura, el ajuste bajo para alarma y el alto para disparo.

Los esquemas de protección son los detectores de temperatura por resistencia, termocoples, termistores, termostatos y bulbos de temperatura.

POR SOBRECALENTAMIENTO DEL ROTOR.

Los detectores de temperatura por resistencia como los otros tipos de sensores de temperatura se usan en la proximidad de la resistencia del puente de kelvin.

3.1.4 ESPECIFICACIONES

Instrucciones para ordenar (según IEM)

1. Ciclo de operación continuo ó intermitente
2. Potencia [HP]
3. Velocidad [RPM]
4. Fases-frecuencia-tensión
5. Factor de servicio.
6. Clase de aislamiento
7. Sobrecarga (en su caso especificar tiempo de sobrecarga y periodicidad)
8. Par(es) de arranque, abatimiento ó máximo en % del par a plena carga.
9. Condiciones de arranque.
 - A. KVA's iniciales – limitación si la hay
 - B. ¿Arranque con la carga aplicada ó sin? ¿Magnitud?
10. Tipo de control en el arranque a tensión plena ó a voltaje reducido.
11. Inercia de la carga WK^2 : referida a la flecha del motor.
12. Aplicación (tipo de maquina a impulsar)
13. Tipo de rodamiento: balero ó chumacera.
14. Temperatura ambiente
15. Altitud de operación
16. Inversión de rotación
17. Medio ambiente (polvos, gases, humedad, corrosión, salpicaduras, etc.).
18. Condiciones físicas especiales (en caso de haberlas)
19. Cargas axiales especiales (en caso de haberlas)
20. Cargas radiales especiales (en caso de haberlas)
21. Juego de la flecha (limitación especial, si la hay)
22. Limitación en la regulación de la tensión de alimentación (especialmente durante el arranque del motor).
En caso de haberla.
23. Línea de alimentación (por cable ó abierta) (posibilidad de sobretensión ó transitorios)
24. Tipo de acoplamiento.
25. Accesorios especiales.
26. Características especiales
27. Para motores a prueba de explosión. Construcción (tipo de atmósferas)
CLASE I Atmósferas Peligrosas GRUPO D
Atmósferas que contienen: gasolina, Hexano, Nafta, butano, propano, bencina, alcoholes, acetona, bencol, vapores de solventes de laca, gas natural.
CLASE II Polvos químicos GRUPO F
Ambientes que contienen: negro de humo, antracita (carbón de piedra ó hulla), polvo de coque.

MOTORES HORIZONTALES CERRADOS LINEA 5000 IEM

- Con ventilación exterior
- A prueba de explosión.

HP	POLOS	RPM	VOLTAJE [V] ARMAZÓN	AISLAMIENTO CLASE	T _{MAX} OPERACIÓN [°C]	TIPO DE VENTILACIÓN
			<i>Dimensiones</i>			

MOTORES HORIZONTALES CERRADOS ROTOR DEVANADO IEM

- Con ventilación exterior
- Sin ventilación exterior

SERVICIO INTERMITENTE

HP	RPM	VOLTS [V]	CLASE DE AISLAMIENTO	TIPO DE ENFRIAMIENTO	
				TIEMPO DE OPERACIÓN [min] ARMAZÓN	TIEMPO DE OPERACIÓN [min] ARMAZÓN
				<i>Dimensiones</i>	<i>Dimensiones</i>

SERVICIO CONTINUO

HP	RPM	VOLTS [V]	CLASE DE AISLAMIENTO	ARMAZÓN	FACTOR DE SERVICIO	T _{AMB} [°C]
				<i>Dimensiones</i>		

DATOS OPCIONAL QUE SE PUEDEN PROPORCIONAR

DATOS DEL ROTOR			RECOMENDACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL CONTROL DEL MOTOR DE ROTOR DEVANADO		
HP	V _{MAX} [V] DE CIRCUITO ABIERTO EN VACÍO	I _{MAX} [A] POR TERMINAL A PLENA CARGA	[V] (3 FASES 60 Hz)	TAMAÑO CONTACTOR PRIMARIO	No. DE PUNTOS DE ACELERACIÓN
			Tensiones nominales en el primario del estator		El número de contactores de aceleración, es el número de puntos de aceleración menos uno

MOTORES DE INDUCCION DE JAULA DE ARDILLA ABB

De 400 a 10000 kW

TIPO	HORIZONTAL B3		VERTICAL V1	
			CON	SIN
	CARGA SECUNDARIA			
MODELO	A MAQUINAS ESTANDAR B MOTORES CON ALTO PAR C MAQUINAS POLOS CONMUTABLES D MOTORES A PRUEBA DE EXPLOSION			
PROTECCION	A: IP 21S A PRUEBA DE GOTEO B: IP 23S A PRUEBA DE SALPICADURAS C: IP W24 A PRUEBA DE AGUA D: IP R44 TOTALMENTE CERRADO E: IP 44 TOTALMENTE CERRADO CON INTERCAMBIO DE CALOR AGUA-AIRE F: IP 23S A PRUEBA DE SALPICADURAS CON SILENCIADOR			
ENFRIAMIENTO	A: FLUJO AXIAL B: FLUJO RADIAL C: COMBINACION DE AMBOS			

3.2 ARRANCADORES

Este capítulo cubre principalmente los métodos de arranque a tensión plena y a tensión reducida para motores del tipo jaula de ardilla.

El NTIE en el artículo 430-81 NOM-001 SEMP-1994, define un controlador como "Cualquier interruptor o dispositivos que se usen normalmente para arrancar o parar un motor".

Cada controlador debe ser capaz de arrancar y parar el motor que controla y en el caso de un motor de corriente alterna, debe poder interrumpir la corriente a rotor bloqueado 430-82 NOM-002 SEMP-1994.

La norma NEMA establece la capacidad de conducción de corriente de tiempo corto de los controladores

Un controlador con relevadores de sobrecarga deberá ser capaz de conducir 15 veces la corriente a carga plena del motor durante un segundo y 6 veces su corriente nominal en servicio continuo durante 30 segundos, después de estos periodos será capaz de conducir su corriente nominal sin tener sobrecalentamiento

3.2.1 SERVICIO ELÉCTRICO

Establézcase si el servicio usará corriente directa (C.D.) o corriente alterna (C.A.), determínese el número de fases y frecuencia, en adición de la tensión.

Tipo de servicio

- Servicio continuo; El motor desarrolla un trabajo constante por un largo tiempo indeterminado con un factor de carga definido.
- Servicio de corto tiempo; El motor está en funcionamiento, con una carga substancialmente constante por un tiempo corto definido.
- Servicio intermitente; Exige el funcionamiento por periodos alternados.
- Servicio periódico; Operación intermitente en la cual las condiciones de carga son regularmente recurrentes.
- Servicio variable; Se caracteriza porque tanto la carga como los intervalos de su duración pueden estar sujetas a variaciones considerables.

3.2.2 ARRANCADORES EN BAJA TENSION

3.2.2.1 A PLENO VOLTAJE

Este debe ser utilizado en todos los casos en los que el sistema de suministro de corriente eléctrica tolere la entrada repentina de corriente de arranque sin una fluctuación o caída de voltaje excesiva y el equipo mecánico acepte la aplicación repentina del par de arranque (rotor bloqueado) resultante sin sufrir daño. Es el tipo de control más sencillo, *Figura No. 23*, y de menor costo utilizando solo un contactor de 3 polos.

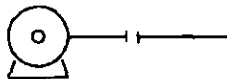
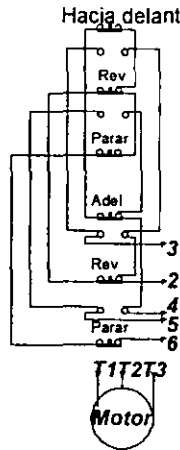


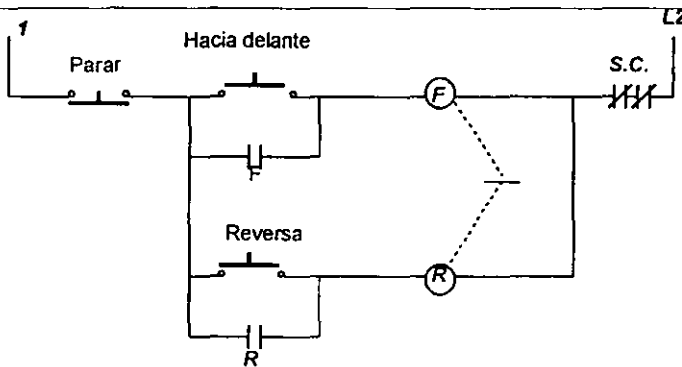
Figura No. 23 Conexión directa a la línea

3.2.2 REVERSIBLES

Los motores trifásicos pueden invertir la dirección de su rotación al intercambiar dos puntas cualesquiera de la línea. Esto se consigue con el uso de arrancadores reversibles. Estos arrancadores alambrados de acuerdo con las normas NEMA, intercambian las líneas L1 y L3, ver *Figura No. 24 (b)*. Esto requiere de dos contactores para el conjunto del arrancador, uno para marcha hacia delante y uno para reversa, para impedir que los contactos se energicen simultáneamente o se cierren al mismo tiempo y causen un corto circuito, se emplean tres métodos de prevención, estos se conocen como de interconexión. La *Figura No. 24 (a)* muestra la forma de alambrado para controlar la rotación del motor trifásico.



(a)



Interconexión mecánica entre las bobinas que impide que se activen simultáneamente

(b)

Figura No. 24 (a) Sistema de alambrado, (b) Sistema de interconexión

3.2.2.3 A VOLTAJE REDUCIDO

La reducción, o la modificación en otra forma, de la corriente de arranque de un motor de inducción, concretando su grado de cambio a ciertos límites determinados; estableciendo en fin, previamente, el cuadro de corriente y tiempo que presenta el motor a la red de alimentación, es la función más común de los dispositivos de arranque a voltaje reducido.

Este cuadro de corriente y tiempo se indica, generalmente, por las compañías de servicio público en las diversas zonas de consumo, y puede ser sencillo o muy complicado, dependiendo de la estabilidad de la red de la compañía.

3.2.2.3.1 ARRANQUE DE RESISTENCIA O REACTOR.

La impedancia en serie proporciona una forma conveniente de asegurar un arranque por incrementos en transición cerrada aplicando así el par en dos o más incrementos cuando la aplicación repentina de par a pleno voltaje podría ser dañina. La corriente de línea así también es aplicada en incrementos lo que permite que el voltaje se recupere entre los incrementos de carga en circuitos donde el voltaje es controlado por reguladores de alimentación según *Figura No. 25*. Si se requieren más pasos de arranque se aumenta una resistencia adicional más otro contactor de 3 polos cuando se usan reactores conectados en serie con los motores ver curvas características en Apéndice 8 Figuras 2.5.10A-G

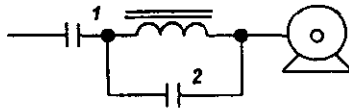


Figura No. 25 Arrancador de resistencia o reactor

3.2.2.3.2 AUTOTRANSFORMADOR

Transición abierta, *Figura No. 26*. Es el método más común de producir un arranque con kVA reducido. Probablemente también es el más eficiente desde el punto de vista de la relación de par a kVA, en su uso normal requiere un contactor de arranque de 5 polos y un contactor de caminar de 5 polos.

El arranque con transición abierta podría ocasionar problema de par o un disturbio eléctrico momentáneo en el sistema de suministro eléctrico, debido a que se genera un pico elevado de corriente.

Con sistema manual o automático de interrupción entre las terminales del autotransformador, para proporcionar un arranque a voltaje reducido

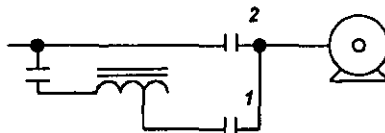
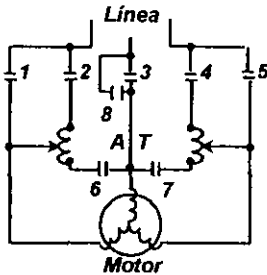


Figura No. 26 Arranque por autotransformador

3.2.2.3.3 AUTO-TRANSFORMADOR-TRANSICIÓN CERRADA

Al arrancar la transición abierta con Auto-Transformador puede haber un pico momentáneo de corriente al transferir a pleno voltaje el cual es mucho más elevado que la entrada repentina de corriente que hubiese a pleno voltaje. Esto se elimina con el uso de Transición Cerrada hasta pleno voltaje utilizando la conexión "Korndorfer", la *Figura No. 27* muestra un esquema sencillo para ilustrar este tipo de conexión, ésta usa dos contactores de 3 polos y uno de 2 polos e involucra un paso adicional en el arranque

Aplicación: El arrancador magnético a tensión reducida usa un transformador para proporcionar un voltaje reducido a las terminales del motor durante el arranque, con derivaciones al 50, 65 y 80% del voltaje de línea. Después de un tiempo definido se desconecta el autotransformador del circuito y se conecta el motor directamente a la línea.



	ARRANCAR	CERRAR 2-3-4-6-7
TRANSFERENCIA	ABRIR 6-7	
MARCHA	CERRAR 1-5-8	

Figura No. 27 Esquema transición cerrada

3.2.2.3.4 ESTRELLA-DELTA

Es el método más simple y menos caro de arranque con kVA reducidos, ver *Figura No. 28*. No utiliza auto transformador o impedancia en serie, sino que solamente conecta al motor a su conexión estrella para el arranque y la conexión delta para caminar. Involucra el uso de 2-3 polos y 1-2 polos además de los devanados del motor, esto ocasiona una transición abierta desde la conexión de arranque a la de caminar.

Este arranque está restringido a cargas ligeras de arranque ya que el par de arranque (y kVA) están limitados a un tercio de los valores a pleno voltaje

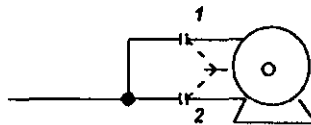


Figura No. 28 Estrella-Delta

3.2.2.3.5 SMART STARTERS

El arrancador de estado sólido se aplica en los casos en los que la corriente de línea es crítica y en los que el arranque repetitivo del motor limita la duración de los contactores electromagnéticos.

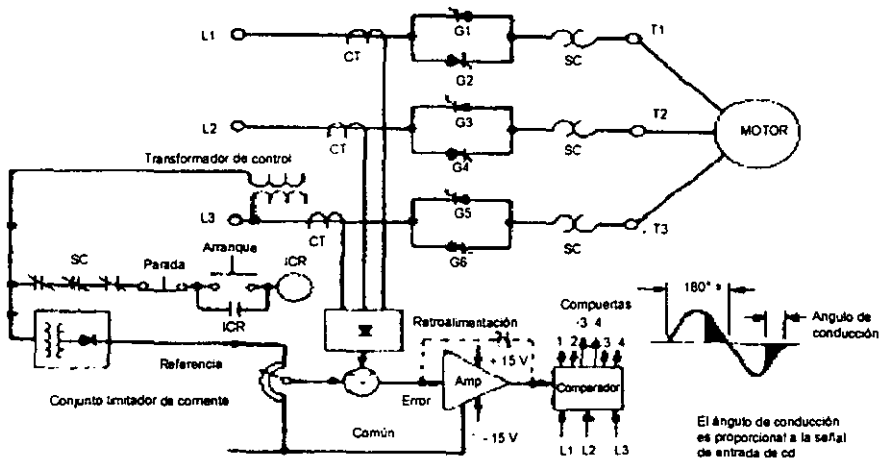
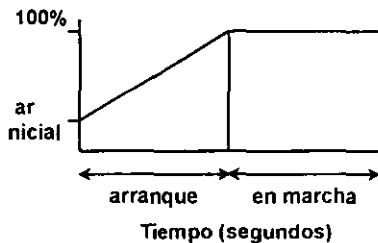


Figura No. 29 Diagrama de arrancador de estado sólido

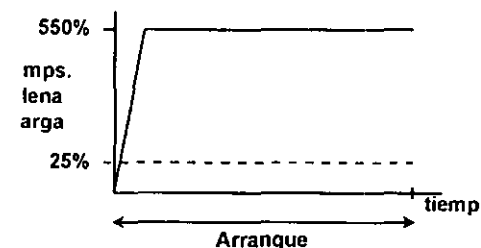
En estos se emplean tiristores en oposición, controlados por fase, en dos o tres de las líneas que van hacia el motor, en la *Figura No. 30* se muestran las curvas características para este tipo de arranque. Los tiristores se controlan durante el periodo de arranque, para mantener alrededor del 300% de la corriente de línea y del motor, al aumentar en forma gradual el voltaje del motor, a partir del valor inicial. El arranque es suave; se pueden ajustar con facilidad la corriente y el par de arranque.

El controlador provee los siguientes modos de operación: arranque suave con selector de arranque, limite de corriente de arranque y arranque de cierre.

MODOS DE OPERACIÓN

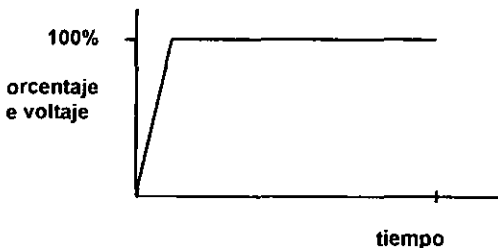


Arranque suave
 Este es el de mayor aplicación. El par inicial del motor es incrementado a voltaje pleno. El voltaje del motor es gradualmente incrementado durante la aceleración de la rampa de tiempo. Pueden tener ajustes de 2 a 3 segundos.



Corriente límite de arranque

Este modo de arranque es usado cuando es necesario limitar la corriente máxima de arranque. Puede ser ajustado de 25 a 550% de amperes a plena carga. Si el motor no alcanza la velocidad después del de la selección del lapso de tiempo, el controlador cambiará a voltaje pleno



Arranque a pleno voltaje

Este método es usado para aplicaciones que requieren cierre de arranque. La rampa de tiempo es puesto por pérdidas de 1/10 segundos como se muestra.

Figura No. 30 Modos de operación

3.2.2.4 TAMAÑOS NEMA

De acuerdo con las normas NEMA todo tipo de arrancador se designa por tamaño según la potencia del motor que controlará, además las mismas normas establecen las capacidades nominales de corriente para cada tipo de arrancador.

NEMA ICI-2.60 En lista varios tipos de cubierta de control y construcción para una temperatura. De 40 °C y alturas hasta 6000 pies.

NEMA 1	Para uso general
NEMA 2	A prueba de goteo
NEMA 3	A prueba de agentes exteriores
NEMA 3R	A prueba de lluvia
NEMA 4	A prueba de agua
NEMA 4X	A prueba de agua, polvo, y resistente a la corrosión.
NEMA 5	A prueba de polvo
NEMA 6	Sumergible
NEMA 7	A prueba de gases explosivos, lugares peligrosos Clase I grupos A; B; C o D
NEMA 9	A prueba de polvos explosivos Clase II grupos E; F o G
NEMA 10	Para uso en minas
NEMA 11	En baño de aceite, resistente a ácidos y vapores
NEMA 12	Para uso industrial. Diseñada específicamente para uso industrial, a prueba de polvo, suciedad, aceite y lubricante (se requiere enfriadores)
NEMA 13	Para uso industrial, hermético al aceite y al polvo.

3.2.2.5 CONDICIONES AMBIENTALES

Precauciones especiales (500-3 NOM).

Las características de explosión de la mezcla de aire con gases o vapores, varían de acuerdo al tipo de material involucrado. Para lugares Clase I, Grupos A, B, C y D, la clasificación involucra las determinaciones de la máxima presión de explosión y la máxima distancia de seguridad entre las juntas de unión de la envolvente.

Entonces, es necesario, que el equipo este certificado no solamente para esta clase, sino también para un grupo específico de gas o vapor que pueda estar presente.

Algunas atmósferas químicas pueden tener características que requieren salvaguardas mayores, que aquellas requeridas por cualquiera de los grupos antes mencionados.

Las características de explosión de las mezclas de aire con polvo, varían de acuerdo a los materiales involucrados. Para lugares Clase II, grupos E, F y G, la clasificación involucra el apriete de las juntas de unión y abertura entre la flecha y buje para prevenir la entrada de polvos en envolventes a prueba de ignición de polvo, los efectos, generalmente de las capas de polvo sobre el equipo, pueden causar sobrecalentamiento y la temperatura de ignición del polvo. Entonces, es necesario, que el equipo sea certificado no solamente para esta clase, sino también para un grupo específico cuando se presente el polvo.

3.2.2.6 DE DIFERENTES VELOCIDADES

3.2.2.6.1 POLOS CONSECUENTES

El método de los polos consecuentes es bastante antiguo para el control de velocidad (1897). Se basa en el hecho de que el número de polos de los embobinados del estator de un motor de inducción pueden cambiarse muy fácilmente por un factor de 2: 1, simplemente con cambios en la conexión de las bobinas.

3.2.2.6.2 VARIOS DEVANADOS

El método de embobinados múltiples en el estator; Es un método tradicional, con diferente número de polos y que energiza solamente un juego a la vez.

Si se combina el método de los polos salientes con el de embobinados múltiples en el estator es posible construir un motor de inducción de cuatro velocidades

El método de modulación de la amplitud polar (PAM).

El esquema de PAM es una forma de lograr múltiples juegos de polos en un estator de embobinado sencillo, en donde el número de polos resultante puede estar en relación diferente de 2:1. El cambio de números de polos en un embobinado se reduce a cosa tan sencilla como cambiar las conexiones en seis terminales, en la misma forma del método de los polos consecuentes. Los embobinados con modulación de amplitud polar se prefieren a los embobinados múltiples en los estatores, por haber logrado un motor de inducción de dos velocidades cercanas y porque solamente cuestan más o menos tres cuartas partes del precio de los embobinados separados.

3.2.3 R ESISTENCIAS DE CALENTAMIENTO

Eléctricamente el termostato es un dispositivo piloto para control (interruptor) con dos o tres (o más) alambres, que funciona de acuerdo a la temperatura. Los interruptores de este tipo se emplean en los circuitos de control para accionar calefactores, sopladores, ventiladores, válvula solenoide, bombas y otros dispositivos

Junto con dispositivo piloto sensible a los niveles de los líquidos, presiones de los gases, y hora del día, se utilizan ampliamente los termostatos sensibles a los cambios de temperatura. Estos controlan indirectamente motores grandes en los sistemas de acondicionamiento de aire.

3.2.4 VARIADORES DE VELOCIDAD

Sistemas ajustables para variador de velocidad. NOM 620-14.

Los conductores que alimentan elevadores, escaleras, andadores móviles, rampas para silla de ruedas, deben tener una capacidad de corriente de acuerdo con los siguientes puntos a) y b):

(a) Transformador de energía integrado con el equipo de conversión de energía. La capacidad de corriente del conductor debe estar basada en la corriente nominal de la placa de características del equipo de conversión de energía.

(b) Transformador de energía no integrado con el equipo de conversión de energía. La capacidad de corriente del conductor debe estar basada en la corriente nominal de la placa de características del equipo de conversión de energía y de todas las demás cargas conectadas, o la corriente nominal de la placa de características del equipo de conversión de energía indicada en el lado primario del transformador, además de todas las otras cargas conectadas, cualquiera que sea la mayor.

La velocidad de un motor puede ser controlada por variadores o cambiadores mediante los siguientes parámetros:

- Paridad de polos.
- Fuentes de frecuencia.
- Control de deslizamiento.

Los controladores se pueden diseñar para permitir el arranque a cualquier velocidad, para arrancar a la velocidad más baja y cambiar en secuencia a cada velocidad más alta.

Control de voltaje primario.- Los motores de CA jaula de ardilla son, por su naturaleza, de velocidad constante, cuando se alimenta en forma directa de las líneas de servicio eléctrico. Se obtiene un rango angosto de control de la velocidad, al ajustar el voltaje primario en los motores de diseño D, en el empleo de reactores saturables o tiristores de estado sólido, controlados por fase, en los circuitos del estator. Se obtiene un alto rango de control de la velocidad, al ajustar la frecuencia y voltaje primarios, en los motores de diseño B, si se usan grupos de motor-atenuador o convertidores de frecuencia de estado sólido. Típicamente la frecuencia de los motores de 60 Hz se ajusta desde 3 hasta 120 Hz. De 3 a 60 Hz, el voltaje se eleva proporcional a la frecuencia, de modo que el motor puede entregar su par nominal pleno y de falla. De 60 a 120 Hz, el voltaje se mantiene constante, de modo que el motor puede entregar sus caballos de potencia nominales.

La velocidad se controla por medio de tiristores en cada una de las líneas que van al estator del motor de inducción, como se muestra en la *Figura No. 31*. Si retardan los ángulos de disparo de los tiristores, se reduce el voltaje del estator del motor. El par en cada velocidad se reduce proporcional a V_2 , como se muestra en la *Figura No. 31 (b)*. Los motores de diseño NEMA D, garantizan un rango suficiente de par descendente, en el que el motor puede impulsar en forma estable su carga. La pérdida de potencia en el rotor es proporcional al par por deslizamiento. Con cargas de bombas y ventiladores, como se hace ver en la *Figura No. 31 (b)*, el par se reduce proporcional a la velocidad, de modo que la pérdida de potencia en el rotor es aceptable a velocidad reducida. Rangos típicos de operación de las bombas y de los ventiladores son de 50 a 100% de la velocidad, 10 a 100% de la potencia.

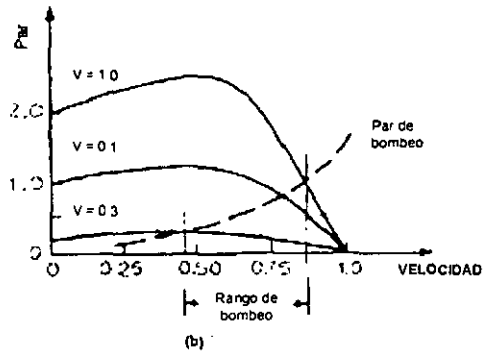
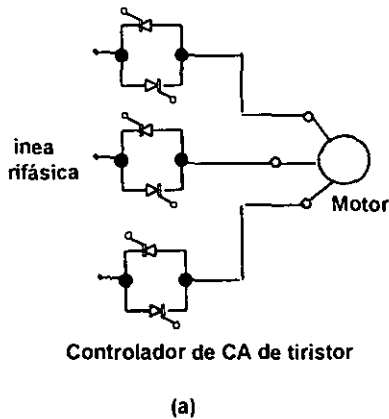


Figura No. 31

Frecuencia ajustable.- Estos constan de un rectificador de estado sólido, un inversor de estado sólido, el motor y los controles necesarios. Como se indica en la *Figura No. 31 (a)*, el rectificador convierte la energía eléctrica a la frecuencia de línea de 60 Hz en energía eléctrica de CD; el inversor convierte la energía de CD en energía para el motor, que sea ajustable en frecuencia y voltaje. Los inversores se clasifican por su salida; incluyen el de voltaje en seis pasos, de fuente de corriente y de voltaje de ancho de pulso modulado.

Estos accionamientos de CA operan en dos modos con respecto a la velocidad base. Desde cerca de cero hasta la velocidad base, a esto se le conoce como "modo de par constante", porque el motor puede entregar su par nominal en cualquier punto en los rangos de velocidades, por debajo de la velocidad base. Desde la velocidad base hasta el 200% o más de la misma, la frecuencia del inversor se eleva, pero el voltaje se mantiene constante en el nominal del motor. La consecuencia es que el campo magnético del entrehierro del motor decrece, y el motor sólo puede entregar un séptimo de su par nominal. Sin embargo, el producto del par y la velocidad se mantiene constante; la operación se denomina "modo de caballos de potencia constantes". La velocidad máxima depende de la capacidad mecánica del motor para funcionar por encima de su velocidad base y la frecuencia máxima de diseño del inversor.

Los motores síncronos, con campos de imán permanente y capacidades nominales hasta de 30 HP, se utilizan en aplicaciones textiles, en donde se operan varios motores en sincronía, con una fuente común de energía eléctrica. Los motores en el rango de 750 a 5000 HP y mayores se usan para impulsar grandes sopladores, ventiladores de calderas en las plantas generadoras, grandes bombas y otras aplicaciones en las que se necesitan grandes motores

3.2.5 CONSIDERACIONES

- En todo diseño deberá cuidarse que la corriente de arranque se limite, de manera tal, que la caída de tensión no afecte la operación de otros equipos, ésta no debe ser mayor al 20% de la tensión nominal.
- La razón por la cual ésta se limita al 20% obedece a que las bobinas de los arrancadores normalmente se abrirán al recibir el 70% del voltaje nominal, dejando un espacio de diseño del 10% para absorber y garantizar que no existan disturbios en el sistema, por el arranque de un motor de alta potencia.

- La corriente que los motores toman en el momento de arranque, es de 5 a 7 veces la corriente nominal siempre y cuando la tensión nominal se mantenga en sus terminales.

3.2.6 PRINCIPALES COMPONENTES DE UN ARRANCADOR

ELEMENTOS TERMICOS

Son resistores alambrados en serie a cada polo del circuito de potencia y tiene la particularidad de generar calor al existir una sobrecorriente, por lo que deben seleccionarse de acuerdo a la corriente de plena carga del motor.

ACTUADORES BIMETÁLICOS

Están compuestos por dos tiras de metal con diferente rango de expansión térmica (coeficiente térmico), por lo que tienen la característica de flexionarse en una dirección predeterminada, al incidir calor sobre ellos.

BARRA DE DISPARO

Es una barra de baquelita sobre la cual trabajan los actuadores bimetálicos transmitiendo el movimiento a la palanca de disparo.

MECANISMO DE DISPARO

Consiste en un seguro mecánico llamado también trinquete que se activa a través de los bimetales ya que al calentarse se flexionan convirtiendo la acción térmica en mecánica

PERILLA DE AJUSTE

Con el fin de obtener una mayor precisión es posible ajustar el disparo dentro de un intervalo que va del 85 al 115% del valor nominal del elemento térmico usado, obteniéndose gran flexibilidad en la protección.

CONTACTO NORMALMENTE ABIERTO

Consiste en una terminal normalmente abierta la cual nos ofrece una posibilidad de una indicación de disparo al ocurrir una sobrecarga en el motor.

REPOSICIÓN MANUAL O AUTOMÁTICA

El relevador se proporciona normalmente con ajuste para reposición manual, pero se puede cambiar rápidamente en campo para restablecimiento automático.

OPERACIÓN POSITIVA DEL CONTACTO (NC)

Un contacto seguidor o de respaldo es provisto en paralelo en el contacto principal NC de disparo a la bobina. Este contacto seguidor proporciona una continuidad eléctrica eliminando falsos disparos y haciendo al relevador más confiable.

PROTECCIONES EN DOS Y TRES FASES

Los relevadores de sobrecarga pueden suministrarse con protecciones en 2 y 3 fases.

INDICACION DE DISPARO

Provisto de un indicador de disparo de operación instantánea. Al ocurrir una sobrecarga que haga operar al relevador, el indicador del disparo se hace visible en un orificio pequeño localizado en la parte inferior del mismo y proporciona una indicación visual del disparo.

ESPECIFICACIONES GENERALES

TENSION MAXIMA
TENSIONES DE BOBINA
NUMERO DE FASES
FRECUENCIA
TAMAÑOS NEMA
GABINETE

CURVAS CARACTERISTICAS

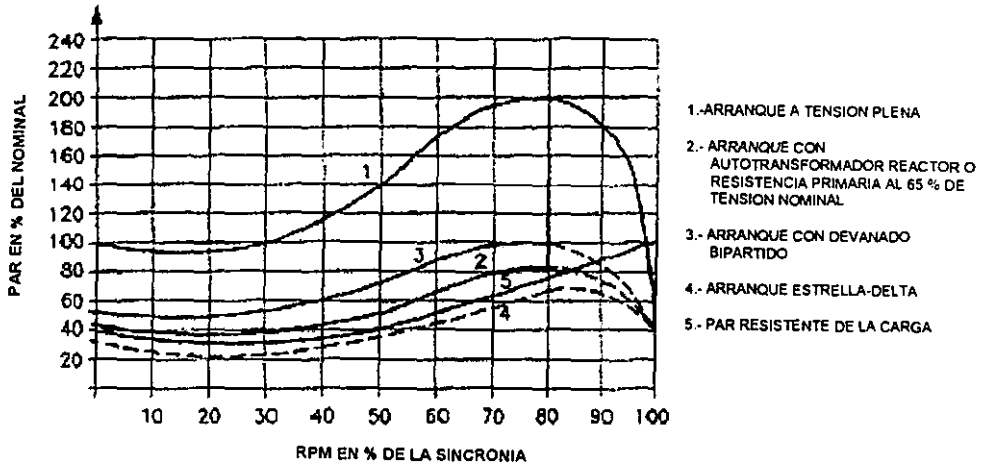


Figura No. 32 Curvas características de par-corriente durante el arranque para un motor de inducción jaula de ardilla, 200 HP, 1750 rpm, diseño B, letra clave G, con diferentes métodos de arranque, con una bomba centrífuga como carga.

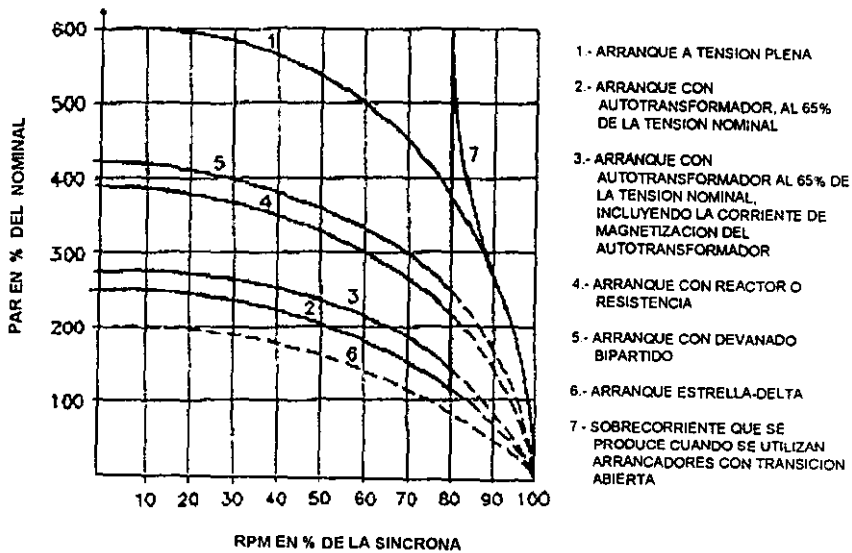


Figura No. 33 Curvas características de par-corriente durante el arranque para un motor de inducción jaula de ardilla, 200 HP, 1750 rpm, diseño B, letra clave G, con diferentes métodos de arranque.

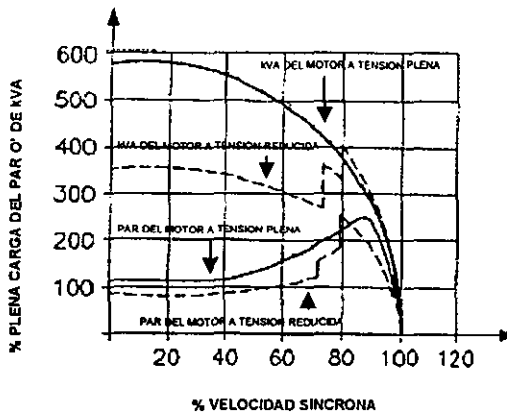


Figura No. 34 Comparación de curvas kVA y par en % de velocidad sincrónica entre arrancadores a tensión plena y a tensión reducida por autotransformador con transición cerrada

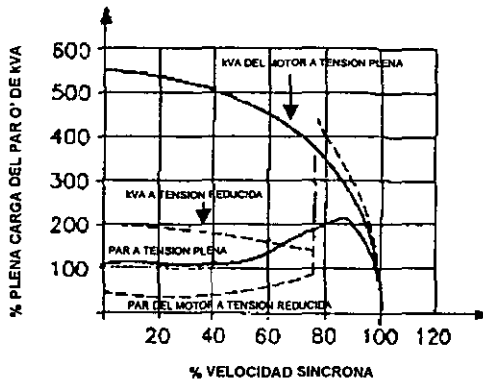


Figura No. 35 Comparación de curvas y par en % de velocidad sincrónica entre arrancadores a tensión plena y arrancadores estrella-delta

REFERENCIAS CRUZADAS

ARRANCADOR A VOLTAJE PLENO -NO REVERSIBLE SIN GABINETE							
DESCRIPCION	IEM	SD	CH	FPE	GE	T	W
T0 110 V	390010	LBO-2	A1OBNO	----	CR106BO	----	A200 M0CAC
T0 220 V	390020	LBO-2	A1OBNO	AU03	CR106BO	LL1-D123 14	A200 M0CAW
T0 440 V	390030	LBO-2	A1OBNO	AU03	CR106BO	LL1-D123 16	A200 M0CAX
T1 110 V	390011	LCO-3	A1OCNO	----	CR106CO	----	A200 M11CAC
T1 220 V	390021	LCO-3	A1OCNO	AU13	CR106CO	LL1-D253 22	A200 M1CAW
T1 440 V	390031	LCO-3	A1OCNO	AU13	CR106CO	LL1-D253 21	A200 M1CAX
T2 110 V	390012	LDO-1	A1ODNO	----	CR106DO	----	A200 M2CAC
T2 220 V	390022	LDO-1	A1ODNO	AU23	CR106DO	LL1-D503 57	A200 M2CAW
T2 440 V	390032	LDO-1	A1ODNO	AU23	CR106DO	LL1-D503 53	A200 M2CAX
T3 110 V	390013	LEO-1	A1OENO	----	CR106EO	----	A200 M3CAC
T3 220 V	390023	LEO-1	A1OENO	AU33	CR106EO	LL1-D803 63	A200 M3CAW
T3 440 V	390033	LEO-1	A1OENO	AU33	CR106EO	LL1-D803 61	A200 M3CAX
T4 110 V	390014	LFO-1	A1OFNO	----	CR106FO	----	A200 M4CAC
T4 220 V	390024	LFO-1	A1OFNO	AU43	CR106FO	LL1-F431 60	A200 M4CAW
T4 440 V	390034	LFO-1	A1OFNO	AU43	CR106FO	LL1-F431 60	A200 M4CAX
T5 110 V	390015	LGO-1	A1OGNO	----	CR106GO	----	A200 M5CAC
T5 220 V	390025	LGO-1	A1OGNO	AU53	CR106GO	LL1-F232 50	A200 M5CAW
T5 440 V	390035	LGO-1	A1OGNO	AU53	CR106GO	LL1-F232 50	A200 M5CAX
T6 110 V	390016	SHO-2	A1OJNO	----	----	----	A200 M6CAC
T6 220 V	390026	SHO-2	A1OJNO	AU63	----	LL1-FK236 30	A200 M6CAW
T6 440 V	390036	SHO-2	A1OJNO	AU63	----	LL1-FK236 30	A200 M6CAX
T7 110 V	390017	SJO-2	----	----	----	----	A200 M7CAC
T7 220 V	390027	SJO-2	----	----	----	LL1-FL23	A200 M7CAW
T7 440 V	390037	SJO-2	----	----	----	LL1-FL23	A200 M7CAX

ARRANCADOR A VOLTAJE PLENO -NO REVERSIBLE CON GABINETE

DESCRIPCION	IEM	SD	CH	FPE	GE	T	W
T0 110 V	390110	LBG-2	A1OBGO	----	CR106B1	----	A200 S0CAC
T0 220 V	390120	LBG-2	A1OBGO	AA03	CR106B1	304313	A200 S0CAW
T0 440 V	390130	LBG-2	A1OBGO	AA03	CR106B1	304274	A200 S0CAX
T1 110 V	390111	LCG-3	A1OCGO	----	CR106C1	----	A200 S1CAC
T1 220 V	390121	LCG-3	A1OCGO	AA13	CR106C1	303222	A200 S1CAW
T1 440 V	390131	LCG-3	A1OCGO	AA13	CR106C1	303208	A200 S1CAX
T2 110 V	390112	LDG-1	A1ODGO	----	CR106D1	----	A200 S2CAC
T2 220 V	390122	LDG-1	A1ODGO	AA23	CR106D1	303397	A200 S2CAW
T2 440 V	390132	LDG-1	A1ODGO	AA23	CR106D1	303412	A200 S2CAX
T3 110 V	390113	LEG-1	A1OEGO	----	CR106E1	----	A200 S3CAC
T3 220 V	390123	LEG-1	A1OEGO	BA33	CR106E1	----	A200 S3CAW
T3 440 V	390133	LEG-1	A1OEGO	BA33	CR106E1	----	A200 S3CAX
T4 110 V	390114	LFG-1	A1OFGO	----	CR106F1	----	A200 S4CAC
T4 220 V	390124	LFG-1	A1OFGO	BA43	CR106F1	----	A200 S4CAW
T4 440 V	390134	LFG-1	A1OFGO	BA43	CR106F1	----	A200 S4CAX
T5 110 V	390115	LGG-1	A1OGGO	----	CR106G1	----	A200 S5CAC
T5 220 V	390125	LGG-1	A1OGGO	AA53	CR106G1	----	A200 S5CAW
T5 440 V	390135	LGG-1	A1OGGO	AA53	CR106G1	----	A200 S5CAX
T6 110 V	390116	SHG-2	A1OJGO	----	----	----	A200 S6CAC
T6 220 V	390126	SHG-2	A1OJGO	AA63	----	----	A200 S6CAW
T6 440 V	390136	SHG-2	A1OJGO	AA63	----	----	A200 S6CAX
T7 110 V	390117	SJG-2	----	----	----	----	A200 S7CAC
T7 220 V	390127	SJG-2	----	----	----	----	A200 S7CAW
T7 440 V	390137	SJG-2	----	----	----	----	A200 S7CAX

ARRANCADOR VOLTAJE REDUCIDO ESTRELLA-DELTA TRANSICION ABIERTA

DESCRIPCION	IEM	SD	CH	FPE	GE	S	W
T-1 10CP 220V	394201	LCG-5	A490CG0	AA13	CR132C51	313564	----
T-1 15CP 440V	394211	LCG-5	A490CG0	AA13	CR132C51	313540	----
T-2 25CP 220V	394202	LDG-5	A490DG0	AA23	CR132D51	313603	----
T-2 40CP 440V	394212	LDG-5	A490DG0	AA23	CR132D51	313588	----
T-3 50CP 220V	394203	LEG-5	A490EG0	AA33	CR132E51	313641	A800 S3CW
T-3 75CP 440V	394213	LEG-5	A490EG0	AA33	CR132E51	313627	A800 S3CW
T-4 75CP 220V	394204	LFG-5	A490FG0	AA43	CR132F51	S/N	A800 S4CW
T-4 150CP 440V	394214	LFG-5	A490FG0	AA43	CR132F51	S/N	A800 S4CW
T-5 150CP 220V	394205	LGG-5	A490GG0	AA53	CR132G51	S/N	A800 S5CW
T-5 300CP 440V	394215	----	A490GG0	AA53	CR132G51	S/N	A800 S5CW
T-6 300CP 220V	394206	----	A490JG0	----	----	----	A800 S6CW
T-6 600CP 440V	394216	----	A490JG0	----	----	----	----

ARRANCADOR A VOLTAJE REDUCIDO DEVANADO BIPARTIDO

DESCRIPCION	IEM	SD	CH	FPE	GE	W
T-1 15CP 220V	394101	LCG-1	A460CG0	AA13	CR130C1	----
T-1 25CP 440V	394111	LCG-1	A460CG0	AA13	CR130C1	----
T-2 30CP 220V	394102	LDG-1	A460DG0	AA23	CR130D1	----
T-2 50CP 440V	394112	LDG-1	A460DG0	AA23	CR130D1	A700 S2CX
T-3 60CP 220V	394103	LEG-1	A460EG0	AA33	CR130E1	A700 S3CW
T-3 100CP 440V	394113	LEG-1	A460EG0	AA33	CR130E1	A700 S3CX
T-4 100CP 220V	394104	LFG-1	A460FG0	AA43	CR130F1	A700 S4CW
T-4200CP 440V	394114	LFG-1	A460FG0	AA43	CR130F1	A700 S4CX
T-5 220CP 220V	394105	LCG-1	A460GG0	AA53	CR130G1	A700 S5CW
T-5 400CP 440V	394115	LCG-1	A460GG0	AA53	CR130G1	A700 S5CX

VOLTAJE REDUCIDO ESTRELLA-DELTA CON GABINETE NEMA 12			
DESCRIPCION	IEM	SD	CH
T-1 10CP 220V	394601	LCA-5	CR132C53
T-1 15CP 440V	394611	LCA-5	CR132C53
T-2 25CP 220V	394602	LDA-5	CR132D53
T-2 40CP 440V	394612	LDA-5	CR132D53
T-3 50CP 220V	394603	LEA-5	CR132E53
T-3 75CP 440V	394613	LEA-5	CR132E53
T-4 75CP 220V	394604	LFA-5	CR132F53
T-4 150CP 440V	394614	LFA-5	CR132F53
T-5 150CP 220V	394605	LGA-12	CR132G53
T-5 300CP 440V	394615	----	CR132G53
T-6 300CP 220V	394606	----	----
T-6 600CP 440V	394616	----	----

VOLTAJE REDUCIDO MANUAL AUTOSTARTER				
DESCRIPCION	IEM	SD	CH	GE
25 CP 220V T-2	361004	----	H2069	E-103A
30 CP 220V T-2	361003	2605 30CP	H2070	E-103B
40 CP 220V T-3	361006	----	H2303	F-103A
50 CP 220V T-3	361005	2605 50CP	H2259	F-103A
60-75-CP 220V T-5	361012	----	H2261 H2378	G-103A
100-125-CP 220V T-5	361014	----	H2605 H2606	H-103A H103B
30 CP 440V T-2	361103	----	H2075	E-104B
40 CP 440V T-3	361106	----	H2076	E-104F
50 CP 440V T-3	361105	2605 50CP	H2306	E-104F
60-75-CP 440V T-5	361122	----	H2307 H2264	F-104B
100-125-CP 440V T-5	361124	----	H2265 H2381	F-104F G-104F
150-200-CP 440V T-5	361127	2605 100CP	H2382 H200HP	G-104B H-104A
250-CP 440V T-5M	361129	----	H250HP	H-104B
300-CP 440V T-5M	361126	----	----	----

ARRANCADORES VOLTAJE PLENO CON GABINETE NEMA 1

DESCRIPCION	IEM	SD	CH	FPE	GE	S	W
T-0 110V	391110	----	----	AA03	CR109B1	----	A210 S0CAC
T-0 220V	391120	LBG-4	A50BG0	AA03	CR109B1	305024	A210 S0CW
T-0 440V	391130	LBG-4	A50BG0	AA03	CR109B1	305048	A210 S0CX
T-1 110V	391111	----	----	AA13	CR109C1	----	A210 S1CAC
T-1 220V	391121	LCG-8	A50CG0	AA13	CR109C1	305149	A210 S1CW
T-1 440V	391131	LCG-8	A50CG0	AA13	CR109C1	305101	A210 S1CX
T-2 110V	391112	----	----	AA23	CR109D1	----	A210 S2CAC
T-2 220V	391122	LCG-2	A50DG0	AA23	CR109D1	305202	A210 S2CW
T-2 440V	391132	LCG-2	A50DG0	AA23	CR109D1	305226	A210 S2CX
T-3 110V	391113	----	----	AA33	CR109E1	----	A210 S3CAC
T-3 220V	391123	LEG-2	A50EG0	AA33	CR109E1	305327	A210 S3CW
T-3 440V	391133	LEG-2	A50EG0	AA33	CR109E1	305341	A210 S3CX
T-4 110V	391114	----	----	AA43	CR109F1	----	A210 S4CAC
T-4 220V	391124	LFG-3	A50FG0	AA43	CR109F1	----	A210 S4CW
T-4 440V	391134	LFG-3	A50FG0	AA43	CR109F1	----	A210 S4CX
T-5 110V	391115	----	----	AA53	CR109G1	----	A210 S5CAC
T-5 220V	391125	LGG-1	A50GG0	AA53	CR109G1	----	A210 S5CW
T-5 440V	391135	LGG-1	A50GG0	AA53	CR109G1	----	A210 S5CX

COMBINACIONES VOLTAJE PLENO-NO REVERSIBLE, C/ITM. CON GABINETE NEMA 1

DESCRIPCION	JEM	CH	FPE	GE
2CP 220V T-0	392200	A40BG0B	BA03201	B1A
2CP 440V T-0	392400	A40BG0C	---	B1F
3CP 220V T-0	392210	A40BG0B	BA03202	B1B
3CP 440V T-0	392400	A40BG0C	---	B1F
5CP 220V T-1	392201	A40CG0B	BA13204	C1D
5CP 440V T-0	392400	A40BG0C	BA03401	---
7 1/2CP 220V T-1	392211	A40CG0B	BA13207	C1E
7 1/2CP 440V T-1	392401	A40CG0C	BA13402	C1H
10CP 220V T-2	392202	A40DG0B	BA23207	---
10CP 440V T-1	392411	A40CG0C	BA13404	C1J
15CP 220V T-2	392202	A40DG0B	BA23210	D1E
15CP 440V T-2	392411	A40DG0C	BA23405	D1M
20CP 220V T-3	392212	A40EG0B	BA33210	E1C
20CP 440V T-2	392402	A40DG0C	BA23407	D1M
25CP 220V T-3	392203	A40EG0B	BA33210	E1C
25CP 440V T-2	392412	A40DG0C	BA23407	D1N
30CP 220V T-3	392213	A40EG0B	BA33212	E1B
30CP 440V T-3	392403	A40EG0C	BA33407	E1F
40CP 220V T-4	392204	A40FG0B	BA43215	F1C
40CP 440V T-3	392413	A40EG0C	BA33409	E1F
50CP 220V T-4	392214	A40FG0B	BA43217	F1E
50CP 440V T-3	392413	A40EG0C	BA33409	E1F
60CP 220V T-5	392205	A40GG0B	BA53222	G1A
60CP 440V T-4	392404	A40FG0C	BA43410	F1B
75CP 220V T-5	392215	A40GG0B	BA53230	G1B
75CP 440V T-4	392414	A40FG0C	BA43412	F1C
100CP 220V T-5	392225	A40GG0B	BA53240	G1C
100CP 440V T-4	392424	A40FG0C	BA43417	F1E
125CP 220V T-6	392206	---	---	---
125CP 440V T-5	392405	A40GG0C	BA53425	G1A
150CP 220V T-6	392216	---	---	---
150CP 440V T-5	392415	A40GG0C	BA53430	G1B
200CP 220V T-6	392226	---	BA63280	---
200CP 440V T-5	392425	A40GG0C	BA53440	G1C

ARRANCADOR VOLTAJE PLENO NO REVERSIBLE CON MCP EN GABINETE NEMA 1

DESCRIPCION	IEM	SD	W
2CP 220V T-0	399010	LBG43	A206 S0MAW
2CP 440V T-0	399016	LBG42	A206 S0MUX
3CP 220V T-0	399010	LBG43	A206 S0MAW
3CP 440V T-0	399017	LBG42	A206 S0MAX
5CP 220V T-1	399111	LCG44	A206 S1MDW
5CP 440V T-0	399017	LCG43	A206 S0MAX
7 $\frac{1}{2}$ CP 220V T-1	399111	LCG44	A206 S1MDW
7 $\frac{1}{2}$ CP 440V T-1	399118	LCG43	A206 S1MDX
10CP 220V T-2	399212	LDG43	A206 S2MGW
10CP 440V T-1	399119	LDG42	A206 S1MDX
15CP 220V T-2	399213	LDG44	A206 S2MGW
15CP 440V T-2	399214	LDG42	A206 S2MGX
20CP 220V T-3	399314	LEG42	A206 S3MJW
20CP 440V T-2	399215	LDG43	A206 S2MGX
25CP 220V T-3	399214	LEG42	A206 S3MJW
25CP 440V T-2	399215	LDG43	A206 S2MGX
30CP 220V T-3	399214	LEG42	A206 S3MJW
30CP 440V T-3	399215	LEG42	A206 S3MJX
40CP 220V T-4	399215	LFG43	A206 S4MLW
40CP 440V T-3	399215	LEG42	A206 S3MJX
50CP 440V T-3	399215	LEG42	A206 S3MJX
60CP 440V T-4	399216	LFG42	A206 S4MLX
75CP 440V T-4	399417	LFG42	A206 S4MLX
100CP 440V T-4	399417	LFG44	A206 S4MLX

ARRANCADOR A VOLTAJE REDUCIDO CON AUTOTRANSFORMADOR S/ITM CON GABINETE NEMA1

DESCRIPCION	IEM	SD	CH	FPE	GE	S	T	W
15CP 220V T-2	383102	LDG1	A400DG0B	AA23215	CR131D103	305442	ATR-TA0152	A600 S2CW
15CP 440V T-2	383112	LDG1	---	---	CR131D104	305606	---	A600 S2CX
20CP 220V T-3	383103	---	---	---	CR131D105	305466	ATR-TA0202	A600 S3CW
20CP 440V T-2	383112	---	---	---	CR131D104	305606	---	A600 S2CX
25CP 220V T-3	383103	LEG1	---	AA3325	CR131D105	305480	ATR-TA0252	A600 S3CW
25CP 440V T-2	383112	LDG1	DG0C	AA23425	CR131E103	305620	---	A600 S3CX
30CP 220V T-3	383103	LEG1	EG021B	AA33230	CR131E104	305480	ATR-TA0302	A600 S4CW
30CP 440V T-3	383113	LEG2	EG023	AA33430	CR131F103	305620	ATR-TA0304	A600 S3CX
40CP 220V T-4	383104	---	---	---	CR131E105	305505	ATR-TA0402	A600 S4CW
40CP 440V T-3	383113	LEG3	---	---	CR131F103	305640	ATR-TA0404	A600 S3CX
50CP 220V T-4	383104	LFG1	FG023B	AA433250	CR131E105	305529	ATR-TA0502	A600 S4CW
50CP 440V T-3	383113	LEG1	---	AA33450	CR131G103	305668	ATR-TA0504	A600 S3CX
60CP 220V T-5	383105	---	---	---	CR131F104	305543	ATR-TA0602	A600 S5CW
60CP 440V T-4	383114	LFG2	---	---	CR131G103	305668	ATR-TA0604	A600 S4CX
75CP 220V T-5	383105	LGG1	GG025B	AA53275	CR131F104	305252	ATR-TA0752	A600 S5CW
75CP 440V T-4	383114	LFG3	---	---	CR131G104	305682	ATR-TA0754	A600 S4CX
100CP 220V T-5	383105	LGG1	GG026B	AA53210	CR131F104	305567	ATR-TA1002	A600 S5CW
100CP 440V T-4	383114	LFG1	FG026C	AA43410	---	305707	ATR-TA1004	A600 S4CX
125CP 220V T-6	383106	SHG1	JG027B	AA63212	CR131G105	305581	ATR-TA1252	A600 S6CW
125CP 440V T-5	383115	LGG1	---	---	---	305721	ATR-TA1254	A600 S5CX
150CP 220V T-6	383106	SHG1	JG028B	AA63215	CR131G105	305581	ATR-TA1502	A600 S6CW
150CP 440V T-5	383115	LGG1	GG028C	AA53415	---	305276	ATR-TA1504	A600 S5CX
200CP 220V T-6	383106	SHG1	JG029B	AA63220	CR131G107	---	ATR-TA2002	A600 S6CW
200CP 440V T-5	383115	LGG1	GG029C	AA53420	---	305745	ATR-TA2004	A600 S5CX
250CP 440V T-6	383116	SHG1	JG030C	AA63425	---	305769	ATR-TA2504	A600 S7CW
300CP 440V T-6	383116	SHG1	JG031C	AA63430	---	305769	ATR-TA3004	A600 S6CX
400CP 440V T-6	383116	SHG1	JG033C	AA63440	---	---	ATR-TA4004	A600 S6CX

VOLTAJE REDUCIDO. BIP. CON GABINETE NEMA 12

DESCRIPCION	IEM	SD
T-1 15CP 220V	394501	LCD-1
T-1 20CP 440V	394511	LCD-1
T-1 30CP 220V	394502	LDD-1
T-1 50CP 440V	394512	LDD-1
T-1 60CP 220V	394503	LED-1
T-1 100CP 440V	394513	LED-1
T-1 100CP 220V	394504	LFD-1
T-1 200CP 440V	394514	LFD-1
T-1 200CP 220V	394505	LGD-1
T-1 400CP 440V	394515	LGD-1

ARRANCADOR VOLTAJE REDUCIDO AUTOTRANSFORMADOR
3R SIN INT. TERMOMAGNETICO

DESCRIPCION	IEM	FPE
15CP 220V T-2	344201	AD23215
15CP 440V T-2	384202	----
20CP 220V T-3	384301	----
20CP 440V T-2	384203	----
25CP 220V T-3	384302	AD33225
25CP 440V T-2	384203	AD23425
30CP 220V T-3	384303	AD33230
30CP 440V T-3	384304	AD33430
40CP 220V T-4	384401	----
40CP 440V T-3	384304	----
50CP 220V T-4	384402	AD43250
50CP 440V T-3	384305	AD33450
60CP 220V T-5	384501	----
60CP 440V T-4	384403	----
75CP 220V T-5	384502	AD53275
75CP 440V T-4	384404	----
100CP 220V T-5	384503	AD53210
100CP 440V T-4	384405	AD43410
125CP 220V T-6	384601	AD63212
125CP 440V T-5	384504	----
150CP 220V T-6	384602	AD63215
150CP 440V T-5	384505	AD53415
200CP 220V T-6	384603	AD63220
200CP 440V T-5	384506	AD53420
250CP 440V T-6	384604	AD63425
300CP 440V T-6	384605	AD63430
400CP 440V T-6	384608	AD63440

3.3 ALIMENTADORES

El Artículo 215 de la NOM-001-SEMP-1994 cubre los requisitos de instalación, calibre mínimo y capacidad de corriente de conductores alimentadores para suministro de las cargas de los circuitos derivados calculadas de acuerdo con el Artículo 220 de la NOM-001-SEMP-1994 que establece el método para calcular el número de circuitos derivados requeridos, así como para calcular las cargas de los servicios, derivados y alimentadores. Las cargas en VA por metro cuadrado y los factores de demanda indicados en las tablas de este artículo, están dados solamente como lineamiento general y no tienen carácter obligatorio.

Excepción: Los cálculos de circuitos derivados y alimentadores para celdas electrolíticas que están contempladas en la Sección 668-3 (c), Excepciones 1 y 4.

Artículo 225- Circuitos exteriores derivados y alimentadores (índice)- cubre los requerimientos para circuitos exteriores derivados y alimentadores, instalados entre construcciones, estructuras, o postes; además de equipo eléctrico e instalaciones para el suministro de equipos ubicados o fijados en el exterior de construcciones, estructuras o postes.

Circuitos exteriores derivados o alimentadores para celdas electrolíticas cubiertas en la sección 668-3 (c). Excepciones 1 y 4.

La aplicación de otros artículos, incluyendo requisitos adicionales a casos específicos y conductores, es el siguiente:

	ARTÍCULO
Acometidas	230
Alambrado soportado por un mensajero	321
Alambrado visible sobre aisladores	320
Alimentadores	215
Construcciones fletantes	553
Circuitos de comunicación	800
Circuitos de control remoto, de señalización	725
Circuitos derivados	210
Conductores para instalaciones de uso general	310
Instalaciones con tensiones nominales mayores de 600 V	710
Lugares clasificados peligrosos	500
Lugares peligrosos (clasificación)	510
Luminarios, equipo de alambrado	675
Protección contra sobrecorriente	240
Puesta a tierra	250
Uso e identificación de los conductores puestos a tierra	200

3.3.1 ELECTRODUCTOS Y CONDUCTORES

El artículo 364 de la NOM-001-SEMP-1994 cubre los ductos con barras (electroductos) y sus accesorios, usados como circuitos de acometida, alimentadores y derivaciones.

Requisitos para tensiones nominales arriba de 600V²¹

Cada tramo de ducto con barras debe estar provisto de una placa de datos, con la siguiente información:

1. Tensión nominal
2. Capacidad máxima de corriente en operación normal. Si el electroducto tiene ventilación forzada, la identificación debe incluir tanto la capacidad con ventilación forzada como la capacidad con ventilación natural para el mismo incremento de temperatura.
3. Frecuencia nominal
4. Tensión de impulso nominal
5. Rigidez dieléctrica a 60 Hz, en seco
6. Corriente nominal momentánea
7. Nombre ó marca del fabricante

Tipos de electroductos:

1.- Electroductos de Baja impedancia

- a) Tipo alimentador
- b) Tipo enchufable
- c) Tipo de alta frecuencia

2.- Electroductos de alta impedancia

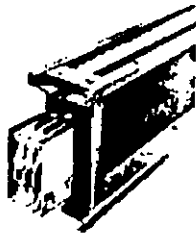
- a) para servicio de entrada
- b) limitadores de corriente

3.- Electroductos de enchufar simples.

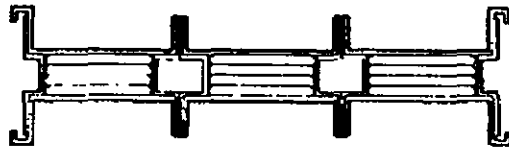
ELECTRODUCTOS DE BAJA IMPEDANCIA

El diseño de los electroductos de baja impedancia alcanza su característica de baja reactancia por la posición cuidadosa de cada barra-bus con la cercanía de otras barras con polaridad opuesta. Este acercamiento físico (entre 0.050-0.250 in) demanda que cada barra sea revestida con algún tipo de aislamiento para mantener una protección satisfactoria de un puenteo accidental. Las perdidas en dichos diseños son muy bajas. Los electroductos de baja impedancia se ofrecen en la construcción de alimentadores con el propósito de transmitir bloques substanciales de potencia a una locación específica ó en la construcción de enchufes. La característica tipo puerta del diseño de enchufe provisto cada 24 in aproximadamente a lo largo de l electroducto, el cual cuando abre, presenta las barras del bus de modo que los taps de enchufe pueden hacerse con un mínimo esfuerzo. Aunque la mayoría de los diseño de baja impedancia son para su uso en aplicaciones de 60Hz, hay algunos que pueden ser usados en altas frecuencias. Los diseños de baja impedancia se ofrecen en capacidades de 600V ó menos y rangos de corriente hasta 4000A ó mas. Electroductos de baja impedancia pueden ser ventilados ó no y ofrecen la característica de construcción interior ó exterior, excepto que el enchufable esta disponible solo para uso interior. *Figura No. 36*

²¹ Artículo 364-21 NOM-001-SEMP-1994



(a)



(b)

Figura No. 36 Electroducto de baja impedancia para altas capacidades de corriente usado en juegos múltiples de barras

ELECTRODUCTOS DE ALTA IMPEDANCIA.

Existen dos tipos generales de buses de alta impedancia: aquellos que se les introduce impedancia de manera deliberada para minimizar los niveles de corriente de falla, y aquellos que alcanzan la característica de alta impedancia como producto de su construcción.

En el primer tipo la alta reactancia se obtiene de la misma manera que la baja, con un cuidadoso arreglo de barras. En este caso sin embargo, el objetivo es maximizar el espaciamiento entre los pares de barra de polaridad opuesta. Dado que el diseño de alta impedancia experimenta altas pérdidas que se manifiestan en calor, la construcción ventilada y los conductores aislados se usa frecuentemente. Ofrecen las mismas capacidades que los diseños de baja impedancia.

Bajo la estipulación de algunos estándares un diseño especial de ducto puede ser construido en longitudes instaladas totales de 30ft ó menos para el propósito de conexión entre servicios de acceso y un tablero. Este ducto es generalmente construido con un enciemo no ventilado y barras que pueden ó no estar aisladas. Las barras están físicamente separadas, y es esta larga separación, introducida por seguridad, la que resulta en la característica de alta reactancia. Los electroductos de carrera corta están limitados a voltajes de 600V ó menos.

Figura No. 37

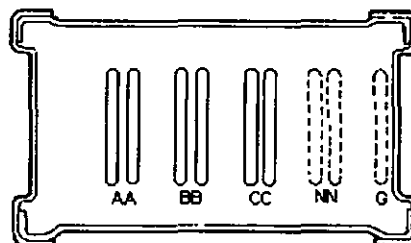


Figura No. 37 Electroducto de alta impedancia. El amplio espaciamiento entre fase y fase da como resultado un incremento en la reactancia.

ELECTRODUCTOS DE ENCHUFE SIMPLE

Este tipo de ducto ofrece generosos espacios entre barras, pero dado que no es usado para llevar altas cantidades de corriente por largos recorridos, sus pérdidas no son considerables. Las capacidades de corto circuito son modestas. Se utiliza ampliamente en la actualidad y esta disponible en capacidades de 100-1000A y voltajes de 600V ó menos.

CONDUCTORES

El Artículo 310 NOM-001-SEMP-1994 -Conductores para instalaciones de uso general- establece los requisitos generales para los conductores y su designación de tipo, aislamientos, marcados, resistencia mecánica, capacidades de corriente y usos. Estos requisitos no se aplican a los conductores que forman parte integral de equipos tales como motores, control de motores y equipo similar o conductores indicados específicamente en otras partes de esta Norma.

Para cordones y cables flexibles, véase el Artículo 400 para alambres y cables utilizados en aparatos, véase el Artículo 402.

El Artículo 225-6 NOM-001-SEMP-1994 Calibre mínimo de conductores.

El Artículo 230 NOM-001-SEMP-1994 – ACOMETIDAS- se refiere a los conductores de acometida, a los equipos de medición y dispositivos de conexión y desconexión y protección de esta acometida; así como a sus requisitos de instalación. Ver *Apéndice No. 11* Figura No. 3.3.1

3.3.2 DIFERENTES TIPOS DE ALIMENTADORES Y CONDUCTORES

3.3.2.1 POR CONTINUIDAD DE SERVICIO

Cargas continuas y no continuas²². La capacidad del circuito derivado no debe ser menor que la suma de la carga no continua más el 125% de la carga continua.

Excepción: Cuando el conjunto incluyendo los dispositivos de protección contra sobrecorriente, estén aprobados para funcionamiento continuo al 100% de su capacidad nominal.

3.3.2.2 PARA CONEXIONES DEL DEVANADO DEL ROTOR

Artículo 430-23 NOM-001-SEMP-1994 . Secundario de motor con rotor devanado.

a) Servicio continuo. Para un motor de corriente alterna con rotor devanado que este operando en servicio continuo, los conductores que conecten al rotor devanado del motor con su equipo de control deberán tener una capacidad de conducción de corriente no menor al 125% de la corriente a plena carga del devanado del motor.

(b) Servicio no continuo. Para un motor de corriente alterna que opere en servicio no continuo, los conductores deberán tener una capacidad de conducción de corriente, en por ciento de la corriente a plena carga del rotor devanado, no menor al especificado en la Tabla No. 430-22 (a), *Excepción*.

²² Artículo 220-3 a) NOM-001-SEMP-1994

(c) Resistencia separada de los controles. Cuando la resistencia secundaria está separada de los controles del motor de rotor devanado, la capacidad de conducción de corriente de los conductores entre el control y la resistencia, no deberá ser menor a la mostrada en la Tabla No. 430-23 (c).

Tabla No. 430-23 (c) NOM-001-SEMP-1994 .-Conductor secundario

Clasificación de la Resistencia:	Capacidad de corriente del conductor en por ciento de la Corriente Plena del Secundario:
Arranque ligero	35 %
Arranque fuerte	45 %
Arranque extrafuerte	55 %
Arranque ligero intermitente	65 %
Arranque medio intermitente	75 %
Arranque fuerte intermitente	85 %
Servicio continuo	110 %

3.3.2.3 PARA MOTORES Y ARRANCADORES NORMALES

Artículo 430-6 NOM-001-SEMP-1994 . Determinación de la corriente nominal de los motores.

La sección de los conductores para la alimentación de motores, indicados en éste Artículo, deben ser seleccionados en las Tablas No. 310-16 a 310-19, ó pueden ser calculados de acuerdo a la sección 310-15 (b). La corriente nominal de conductores y motores, puede ser determinada de acuerdo a las especificaciones de los puntos (a), (b) y (c), que se indican a continuación.

(a) Aplicaciones de motores en general.

En los motores que no sean los especificados como de alto par en (b) siguiente y para tensión ajustable en CA en (c) a continuación, cuando la corriente de operación del motor es tomada como base para determinar la capacidad en amperes para selección de conductores, o para seleccionar la capacidad de los interruptores, así como las de las protecciones de sobre carga, corto circuito y protecciones por falla de fase etc., los valores indicados en las Tablas No. 430-147, 430-148 y 430-150 de la NOM, incluyendo las Notas complementarias pueden ser usadas en lugar de las indicadas en la placa de especificaciones del motor. La protección de sobre carga del motor deberá ser seleccionada con los datos indicados en la placa de especificaciones del motor. Cuando la capacidad del motor está indicada en amperes y no en watts, los watts se pueden obtener de los valores indicados en las Tablas No. 430-147, 430-148 y 430-150, interpolando valores en caso de ser necesario.

Excepción No. 1: Los motores de velocidades múltiples, pueden ser consultados en las Secciones 430-22(a) y 430-52 de la NOM.

Excepción No. 2: Para equipo que emplea polo sombreado o capacitor permanente de fase bipartida, o motor tipo ventilador, la corriente a plena carga de dicho motor, indicada en la placa de especificaciones del equipo, deberá ser empleada en lugar de la potencia nominal indicada en watts, para así determinar: interruptores, conductores, alimentadores, controles, protecciones de sobre carga, protección de falla a tierra y de corto circuito. Las capacidades de los equipos seleccionados, nunca deberán ser menores a la corriente de placa indicada en el ventilador o el soplador.

(b) Motores de alto par.

Para los motores de alto par, la corriente nominal, deberá ser la determinada a rotor bloqueado y la corriente de placa será empleada para determinar la capacidad de los conductores del circuito derivado como se indica en las secciones 430-22 y 430-24 NOM; la corriente para la protección por sobre carga así como la de protección por falla a tierra, deberán estar de acuerdo con la sección 430-52(b) NOM.

Nota: Para interruptores y controles de los motores, ver la sección 430-83 Excepción No. 3 y la sección 430-110 de la NOM.

El inciso (c) es tratado en el punto 3.3.2.4

B. Conductores para circuitos de motores.

Artículo 430-21 NOM-001-SEMP-1994 . Disposiciones generales. En esta Parte, se especifican las secciones de los conductores con capacidad para alimentar un motor, conduciendo la corriente necesaria sin presentar sobrecalentamiento, bajo las condiciones especificadas.

Excepción: Las disposiciones de la sección 430-124, se aplicarán para tensiones superiores a los 600 V nominales.

Las disposiciones de los Artículos 250, 300 y 310, no se aplicarán a los conductores que forman parte integral de un equipo registro o a conductores integrados a motores, controles de motores y similares.

Nota No. 1 Ver Sección 300-1 (b) y 310-1 para condiciones similares.

Nota No. 2 Ver Sección 430-9 (b) para equipos, aparatos en condiciones finales 430-22. Un solo motor.

(a) **General.** Los conductores derivados para alimentar un solo motor, deberán tener capacidad no menor al 125% de la corriente nominal del motor a plena carga.

Para un motor de velocidad variable, los conductores del circuito derivado en la alimentación del control, se deberán calcular tomando como base, la corriente nominal más alta que se indica en la placa del motor, para selección de los conductores en el circuito derivado entre el equipo de control y el motor, deberá tomarse como base la corriente nominal de los devanados del motor que el conductor alimente.

Excepción No.1: Los conductores que alimenten un motor que se utilice por corto tiempo, en forma intermitente, periódica ó haciendo variar su carga, deberán tener una capacidad de conducción de corriente no menor a la que se indica en la Tabla No. 430-22 (a), a menos que sea autorizado por la Autoridad Competente el utilizar un conductor de sección menor.

Excepción No. 2: Para motores de corriente continúa con una fuente de poder de rectificación monofásica, los conductores entre el control y el motor, deberán tener una capacidad para conducir corriente no menor que los siguientes porcentajes de la corriente nominal del motor a plena carga:

- a: Cuando un rectificador puente monofásico de media onda se emplea, éste será del 190%.
- b: Cuando un rectificador puente monofásico de onda completa se emplea, éste será del 150%.

Tabla No. 430-22 (a)NOM-001-SEMP-1994 Porcentajes para la selección de conductores alimentadores a motores que no operen en servicio continuo

Clasificación del Servicio:	Por ciento de la corriente nominal indicada en la placa.			
	Régimen de trabajo de diseño del motor:			
	5 minutos	10 minutos	30 y 60 minutos	Servicio continuo
De corto tiempo : Accionamiento de válvulas, ascenso y descenso de rodillos	110	120	150	
Servicio Intermitente Ascensores y montacargas, máquinas: herramientas, bombas, puentes levadizos, mesas giratorias, etc. Para soldaduras de arco, ver Sección 630-21	85	85	90	140
Servicio Periódico: Rodillos, equipos para manejo de minerales y carbón, etc.	85	90	95	140
Trabajo variable	110	120	150	200

Cualquier motor puede considerarse en trabajo continuo, a menos que la naturaleza del aparato que accione, no trabaje continuamente con carga, bajo ninguna condición durante su operación.

Artículo 430-24 NOM-001-SEMP-1994 . Varios motores o motor (es) y otra(s) carga(s).

Los conductores que alimentan varios motores o motor(es) y otra(s) carga(s), deberán tener una capacidad de conducción de corriente, igual a la suma de las corrientes a plena carga nominales de todos los motores, más el 25% de la corriente nominal del motor mayor del grupo, más la corriente nominal de las otras cargas determinado de acuerdo con el Artículo 220 y otras secciones aplicables.

Excepción No. 1 : Cuando uno o mas motores del grupo operan por corto tiempo, en forma intermitente periódica ó variable, la corriente nominal de estos motores, se suma de acuerdo con la sección 430-22 (a).
Excepción No. 1: Para el motor de capacidad, ya sea que se tome el mayor o cualesquiera que sea el que tome mayor corriente especificada en la Sección 430-22 (a) Excepción No. 1, o el motor que en operación continúa tome la mayor o corriente a plena carga, ésta deberá multiplicarse por 1.25 , como parte de la suma total.

Excepción No. 2: La capacidad de los conductores que alimentan a cada motor en operación continúa, se deberá seleccionar de acuerdo a lo indicado en la Sección 424-3 (b).

Excepción No. 3: Cuando el circuito este enclavado de manera que impida el arranque de un segundo u otros motores, la sección del conductor alimentador estará determinado por la suma de las corrientes de los motores y las de las otras cargas que deberán de operar al mismo tiempo, siendo el total la suma de todas las corriente

Ver:

Artículo 430-25 NOM-001-SEMP-1994 . Varios motores en combinación con otras cargas.

Artículo 430-26 NOM-001-SEMP-1994 . Factor de demanda para el alimentador.

Artículo 430-27 NOM-001-SEMP-1994 . Motores con capacitores.

3.3.2.4 PARA MOTORES ALIMENTADOS CON VARIADORES DE VELOCIDAD

(c) Motores de corriente alterna de velocidad variable.

Para motores de corriente alterna, tensión variable, así como sistemas de par estorsional variable, la corriente de los conductores, así como la de interruptores, circuitos derivados, corto circuito, protección de falta a tierra, etc., se deben seleccionar de acuerdo a la corriente máxima de operación que se indica en la placa de características del control, del mismo motor o de ambos. Si la corriente máxima de operación se indica en la placa del motor, la corriente de operación deberá basarse en el 150% de los valores indicados en la Tabla No. 430-150.

3.3.3 ESPECIFICACIONES

- | | |
|---------------------------------|---|
| a) Conductor (Cobre ó aluminio) | i) Temperatura de operación del conductor |
| b) Aislamiento | j) Temperatura máxima de operación |
| c) Nivel de aislamiento | k) Impedancia |
| d) Pantalla (para alta tensión) | l) Voltaje (s) de operación |
| e) Cubierta exterior | m) Diseño del cable (control) |
| f) Armadura | n) Refuerzo (según aplicación) |
| g) Calibre | o) Máxima corriente de corto circuito. |
| h) Capacidad de conducción | p) Aplicación |
| | q) Longitud |

3.3.4 MEMORIA DE CÁLCULO

3.3.4.1 ALIMENTADORES EN BAJA TENSION

A.- GENERALIDADES

Referencias y condiciones básicas para la selección

1. Capacidad conductiva de corriente, incluyendo los factores decrementales
2. Caída de tensión

B.- CAPACIDAD CONDUCTIVA DE CORRIENTE

1.- Condiciones generales

- a) Tipos de canalizaciones utilizadas
- b) Factores decrementales a utilizar para ampicidad de tablas.

2.- Conductores en tubería conduit aérea.

- a) Factor de carga
- b) Tipo de conduit
- c) Ampicidad de tablas con las consideraciones convenientes del arreglo de los conduit

2.1.- Conductores en charolas

- a) Cables de un solo conductor (Disposición)
- b) Cables multiconductores (Disposición)
- c) Factor de carga

3.-Conductores en ductos subterráneos

Condiciones básicas

- a) Calibres y características del alimentador
- b) Circuitos trifásicos balanceados
- c) Factor de carga

4.- Fórmulas aplicadas para cálculo de corrientes nominales

5.- Referencias del reglamento

Selección por capacidad conductiva de corriente

Número del motor Plano (s) de localización No. De identificación del circuito De: A:	
a) Características del alimentador Tipo de canalización Tipo de aislamiento Temperatura de operación Temperatura máxima de corto circuito Material del conductor Longitud Factor de carga	
b) Características de la carga Potencia Tensión Corriente nominal	
c) Cálculos Factor de corrección por temperatura Factor de corrección por agrupamiento Corriente corregida Calibre seleccionado Capacidad de corriente Calibre seleccionado por corto circuito Capacidad de corriente Calibre seleccionado finalmente Capacidad de corriente	

C.- CAIDA DE TENSION

Referencia a la NOM-001-SEMP-1994

Formulas aplicadas a:

Alimentadores Trifásicos

Alimentadores Monofásicos

D.- RESUMEN DE RESULTADOS

No. de Equipo	Potencia [HP] ó [kVA]	Tensión de Alimentación [kV]	Corriente [A]		Longitud [m]	Caída de Voltaje [V]	% Caída de Tensión	No. Calibre del Conductor		Diámetro Conduit [mm]
			Nominal	Corregida				Por corriente	Por caída de Tensión	

3.3.4.2 ALIMENTADORES EN ALTA TENSION

A.- GENERALIDADES

Referencias y condiciones básicas para la selección

1. Capacidad conductiva de corriente, incluyendo factores decrementales.
2. Caía de Tensión
3. Capacidad de Corto Circuito.

B.- CAPACIDAD CONDUCTIVA DE CORRIENTE

1.- Condiciones generales

- a) Tipos de canalizaciones utilizadas
- b) Factores decrementales dependiendo de las condiciones de instalación.

2.- Conductores en tubería conduit aérea.

- a) Factor de carga
- b) Tipo de conduit
- d) Disposición de conduit.

2.1.- Conductores en charolas

- a) Distribución dentro de las charolas
- b) Factor de carga

3.-Conductores en ductos subterráneos

Condiciones básicas

- d) Calibres y características del alimentador
- e) Circuitos trifásicos balanceados
- f) Factor de carga

4.- Fórmulas aplicadas para el cálculo de corrientes nominales de cada circuito.

5.- Referencias a la NOM-001-SEMP-1994

Selección por capacidad conductiva de corriente

Número del motor	_____
Plano (s) de localización	_____
No. De identificación del circuito	_____
De:	_____
A:	_____
d) Características del alimentador	
Tipo de canalización	_____
Tipo de aislamiento	_____
Temperatura de operación	_____
Temperatura máxima de corto circuito	_____
Material del conductor	_____
Longitud	_____
Factor de carga	_____
e) Características de la carga	
Potencia	_____
Tensión	_____
Corriente nominal	_____
f) Cálculos	
Factor de corrección por temperatura	_____
Factor de corrección por agrupamiento	_____
Corriente corregida	_____
Calibre seleccionado	_____
Capacidad de corriente	_____
Calibre mínimo seleccionado por corto circuito en bus	_____
Capacidad de corriente	_____
Calibre seleccionado finalmente	_____
Capacidad de corriente	_____

C.- CAIDA DE TENSION

1. Referencias a la NOM-001-SEMP-1994
2. Distribución de la Caída de Tensión
3. Formulas aplicadas a:

- Caída de voltaje de línea a neutro
 - Caída de voltaje entre línea
 - % caída de voltaje en circuito trifásicos
- y
- Desarrollo del cálculo

D.- CAPACIDAD DE CORTO CIRCUITO

1. Determinación de acuerdo a la información del fabricante.

Duración de la corriente de corto circuito [ciclos]

Valor de la corriente de corto circuito [A] (Estudio de corto circuito)

Calibre mínimo necesario (Seleccionado de datos del fabricante)

E- RESUMEN DE RESULTADOS

No de Equipo	Potencia [HP] ó [kVA]	Tensión de Alimentación [kV]	Corriente [A]		Longitud [m]	Caída de Voltaje [V]	% Caída de Tensión	No. Calibre del Conductor			Diámetro Conduit [mm]
			Nominal	Corregida				Por corriente	Por caída de Tensión	Por Corto Circuito	

Anexar para ambos casos tablas utilizadas, gráficas además de la información solicitada anteriormente.

3.3.5 REFERENCIAS A CATÁLOGOS

ALTA TENSION (CONDUMEX)

TIPO O NOMBRE COMERCIAL	DESCRIPCION	APLICACIONES
Cables SINTENAX ^{MR} unipolares 6, 15 y 25 kV	Conductor de cobre, pantalla semiconductora sobre conductor (15 y 25 kV) aislamiento SINTENAX ^{MR} , pantalla sobre el aislamiento (15 y 25 kV) y cubierta exterior de PVC	Circuitos industriales de distribución primarias, acometidas y circuitos auxiliares.
Cables de energía VULCANEL ^{MR} EP ó XLP 5, 15, 25 y 35 kV	Conductor de cobre, pantalla semiconductora sobre conductor, aislamiento de EP ó XLP, pantalla sobre aislamiento y cubierta exterior de PVC	Circuitos Trifásicos de distribución
Cables de energía VULCANEL ^{MR} EP ó XLP triplex 5, 15, 25 y 35 kV	Conductor de cobre, pantalla semiconductora sobre conductor, aislamiento de EP ó XLP, pantalla sobre aislamiento y cubierta exterior de PVC	Circuitos Trifásicos de distribución
Cables VULCANEL ^{MR} EP ó XLP con plomo 5 y 15 kV para refinerías de petróleo y plantas petroquímicas.	Conductor de cobre, pantalla semiconductora sobre conductor, aislamiento de EP ó XLP, pantalla semiconductora sobre aislamiento, forro de plomo y cubierta exterior de PVC	Circuitos de distribución de potencia en refinerías de petróleo y plantas petroquímicas
Cable de energía VULCANEL ^{MR} XLP para alumbrado de pistas de aeropuertos 5 kV	Conductor de cobre, pantalla semiconductora sobre conductor, aislamiento de XLP y cubierta exterior de PVC	Conexión de lamparas de alumbrado en pistas de aeropuertos
Cables tripulares tipo 6PT con papel impregnado y forro de plomo para 6kV	Conductor de cobre, pantalla semiconductora sobre conductor, aislamiento de papel impregnado, cintura, forro de plomo y cubierta exterior termoplástica.	Distribución de energía eléctrica en sistemas de 6 kV
Cables monopolares 23PT aislados con papel impregnado y forro de plomo para 23 kV	Conductor de cobre, pantalla semiconductora sobre conductor, aislamiento de papel impregnado, pantalla semiconductora sobre aislamiento, forro de plomo y cubierta exterior termoplástica	Distribución de energía eléctrica en 23 kV
Cables de energía VULCANEL ^{MR} 23TC	Conductor de cobre, pantalla semiconductora sobre conductor, aislamiento de XLP, pantalla sobre aislamiento, cinta separadora y cubierta exterior termoplástica	Acometidas aéreo subterráneas en 23 kV
Cables tipo tubo (pipe) para 100, 115 y 230 kV	Conductor de cobre, pantalla semiconductora sobre conductor, aislamiento de papel impregnado, pantalla sobre el aislamiento y alambres de deslizamiento	Transmisión de energía eléctrica

TIPO O NOMBRE COMERCIAL	DESCRIPCION	APLICACIONES
Cables de energía VULCANEL ^{MR} EP ó XLP, tipo DS para 15,25 y 35 kV	Conductor de aluminio, pantalla semiconductora sobre conductor, aislamiento de EP ó XLP, pantalla sobre el aislamiento y cubierta exterior de PVC.	Circuitos trifásicos de distribución
Cables de energía VULCANEL ^{MR} EP ó XLP, tipo DS para 69 y 115 kV	Conductor de cobre ó aluminio, pantalla semiconductora sobre conductor, aislamiento de EP ó XLP, pantalla sobre el aislamiento y cubierta exterior de PVC	Circuitos de subtransmisión y transmisión subterránea.
Cables de energía VULCANEL ^{MR} EP ó XLP, tipo DRS (Distribución Residencial Subterránea) 15, 25 y 35 kV	Conductor de aluminio, pantalla semiconductora sobre conductor, aislamiento de EP ó XLP, cubierta semiconductora sobre el aislamiento y neutro concéntrico de cobre estañado	Distribución de energía eléctrica en circuitos primarios monofásicos subterráneos en zonas residenciales.

Índice Descriptivo de cables para Alta Tensión CONDUMEX

BAJA TENSION (CONDUMEX)

TIPO O NOMBRE COMERCIAL	DESCRIPCION	APLICACIONES
Cables VINANEL ^{MR} trifásicos 600V	Cable formado por tres conductores de cobre suave con aislamiento de policloruro de vinilo (PVC), rellenos, cinta reunidora y cubierta exterior de policloruro de vinilo (PVC).	Instalaciones industriales en baja tensión. Alimentación a maquinas y herramientas.
Cable VULCANEL ^{MR} EP ANTILLAMA ^{MR} tipo RHH-RHW, 600V	Conductor de cobre suave, con aislamiento de etileno propileno (EP) y cubierta exterior elastomérica.	Instalaciones industriales y comerciales. Es también adecuado para acometidas subterráneas y centrales eléctricas.
Cable VULCANEL ^{MR} XLP tipo XHHW 600V	Conductor de cobre suave con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP)	Instalaciones industriales y comerciales. Es también adecuado para acometidas subterráneas
Cable VULCANEL ^{MR} XLP tipo RHH- RHW 600V	Conductor de cobre suave con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP)	Instalaciones industriales y comerciales. Es también adecuado para acometidas subterráneas
Cable VULCANEL ^{MR} EP XLP 1000V	Conductor de cobre suave con aislamiento de etileno propileno (EP) ó polietileno de cadena cruzada (XLP) los cables aislados con EP llevan además una cubierta de policloruro e vinilo (PVC)	Sistemas de distribución de energía eléctrica en baja tensión e instalaciones en general.
Cable de energía SINTENAX ^{MR} unipolar 1000V	Conductores de cobre suave aislamiento de SINTENAX ^{MR} y cubierta exterior de policloruro de vinilo (PVC)	Sistemas de distribución de energía eléctrica en baja tensión e instalaciones en general

TIPO O NOMBRE COMERCIAL	DESCRIPCION	APLICACIONES
Cables concéntricos para acometida 600V	Cable de dos conductores concéntricos de cobre, aislamiento de policloruro de vinilo y cubierta exterior termoplástica resistente a la intemperie.	Acometidas aéreas en baja tensión. Su diseño evita fraudes por derivaciones tomadas antes de llegar al medidor.
Cable NEUTRANEL ^{MR} NSD de cobre ó aluminio 600V	Uno ó mas conductores de cobre ó aluminio con aislamiento termoplástico reunidos con un conductor desnudo que constituye un neutro	Distribución secundaria de redes aéreas y para acometidas en zonas urbanas y rurales.
Alambres y cables POLANEL ^{MR} CUF y CUF árbol	Conductor de cobre suave con forro termoplástico resistente a la intemperie	Sistemas de distribución aéreas primarias y secundarias en zonas arboladas e industriales
Cables POLANEL ^{MR} ALF árbol.	Conductor de cobre suave con forro termoplástico resistente a la intemperie	Sistemas de distribución aéreas primarias y secundarias en zonas arboladas e industriales
Cables POLANEL ^{MR} ACSR F-árbol	Conductor de aluminio con refuerzo de acero (ACSR) provisto de un forro termoplástico resistente a la intemperie	Líneas aéreas de distribución en zonas arboladas
Cables VULCANEL ^{MR} tipo BTC 600V	Conductor de cobre suave con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP)	En acometidas, ramales y troncales
Cables tripolares Tipo BTP 1000V	Tres conductores de cobre suave. Aislamiento de papel impregnado, cintura, forro de plomo y cubierta exterior termoplástica	Distribución de energía en sistemas de baja tensión.
Cables para bombas sumergibles 600V	Tres conductores de cobre suave con aislamiento individual de polietileno y cubierta exterior de policloruro de vinilo (PVC)	Uso general de alimentación de bombas en carcamos de bombeo.

Índice Descriptivo de Cables para Baja Tensión (CONDUMEX)

CONTROL (CONDUMEX)

TIPO O NOMBRE COMERCIAL	DESCRIPCION	APLICACIONES
Cables control PVC+PVC 600V	Cable multiconductor formado por conductores de cobre suave, aislamiento de PVC en colores, cinta reunidora y cubierta de PVC	Control remoto de dispositivos electromecánicos y circuitos de mando en general
Cable control PVC+PVC ANTILLAMA ^{MR} 600V	Cable multiconductor formado por conductores de cable suave aislado de PVC ANTILLAMA ^{MR} en colores, cinta reunidora y cubierta de PVC ANTILLAMA ^{MR} .	Operación de Protecciones de equipo, aparatos eléctricos y control en general en centrales eléctricas e industriales.
Cables control Po+PVC 1000V	Cable multiconductor formado por conductores de cable suave, aislado en polietileno de colores, cinta reunidora y cubierta de PVC	Mediciones eléctricas y control desde un punto remoto (C.A. y C.D.) en circuitos con transitorios elevados.
Cables control plano para elevadores de 300V	Cable multiconductor plano formado por cordones flexibles de cobre suave, paralelos y aislamientos de PVC	Circuitos de control en elevadores

TIPO O NOMBRE COMERCIAL	DESCRIPCION	APLICACIONES
Cable control tipo TC PVC Nylon + PVC 600V	Cable multiconductor formado por conductores de cobre suave, aislamiento de PVC en colores con cubierta de NYLON, cinta reunidora y cubierta de PVC	Operación de protección de equipo, aparatos eléctricos y control en general en centrales eléctricas e industriales.
Cables para control de grúa viajera 600V	Cable multiconductor plano formado por cordones flexible de cobre suave, aislamiento de PVC y cubierta de PVC.	Circuitos de control de grúas viajeras
Cables control viajero para elevador con centro de acero o elastomero 300V	Cable multiconductor formado por cordones flexibles de cobre suave, aislamiento de EP y reunidos sobre un centro de acero ó elastomérico y cubierta de PVC.	Circuitos de iluminación y control en elevadores y grúas viajeras.
Cables control VULCANEL ^{MR} (EP+Hy) 600V	Cable multiconductor formado por conductores de cobre suave estañado, aislamiento de EP en colores cinta reunidora y cubierta elastomérica.	Circuitos de control en instalaciones y aplicación en equipos de perforación terrestre y marino.
Cables control VULCANEL ^{MR} ANTILLAMA ^{MR} (EP+FR+PVC) 600V	Cable multiconductor formado por conductores de cobre suave estañado, aislamiento de EP en colores retardante de flama (EP-FR) cinta reunidora y cubierta de PVC ANTILLAMA ^{MR}	Operación de Protecciones equipo y control en general en plantas generadoras de electricidad.

Índice descriptivo para cables de control (CONQUAMEX)

3.3.6 PROTECCIONES

MAXIMA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Generalmente la corriente subtransitoria de un sistema es usada para designar la máxima corriente de corto circuito en los cables protegidos por relevadores de sobrecorriente instantáneo e interruptores de los dispositivos de distribución de medio voltaje. Para la protección de cables con fusibles, limitadores de cables y protectores, ó interruptores de disparo instantáneo en bajo voltaje, el valor de corriente asimétrica es utilizado. Para disparo con retardo de tiempo de 0.2 seg ó mas, el valor rms de la corriente decadente sobre el flujo del periodo de la corriente de falla debe ser usado.

DISPOSITIVOS DE PROTECCION

TIEMPO TOTAL PARA LIBERAR LA FALLA

El tiempo del relevador mas el tiempo del interruptor es igual al tiempo total para liberar la falla.

1. Interruptor con relevador: El tiempo total para liberar la falla es igual al tiempo del relevador de corriente mas el tiempo del relevador auxiliar (si se utiliza) mas el tiempo de interrupción del interruptor.
2. Interruptores de disparo directo: El tiempo total para liberar la falla es igual al tiempo de liberación del interruptor.
3. Fusibles: El tiempo total para librar la falla es igual al tiempo de liberación del fusible.

Tiempo estimado de liberación de la falla de dispositivos protectores

Interruptores con relevador, 2.4-13.8 kV	Plunger	Relevador tipo	Inducción de tiempo inverso
	instantáneo	inducción instantáneo	
Tiempo de relevo, ciclos	0.25-1	0.5-2	6-6000
Interruptores, tiempo de liberación, ciclos	3-8	3-8	3-8
Tiempo total, ciclos	3.25-9	3.5-10	9-6000
Interruptores de potencia en aire debajo de 600V			
	Tamaño del marco		
	225-600A	1600-4000A	
Instantáneo, ciclos	2-3	3	
Corto tiempo, ciclos	10-30	10-30	
Tiempo largo, segundos	Más de 100		
Falla a tierra, ciclos	10-30	10-30	
Interruptores caja moldeada, abajo 600V			
	Tamaño del marco		
	100A	225-1200A	
Instantáneo, ciclos	1.1	1.5	
Tiempo largo, segundos	Más de 100		
Fusibles en medio y alto voltaje			
Corriente alta	0.25 ciclos (para fusibles limitadores de corriente operando en sus rangos de límite de corriente)		
Baja corriente	600 seg (para fusibles rango E operando a 2X su capacidad nominal; otros rangos están disponibles con diferentes tiempo a 2X de su capacidad nominal).		
Fusibles en bajo voltaje			
Alta corriente	0.25 ciclos (en capacidades de limitadores de corriente)		
Baja corriente	1000seg (de 1.35 a 1.5 veces su capacidad nominal)		

CARACTERISTICAS TIEMPO CORRIENTE DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION

Los dispositivos proveerán máxima protección si su característica tiempo-corriente es apropiada (20% en tiempo) por debajo de las curvas tiempo-corriente de corto circuito del cable mostradas en el *Apéndice 11 Figuras No. 3.3.6A y B*. Las *Figuras No. 3.3.6D, E y F del Apéndice 11* ilustran las características de los relevadores y dispositivos comúnmente usados en circuitos alimentadores. Muestran además la corriente máxima de corto circuito disponible del sistema y la curva de máxima corriente de corto circuito del cable.

PROTECCION Y COORDINACIÓN

El dispositivo de protección se debe seleccionar y coordinar para dar al cable suficiente protección de corto circuito. Esto se puede hacer fácilmente graficando las curvas tiempo-corriente del cable protegido y del dispositivo de protección en la misma escala log-log. La curva tiempo-corriente del dispositivo de protección siempre debe estar por debajo y a la izquierda de la curva de tiempo-corriente máxima (*Figuras No. 3.3.6A y B Apéndice 11*) del cable protegido. Las *Figuras No. 3.3.6D, E y F del Apéndice 11* ilustran como un cable aislado de cobre puede ser protegido por varios dispositivos como sigue. Un alimentador de 4/0 5kV es protegido por un fusible limitador de corriente [*Figura No. 3.3.6D(a)*] ó por un relevador 51 ó 49 [*Figura No. 3.3.6D(b)*]. Un alimentador 4/0 600V es protegido por un disparador instantáneo [*Figura No. 3.3.6E(a)*], por un disparador instantáneo y de tiempo corto [*Figura No. 3.3.6E(b)*], ó por un interruptor en caja moldeada instantáneo [*Figura No. 3.3.6F(a)*]. Un circuito para un motor 4/0 600V es protegido por un fusible de 400A [*Figura No. 3.3.6F(b)*].

CARACTERISTICAS TIEMPO CORRIENTE

Las curvas características tiempo-corriente de sobrecarga difieren de las de corto circuito . Las de sobrecarga pueden ser sostenidas por un periodo mucho mayor que la de corto circuito , pero el principio de protección es el mismo

DISPOSITIVOS DE PROTECCION CONTRA SOBRECARGA

Los relevadores de sobrecorriente térmicos ofrecen una mejor protección que los de sobrecorriente de inducción porque los relevadores térmicos operan sobre la base de tiempo largo y su respuesta en tiempo es proporcional a la temperatura del cable ó al cuadrado de la corriente.

RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

Relevadores extremadamente inversos ó muy inversos del tipo disco de inducción proveen una mejor protección que los relevadores de tiempo moderadamente inversos. Sin embargo todos los relevadores de sobrecorriente del tipo inducción ofrecen a los cables suficiente protección.

RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE TERMICOS ó DISPOSITIVOS BIMETALICOS.

Relevadores térmicos de sobrecarga ó dispositivos bimetalicos responden a las características térmicas del cable, pero no son tan precisos como los relevadores de sobrecorriente. La *Figura No. 3.3.6D(b)* muestra la protección dada al cable por relevadores de sobrecorriente térmica (Dispositivo 49) y la *Figura No.3.3.6E(b)* la protección dada por elementos bimetalicos.

FUSIBLES

Donde se seleccionan para coincidir con la ampicidad del cable, los fusible proveen una excelente protección contra las altas magnitudes de corto circuito . Adicionalmente a 600V ó menos, los fusibles proveen una protección por sobrecarga ó fallas bajas de corriente. Las *Figuras No. 3.3.6D, E y F* ilustran estas aplicaciones. La *Figura No. 3.3.6F* ilustra la combinación de un fusibles de 400A de acción rápida y relevador de sobrecarga del motor. Un fusible de 225A de doble elemento (seleccionado por ampicidad) ha sido usado, el fusible solo podría haber proporcionado solo la protección por sobrecarga.

BOBINA DE DISPARO MAGNETICO ó SENSOR ESTATICO EN DISPOSITIVOS DE CONTROL EN 480V

La bobina tiene un amplio rango de tolerancias de disparo. Sus características de tiempo largo coinciden con las curvas de sobrecarga del cable por casi tres cuartos de hora [*Figura No. 3.3.6E*]. Los dispositivos de estado estático proveen una mejor protección que los la bobina magnética de acción directa. Sin embargo por seguridad para la protección del cable, el ajuste de la bobina debe de estar por debajo de las curvas térmicas del cable, dimensionando el cable con corriente normal de carga ligeramente por encima de la corriente de pickup del embobinado.

INTERRUPTOR EN CAJA MOLDEADA CON BOBINA ELECTROMAGNETICA

Las características termomagnéticas del embobinado se parecen a las del embobinado de disparo magnético. Estos no proveen una adecuada protección térmica a los cables durante las sobrecargas de larga duración [*Figura No. 3.3.6F(a)*]. El cable debe ser seleccionado y protegido en la misma manera como se describió en el párrafo anterior.

Referencias a la NOM-001-SEMP-1994

ARTICULO 240 - PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

Artículo 240-1 Alcance.

Las partes de A hasta G de este Artículo especifican los requisitos generales para la protección contra sobrecorriente y los dispositivos relacionados con ella, cuya tensión nominal no sea mayor que 600 V. La parte H abarca la protección contra sobrecorriente para tensiones nominales mayores de 600 V.

Nota: La protección contra sobrecorriente para conductores y equipos tiene por objetivo abrir el circuito eléctrico cuando la corriente alcance un valor que pueda producir temperaturas excesivas o peligrosas en los conductores o en su aislamiento. Véase también las Secciones 110-9 y 110-10, para los requisitos sobre la capacidad de interrupción y la protección contra las corrientes de falla.

3.4 TRANSFORMADORES

La rapidez con que crece la carga en un área es un factor determinante en la definición de la capacidad del equipo de transformación de una subestación. Las subestaciones con transformadores pequeños, generalmente tienen mayor costo por kVA, que las subestaciones grandes, sin embargo, su uso permite tener una capacidad que se apegue mas al crecimiento de la carga. Entonces por el solo hecho de diferir inversiones, ellas pueden resultar más económicas que las subestaciones grandes en las que se tiene un bajo costo por kVA.

Al seleccionar la capacidad del transformador para subestación de distribución, para servir una determinada área se debe prever algún crecimiento de la carga. No sería económico seleccionar un transformador que se sobrecargue al poco tiempo de haber sido puesto en operación, siendo que una unidad de mayor capacidad tendría un costo mucho menor que el de dos transformadores para cubrir la demanda requerida.

Por otra parte, tampoco es económico esperar muchos años para que la carga cubra las capacidades del transformador. El dinero invertido en una unidad muy grande puede ser empleado en mejor forma en otro equipo que proporcione una rápida recuperación del capital.

La determinación de la capacidad más económica desde el punto de vista de crecimiento de la carga, depende desde luego del incremento de la demanda de la carga, del tiempo que se requiera para recuperar el capital invertido, del periodo de tiempo considerado al efectuar la comparación económica y de algunos otros factores.

Los transformadores de potencia según se define en el párrafo 3.46 de la NOM-001-SEMP-1994-J-284, son aquellos mayores de 500 kVA, estos se emplean en redes de transferencia de energía a grandes distancias, en subestaciones de distribución, subestaciones de potencia y en la alimentación de grandes cargas industriales, como lo es la industria pesada.

La elección de transformadores de potencia para subestaciones de distribución es un problema complejo que requiere del estudio detallado de un gran número de factores. Muchas economías pueden obtenerse de una selección adecuada del tipo y características de un transformador, sin embargo, cada aplicación en particular deberá considerarse independientemente.

3.4.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

La selección de la capacidad de un transformador se basa fundamentalmente en los factores que lo afectan directamente y de la carga conectada en la operación.

Los factores que afectan al transformador son:

- a) Factor de demanda [FD] [Ver punto 2.1.1.8]
- b) Factor de diversidad [FS][Ver punto 2.1.1.7.]
- c) Factor de reserva para carga futura [FR]
- d) Factor de corriente de arranque de un motor [FCA]
- e) Factor para cargas máximas.[FCM]

3.4.1.1 POR CARGA

El factor de demanda debe ser definido por el cliente ó por el licenciador de la ingeniería básica, de acuerdo con la experiencia tenida en instalaciones similares, aclarando si es con relación a la carga total conectada ó a la normal en operación, ya que puede haber confusión en la consideración de los equipos de reserva. Este factor siempre es menor que la unidad. En el caso de que no se conozca, se tomará como 1.0

El factor de diversidad se determina de manera similar al anterior, puede ser mayor que la unidad, pero en caso de no conocerse, se toma como 1.0

Normalmente la carga de reserva no se suma para calcular la carga normal en operación, sin embargo, debe tomarse en cuenta que durante la operación normal de una planta, primero se arranca el equipo de reserva y hasta que este último esta en condiciones de sustituir a su similar, se para este último; por consiguiente en cada uno de los centros de carga deberá considerarse junto con la carga normal en operación, el mayor de los motores de reserva por solo una vez.

3.4.1.2 POR CAPACIDAD EN EMERGENCIAS

En subestaciones de distribución en donde deba preverse una capacidad de reserva inmediata y suficiente, los transformadores (OA/FA) y (OA/FOA/FOA), son los que tienen más ventaja y por lo tanto, los más apropiados para dichas instalaciones. En estos casos los transformadores (OA/FA) deben operar normalmente dentro de su capacidad (O/A), con su capacidad (F/A), reservada para condiciones de emergencia y los transformadores (OA/FOA/FOA), deben operar normalmente con su primer paso de enfriamiento forzado y su segundo paso reservado para la emergencia. En estas aplicaciones las pérdidas deben ser calculadas sobre la base de una carga normal correspondiente a la capacidad (O/A) y (F/A) respectivamente.

3.4.1.3 POR CRECIMIENTO DE LA CARGA

El factor de reserva para carga futura debe ser definido por el cliente, de acuerdo a su programa de expansión. Un valor promedio es de 25% de la carga conectada, en cuyo caso el factor sería de 1.2. Es importante definir en la especificación general de diseño, junto con el cliente, si es menor que el valor mencionado ó si se considera igual a uno.

3.4.1.4 POR REGULACIÓN DE VOLTAJE

Los taps de voltaje son usualmente necesarios para compensar pequeños cambios en el suministro primario del transformador, ó para variar el nivel de voltaje del secundario con los cambios en los requerimientos de la carga.

El arreglo de taps más comúnmente seleccionado es el de ajuste manual sin carga, consistente de 4 pasos de $\pm 2.5\%$ ó variaciones de la capacidad del voltaje nominal primario. Estas posiciones de taps son usualmente numeradas de 1 a 5, con el numero 1 proporcionando el mayor numero de vueltas efectivas. Con base al voltaje específico de entrada, la selección de un tap de voltaje mayor (un número más bajo de tap) resultara en una disminución del voltaje de salida. El cambio de la posición de los taps, se lleva a cabo manualmente solo con el transformador desenergizado. Además de los taps sin carga, cambios automáticos con taps también estan disponibles. Esta característica se considera deseable cuando las variaciones de carga son más grandes ó más frecuentes ó los niveles de voltaje son más críticos.

El cambio automático de taps bajo carga puede proveer un ajuste de voltaje adicional típico de $\pm 10\%$ en los pasos de incremento, con monitoreo continuo del voltaje en las terminales del secundario ó un nivel de voltaje remoto del transformador.

3.4.1.5 POR IMPEDANCIA

La impedancia deberá ser la normal de manufactura, de acuerdo a normas, a menos que se requiera un valor específico según se indica más adelante.

En cualquiera de los siguientes casos en que se necesite un determinado valor de impedancia diferente al de la norma, deberá indicarse así al fabricante y decirle además que se requiere que sea un valor garantizado

- a) Cuando el transformador deba trabajar en paralelo con otros circuitos similares.
- b) Cuando el estudio de corto circuito, el de caída de tensión ó cualquier otro similar determine un valor adecuado a la operación aceptable del sistema.

Una impedancia garantizada eleva el costo de transformador. Aunque el sobre costo es variable, en la *Tabla No. 3.4.1.5 del Apéndice 10* se da una idea de estos valores.

En condiciones normales, la impedancia deberá basarse en los valores indicados en la norma ANSI C47.12.10 y/o en la *Tabla No. 10 párrafo 7.8 de la NOM-J-284*.

3.4.1.6 POR TEMPERATURA Y CONSIDERACIONES AMBIENTALES

ALTITUD

De acuerdo al párrafo 4.3 de la norma NOM-J-284, los transformadores se diseñan para operar en alturas hasta de 1000 msnm. Debe indicarse la altura sobre el nivel del mar en la que se instalará el transformador, para que el fabricante diseñe el transformador para esas condiciones y de esta forma no se vea reducida la capacidad nominal de la maquina.

- a) Cuando se tengan transformadores diseñados para operar a altitudes hasta 1000m y se instalen en lugares más altos, podrá mantener su capacidad nominal, siempre que la temperatura promedio máxima no exceda los valores indicados en la *Tabla No. 1 párrafo 4.4a de la norma NOM-J-284*.
- b) Cuando la temperatura promedio máxima sea mayor a los valores mencionados, pero sin exceder de 30°C, los transformadores podrán trabajar a capacidad reducida, en el porcentaje indicado en la *Tabla No. 2, párrafo 4.4.b de la NOM-J-284* por cada 100m arriba del 1000 msnm
- c) La altitud también afecta la rigidez dieléctrica del aire y los factores de corrección del nivel de aislamiento se indican en la *Tabla No. 3, párrafo 4.5 de la NOM-J-284*

TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO

Los transformadores se diseñan para una temperatura ambiente de 40°C y un promedio de 24 horas que no exceda de 30°C. Cuando las condiciones del lugar tengan valores mayores, deberá informarse al fabricante a fin de que diseñe su maquina para que opere en estas condiciones. *Párrafo 4.2 de la NOM-J-284*.

- a) Si un transformador diseñado para condiciones normales se instala donde exceda algunos de los valores máximos del párrafo 4.2 de la NOM-J-284, en no más de 10°C, la elevación de temperatura permisible para los devanados, núcleo y aceite debe reducirse de acuerdo al párrafo 8.2 de la NOM-J-284:
 - En 5°C si el exceso de temperatura es igual ó menos que 5°C
 - En 10°C si el exceso de temperatura es mayor que 5°C y menor ó igual que 10°C.
- a) De acuerdo al párrafo 8.3 de la NOM-J-284, para transformadores enfriados por aire diseñados para operar a una altura mayor de 1000m, pero probados en altitudes normales los limites de elevación de temperatura dados en la *Tabla No. 11 de la NOM-J-284*, deben reducirse por cada 500m en exceso de 1000msnm en donde se instale la maquina en la siguiente forma:
 - Transformadores OA, 2.0%
 - Transformadores FA 3.0%

CONTAMINACION AMBIENTAL

Es importante dar a conocer al fabricante las condiciones ambientales fuera de la normales en la siguiente forma, de acuerdo al párrafo 5 de la NOM-J-284:

- Vapores ó atmósferas dañinas, exceso de polvo, polvo abrasivo, mezclas explosivas de polvos ó gases, vapor de agua, ambiente salino, humedad excesiva, etc.
- Vibraciones anormales
- Temperaturas ambiente excesivamente altas ó bajas.
- Condiciones de transporte ó almacenamiento poco usuales.
- Limitaciones de espacio.
- Otras condiciones de operación dificultades de mantenimiento, tensión desbalanceada, forma de onda deficiente, necesidades especiales de aislamiento, etc.

3.4.1.8 POR LA CORRIENTE DE ARRANQUE DE UN MOTOR.

- Otro factor que interviene es la corriente de arranque de motores de gran potencia que pueden ocasionar caídas de tensión considerables que afecten el trabajo de otros motores y de su control, así como el alumbrado y demás carga conectada al centro de carga.
- Un motor trabajando en vacío, toma una corriente aproximadamente proporcional a la tensión aplicada. Un motor de inducción trabajando a carga plena tiende a mantener constantes los kVA que toma de la línea, puesto que la velocidad y el factor de potencia no cambian mucho con las variaciones de tensión. Consecuentemente un motor a plena carga tomará más corriente cuando la tensión baja, para conservar constante la potencia.
- Si un sistema tiene motores parcialmente cargados y otros a carga plena, dicho sistema tiende a tomar una corriente constante cuando hay una caída de tensión, puesto que la corriente de unos motores disminuye y la de otros aumenta cuando hay caída de tensión. En este caso, el arranque de un motor tiene poca influencia en la tensión del sistema, en cambio cuando la mayoría de los motores trabajan a plena carga, el arranque de motores de gran potencia si causan caídas de tensión de consideración. Este caso es el que tomamos para calcular la capacidad de un transformador por ser el más desfavorable.
- Caída de tensión en las terminales secundarias de un transformador debido al arranque de un motor.

Tomando en cuenta que la caída de tensión es el producto de la corriente por la impedancia, se tendrá una mayor caída cuando un motor arranque. Un transformador con baja impedancia reducirá este efecto, pero aumentara el valor de la corriente de corto circuito, por lo que en la selección de este valor deberá de buscarse un balance adecuado.

El factor que se está tratando en este párrafo, afecta al transformador en la selección de su impedancia. Es preferible utilizar valores normales de manufactura a cualquier otro. Cuando la caída de tensión durante el arranque del motor sea excesiva deberá utilizarse un transformador de mayor capacidad ó bien usar otro transformador con parte de la carga. Como regla general, cuando un transformador alimenta a un grupo variado de cargas, no se tendrán problemas si el motor más grande representa un 20% de la capacidad de transformación.

La caída de tensión en las terminales del transformador se puede determinar mediante las curvas de la *Figura No. 3.4.1.7 [Apéndice 10]*. Esta gráfica tiene como abscisas los kVA de arranque del motor en % de los kVA del banco de transformadores a la tensión nominal del secundario, las ordenadas indican la tensión secundaria en % de la tensión inicial, en el punto 3.4.3.2 se detalla el procedimiento.

3.4.1.8 POR COSTO

COSTO INICIAL

- a) El costo inicial de un transformador depende principalmente de: kVA, tensión, frecuencia, número de fases, elevación de temperatura, impedancia y clase de enfriamiento; además de accesorios especiales como: relevadores de temperatura, transformadores de corriente.
- b) El costo inicial del transformador del factor que puede ser más significativo es el tipo de enfriamiento, por ejemplo, el enfriamiento con aire forzado (OA/FA) resulta económico a partir de 5000 kVA en unidades monofásicas y 15000 kVA en unidades trifásicas, ambos en voltajes de 34.5 kV ó más. Los transformadores con enfriamiento forzado de aceite de triple capacidad, cuya capacidad máxima este debajo de 20 MVA, no son económicos.
- c) En la planeación y operación debe examinarse y evaluarse cuidadosamente los costos de instalación y las características de operación de transformadores con distintos tipos de enfriamiento.

COSTO DE OPERACION

- a) El costo inicial de un transformador es importante, pero el costo de operación también debe ser examinado al hacer la selección del tipo de enfriamiento. El costo de operación puede ser más importante que el costo inicial, cuando se considera la vida del transformador.
- b) Como el costo de operación es afectado por las pérdidas en el transformador a cargas variables, el ciclo de carga del transformador debe conocerse, así como el costo de la energía para poder seleccionar una relación de pérdidas adecuada.
- c) El costo de operación es también afectado por el mantenimiento requerido por el equipo de enfriamiento, así mismo, los requerimientos de potencia para el enfriamiento forzado deberán tomarse en consideración al efectuar el estudio de selección, aún cuando no sean considerables. Por lo tanto son las pérdidas básicamente las que en última instancia determinan el tipo de enfriamiento para cada aplicación. Existen una gran variedad de criterios para capitalizar la pérdida.
- d) En la *Tabla No.3.4.1.8 del Apéndice 10* se muestra el procedimiento para seleccionar el método de enfriamiento, basado en la capitalización de pérdidas en un ejemplo de aplicación. En dicha tabla se puede observar que el tipo (OA/FA) resultó más económico para las condiciones impuestas. Para la estimación de pérdidas del equipo de enfriamiento se consideró 2% de las pérdidas totales para el tipo (OA/FA) y 3% para el tipo (OAA/FOA/FOA), bajo la consideración de que la operación se hace en el régimen intermedio.

COSTO DE INSTALACION

Cuando se piensa en el costo de instalación de transformadores , debe pensarse también en todos los elementos que intervienen en su instalación, no debe considerarse por si solo el transformador , sino que deben tenerse en cuenta sus conexiones como: Estructuras, aisladores, guías, protección, control y otros elementos asociados.

3.4.2 PROTECCIONES (para disturbios eléctricos)

Las fallas en el transformador se originan de la operación abusiva de condiciones causadas por:

- Sobrecargas continuas
- Cortos circuitos
- Fallas a tierra
- Sobrevoltajes transitorios

3.4.2.1 PROTECCION POR SOBRECARGA

La protección contra sobrecarga consiste tanto en limitar como detectar la sobrecarga.

El mejor método para la limitación de la carga que puede ser aplicado apropiadamente a un transformador es aquel que responda a la temperatura del transformador. Monitoreando la temperatura del transformador, las condiciones de sobrecarga pueden ser detectadas. Los dispositivos de monitoreo para montarse en el transformador están disponibles con accesorios estándar u opcionales.

Estos dispositivos son usados generalmente para alarmar ó iniciar una protección secundaria.

INDICADOR DE TEMPERATURA DEL LIQUIDO.

Este dispositivo está equipado con 1 a 3 contactos ajustables que operan a temperaturas preseleccionadas. El contacto sencillo puede ser usado como alarma. Cuando el enfriamiento con aire forzado es empleado, el primer contacto inicia la primera etapa de ventiladores. El segundo contacto también inicia una segunda etapa de ventiladores, si se suministra, ó una alarma. El tercer contacto, si se suministra, es usado para la alarma final ó para iniciar la reducción de carga en el transformador. La temperatura indicada puede cambiar para diferentes temperaturas de aislamiento.

RELEVADORES TERMICOS

Los relevadores térmicos mostrados de manera gráfica en la *Figura No. 38* para dar una indicación más directa de la temperatura de los devanados de los transformadores de tipo seco ó de líquido. Un transformador de corriente se monta en una de las fases de la boquilla del transformador. Este suministra corriente al bulbo termómetro de la bobina de calentamiento, la cual contribuye al apropiado calentamiento para acercarse simultáneamente a la temperatura del punto caliente del transformador.

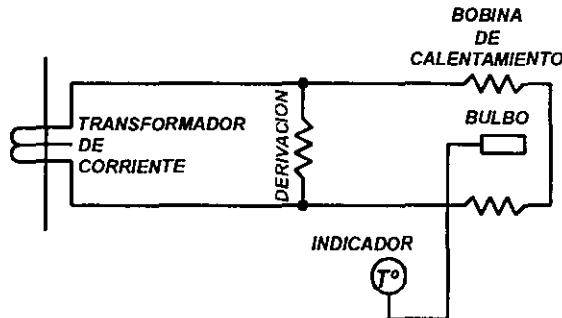


Figura No. 38 El relevador térmico usa un elemento térmico para duplicar el efecto de la corriente del transformador

Los relevadores térmicos son usados con frecuencia en los transformadores de capacidades iguales ó mayores a 10000 kVA más que en los transformadores pequeño.

RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

Estos relevadores se aplican en conjunción con un transformador de corriente y un interruptor, dimensionado para la continuidad máxima y los requerimiento adecuados de interrupción para la aplicación. Una aplicación típica se muestra en la *Figura No. 39*.

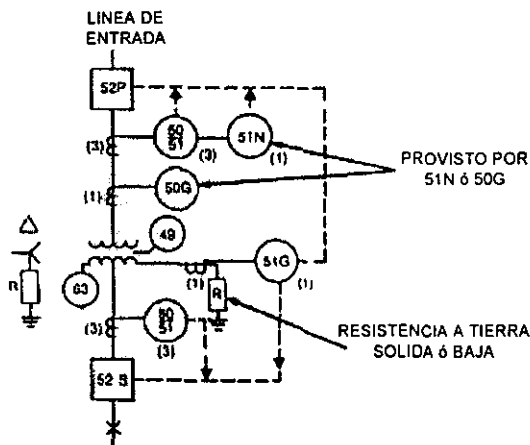


Figura No. 39

Los relevadores de sobrecorriente aplicados en el lado primario del transformador provee protección para las fallas del transformador en el devanado, así como una protección de respaldo para las fallas en el secundario del transformador. Cuando los relevadores de corriente son además aplicados en el secundario del transformador, estos relevadores son la principal protección para las fallas en el secundario del transformador. De cualquier forma los relevadores de sobrecorriente aplicados en el secundario del transformador no proveen protección para las fallas en el devanado del transformador.

Los ajustes de los relevadores de sobrecorriente deben cumplir con los requerimientos de los estándares y los códigos aplicables, así como con las necesidades del sistema de potencia.

ANSI/NFPA 70-1984 y el NEC dan los requerimientos para los límites superiores que deben ser seleccionados en los dispositivos de sobrecorriente.

La mejor protección para el transformador puede ser provista por interruptores ó fusibles tanto en el lado primario como en el lado secundario, ajustados ó seleccionados para operar a valores mínimos. Una practica común para el interruptor ó fusible secundario para proteger al transformador de un exceso de carga del 125% como rango máximo.

Usar un interruptor en el primario de cada transformador es caro, sobre todo para transformadores de baja capacidad. Sin embargo un interruptor puede ser instalado para alimentar de 2 a 6 transformadores relativamente pequeños. Cada transformador tiene su propio interruptor secundario y en la mayoría de los casos, un desconectador primario. La protección por sobrecorriente debe satisfacer los requerimientos prescritos en el Artículo 240 - Protección contra sobrecorriente

240-1 Alcance. Las partes de A hasta G de este Artículo especifican los requisitos generales para la protección contra sobrecorriente y los dispositivos relacionados con ella, cuya tensión nominal no sea mayor que 600 V. La parte H abarca la protección contra sobrecorriente para tensiones nominales mayores de 600 V.

Nota: La protección contra sobrecorriente para conductores y equipos tiene por objetivo abrir el circuito eléctrico cuando la corriente alcance un valor que pueda producir temperaturas excesivas o peligrosas en los conductores o en su aislamiento. Véase también las Secciones 110-9 y 110-10, para los requisitos sobre la capacidad de interrupción y la protección contra las corrientes de falla.

La mayor desventaja de este sistema es que todos los transformadores son desenergizados por la apertura de un interruptor primario. Mas aun , la capacidad ó ajuste del interruptor primario seleccionado para cubrir los requerimientos de la carga podría ser tan grande que solo una protección menor por falla en el secundario y prácticamente ninguna protección de respaldo sería provista para cada transformador individual

Usando interruptores con fusible en el primario de cada transformador , se puede proveer protección contra corto circuito y una selectividad adicional al sistema. Usando interruptores con fusibles y fusibles de elementos dobles con retardo de tiempo para el secundario de cada transformador permitirá la capacidad de cierre (típicamente 125% de la corriente a plena carga del secundario), esto da una excelente protección para protección por corto circuito y sobrecarga para aplicaciones de 600V ó menos.

3.4.2.2 CONTRA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Hay muchos sensores disponibles que proveen varios grados de protección contra corto circuito. Estos dispositivos sensan diferentes aspectos del corto circuito. El primer grupo sensa la formación de gases como consecuencia de la falla y son usados para detectar fallas internas²³. El segundo grupo sensa la magnitud de corriente de la corriente de corto circuito directamente.. Los dispositivos sensores de corriente incluyen fusibles, relevadores de sobrecorriente y relevadores diferenciales.

Estos dispositivos deben operar en respuesta a la falla antes de que la magnitud y duración de la sobrecorriente exceda los límites de carga de corto tiempo recomendado por el fabricante.

En la ausencia de información específica aplicable a un transformador en particular, los dispositivos de protección deben ser seleccionados de acuerdo con los lineamientos aplicables para los límites máximos permisibles de carga de corto tiempo del transformador.

Los dispositivos de protección de sobrecorriente como fusibles y relevadores tienen características de operación bien definidas que relacionan la magnitud de la corriente de falla con el tiempo de operación. Es deseable que las curvas características para estos dispositivos sean coordinadas con curvas comparables aplicables a los transformadores que reflejen su capacidad para soportar la falla. Dichas curvas para las categorías I, II, III y IV para transformadores inmersos en líquido se presentan en el *Apéndice 10 Figuras No.3.4.2.2A, B, C, D* como curvas de protección de falla.

Las características tiempo-corriente de los dispositivos de protección del alimentador, deben de estar por debajo y a la izquierda de la curva apropiada de protección de incidencia frecuente de falla. El dispositivo de protección principal del lado secundario (si es aplicable) y los dispositivos de protección del lado primario típicamente operan para proteger contra falla en el raro evento de una entre el transformador y el dispositivo de protección del , ó en el mismo raro evento que el dispositivo protector del alimentador fallara al operar ó operara muy lentamente debido a una incorrecta (alta) selección ó ajuste. Las características tiempo corriente de estos dispositivos, deben ser seleccionados por referencia a la curva de protección de incidencia no frecuente de falla. Además estas características de tiempo corriente deben ser seleccionadas para alcanzar la coordinación deseada entre los varios dispositivos de protección

Para los transformadores categoría I (5-500 kVA monofásicos, 15-500 kVA trifásicos), se aplica una sola curva de protección. Haciendo referencia a la *Figura No. 3.4.2.2A [Apéndice 10]*. Esta curva puede ser usada para la selección de las característica tiempo-corriente del dispositivo de protección para todas las actividades haciendo caso omiso del nivel anticipado de incidencia de falla.

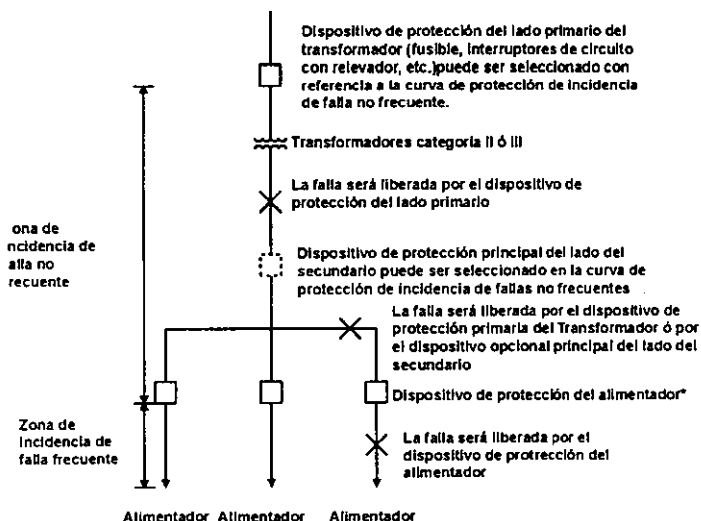
²³ Estos dispositivos no forman parte del alcance de este estudio.

Para los transformadores de la categoría II (501-1667 kVA monofásicos, 501-5000 kVA trifásicos), se aplican dos curvas de protección de protección. Haciendo referencia a la *Figura No. 3.4.2.2B [Apéndice 10]*. La curva de la izquierda refleja las consideraciones de daño térmico y el daño mecánico y pueden ser usadas para la selección de las características tiempo corriente de los dispositivos de protección del alimentador para aplicaciones de incidencia de falla frecuente. La curva de la derecha refleja las consideraciones de daño térmico primario y puede ser usada para la selección de las características tiempo corriente de los dispositivos de protección del alimentador para aplicaciones de incidencia de falla no frecuente. Esta curva puede ser además usada para la selección de las características tiempo-corriente del dispositivo de protección principal del lado secundario (si es aplicable) y el dispositivo protector del lado primario para todas las aplicaciones, sin importar la incidencia del nivel anticipado de la incidencia de falla.

Para los transformadores categoría III (1668-10000 kVA monofásicos y 500-30000 kVA trifásicos), se aplican dos curvas de protección. Haciendo referencia a la *Figura No. 3.4.2.2C [Apéndice 10]*. La curva de la izquierda refleja las consideraciones de daño térmico y mecánico y pueden ser usadas para la selección de las características tiempo corriente de los dispositivos de protección del alimentador para aplicaciones de incidencia de falla frecuente. La curva de la derecha refleja las consideraciones de daño térmico primario y puede ser usada para la selección de las características tiempo corriente de los dispositivos de protección del alimentador para aplicaciones de incidencia de falla no frecuente. Esta curva puede ser además usada para la selección de las características tiempo-corriente del dispositivo de protección principal del lado secundario (si es aplicable) y el dispositivo protector del lado primario para todas las aplicaciones, sin importar la incidencia del nivel anticipado de la incidencia de falla.

Para los transformadores categoría IV (arriba de 10000 kVA monofásicos y arriba de 30000 kVA trifásicos), se aplica una sola curva de protección. Haciendo referencia a la *Figura No. 3.4.2.2D [Apéndice 10]* esta curva refleja las consideraciones de daño térmico y mecánico y puede ser usada para la selección de las características tiempo corriente de los dispositivos de protección para todas las aplicaciones – sin importar los niveles anticipados de la incidencia de falla.

En los lineamientos antes mencionados con respecto a las aplicaciones de incidencia de falla frecuente versus no frecuente para los transformadores categoría II y III pueden ser relacionados con la zona ó localización de la falla. Ver *Figura No. 40*



* Debe ser seleccionada con referencia a la curva de protección de incidencia de falla frecuente. Para transformadores que alimentan sistemas con conductores del lado secundario en conduit, electroductos, etc., el dispositivo de protección del alimentador debe ser seleccionado con referencia a la curva de protección de incidencia de falla frecuente.

Figura No. 40 Zonas de falla frecuente y no frecuente para transformadores inmersos en liquido categorías II y III

Las curvas características de los dispositivos de protección primaria pueden cruzar la curva de protección a niveles más bajos de corriente debido a que la protección por sobrecarga es una función del dispositivo ó dispositivos de protección del lado secundario. Sin embargo se deben hacer esfuerzos para intersecar la curva característica de protección del lado primario con la curva de protección de falla con la corriente más baja que sea posible con el fin de maximizar el grado de protección de respaldo para los dispositivos del lado secundario.

Los valores de las curvas de protección están basados en las relaciones de corriente- devanados para fallas trifásicas en el secundario, y podría usarse directamente para transformadores conectados en delta-delta ó estrella-estrella. Para los transformadores de conexión delta-estrella, los valores de la curva de protección deben reducirse al 58% de los valores mostrados, para proveer una apropiada protección para una falla en el lado secundario de fase a neutro.

FUSIBLES

Los fusibles utilizados en el primario del transformador son relativamente simples y no muy caros que proveen protección contra corto circuito en el transformador. Los fusibles son aplicables en combinación con un interruptor capaz de interrumpir la corriente a plena carga. El uso de interruptores con fusible en el primario donde es posible, provee protección contra corto circuito en el transformador, así como un alto grado de selectividad.

Las consideraciones de selección del fusible incluyen que tengan una capacidad de interrupción igual ó mayor que la capacidad de falla del sistema en el punto de aplicación, teniendo una capacidad e corriente continua por encima de las condiciones de carga máxima bajo diferentes modos de operación, y teniendo características de tiempo corriente que pasen las corrientes de magnetización y corrientes de inrush de la carga que ocurran simultáneamente seguidas de una interrupción sin la operación del fusible y que interrumpa antes de que el punto de soporte del transformador sea alcanzado. Los fusibles pueden ser seleccionados para proveer protección para fallas en el secundario entre el transformador y el dispositivo de protección de sobrecorriente del lado secundario, así como protección de respaldo para este ultimo.

La magnitud y la duración de las corrientes de magnetización de Inrush varían entre los diferentes diseños de los transformadores. Las corrientes de Inrush de 8 a 12 veces la corriente a plena carga normal por 0.1 seg es comúnmente usada para propósitos de coordinación.

RELEVADORES INSTANTANEOS

Los relevadores de corriente por fase con elementos instantáneos proveen protección contra corto circuito en el transformador además de la protección por sobrecarga. Cuando se usa en el lado primario, se coordinan usualmente con el dispositivo secundario de protección. El ajuste de los relevadores instantáneos es seleccionado con esta aplicación con respecto al dispositivo de protección secundario y a los arreglos del circuito.

RELEVADORES DIFERENCIALES DE FASE Y TIERRA

Los transformadores diferenciales del transformador operan con una razón de porcentaje de la corriente de entrada a la corriente de salida; a este porcentaje se le llama pendiente del relevador. Un relevador con una pendiente del 25% operara con una diferencia entre la entrada y la salida de corriente mayor del 25% de la corriente que entra y por encima que el mínimo Pickup del relevador.

La sensibilidad en la detección de falla de los relevadores diferenciales esta determinada por una combinación de los ajustes del relevador y los parámetros del circuito. Para los relevadores diferenciales de transformador, el pickup del rele es aproximadamente 30% del ajuste del tap. Dependiendo del ajuste, la sensibilidad estará sobre 25-50% de la corriente a plena carga. Para transformadores conectados en delta-estrella con capacidades arriba de los 10000 kVA y que suministran sistemas aterrizados con resistencias, el relevador diferencial de fase debe ser complementado con un relevador diferencial de tierra secundario (87TG) como se muestra en la *Figura No.3.4.2.2E [Apéndice 10]* para proveer sensibilidad adicional a las fallas a tierra en el secundario.

Varias consideraciones están involucradas en la aplicación de relevadores diferenciales:

1. El sistema debe ser diseñado de modo que los relevadores puedan operar en el interruptor primario del transformador. Si un interruptor remoto va a ser operado, un sistema de disparo remoto debe ser usado, ya sea con un alambre piloto ó con un interruptor a tierra de alta velocidad.
2. Los transformadores de corriente asociados con cada devanado tienen diferentes capacidades de razones de corrientes, y características cuando están sujetos a cargas pesadas y cortos circuitos.

Transformadores de corriente de varias razones y taps de relevo pueden ser seleccionados para compensar las diferencias entre las razones. Un menos preferible pero aceptable método es el uso de transformadores adicionales.

3. Los taps del transformador pueden ser operados cambiando las vueltas efectivas de la razón escogida, seleccionado la proporción y taps para medio rango, el máximo desbalance será equivalente a la mitad del rango del tap del transformador.
4. Se recomiendan los transformadores de la misma construcción y tipo para ser usados en los diferentes devanados para minimizar el error en la corriente, debido a las diferentes características del transformador.
5. Las corrientes de magnetización de Inrush aparecen como falla internas a los relevadores diferenciales. Los relevadores deben desintonizarse de la corriente de Inrush, pero deben sensibilizarse a los cortos circuito dentro de la zona durante el mismo periodo. Este puede ser llevado a cabo con relevadores con restricción de armónicas. Las corriente de magnetización de Inrush tiene una gran componente armónica, que no esta presente en las corriente de corriente de corto circuito. Esto permite al relevador con restricción de armónica distinguir entre una falla y el Inrush.
6. Las conexiones del transformador generalmente introducen un cambio de fase entre las corrientes de alto y bajo voltaje. Esto es compensado por una conexión apropiada del transformador de corriente. Para el transformador de conexión delta primario y secundario en estrella, los transformadores de corriente son conectados normalmente en estrella en el primario y delta en el secundario.
7. Altas corrientes por fallas fuera de la zona de protección pueden causar un desbalance entre los transformadores de corriente. Los relevadores diferenciales de porcentaje como el mostrado en la *Figura No. 41*, el cual opera cuando la diferencia es mayor que el porcentaje definido de la corriente de fase, esta diseñado para afrontar este problema. Las pendientes de porcentaje disponible son 15% para transformadores estándar, 25% para transformadores de carga de cambio de tap y 40% para aplicaciones especiales.

Los relevadores diferenciales de porcentaje con restricción de armónicas son recomendados para transformadores de capacidades iguales ó mayores a 5000kVA.

A diferencia de los relevadores diferenciales para proteger los buses de alto voltaje ó grandes motores, el relevador diferencial con aplicación a transformador tiene ambas consideraciones, la de cambio de fase y armónicas. A pesar de que no todos los relevadores diferenciales para transformadores incluyen filtro de armónicas, la experiencia con filtros de armónicas ha sido benéfica y de acción rápida, y permite pickups de mayor sensibilidad.

8. Un transformador delta-estrella ó estrella-delta con neutro aterrizado es una fuente (generador) de corriente de falla de secuencia cero a tierra. Una falla a tierra en el lado de la estrella externa a la zona de protección, causara que fluyan corrientes de secuencia cero en los transformadores de corriente en el lado de la estrella sin el correspondiente flujo en la línea de los transformadores de corriente en el lado delta del transformador. Si se le permite a la corriente de secuencia cero fluir a través de los relevadores diferenciales, causara inmediatamente un disparo indeseable. Para prevenir esto, las conexiones del transformador de corriente deben de estar en delta en el lado del secundario de baja impedancia para que la corriente fluya en la delta cerrada en vez de la bobina de operación del relevador.

Esto se lleva a cabo conectando el secundario del transformador de corriente en delta en el lado de estrella del transformador.

La protección para una sola fase se muestra en al *Figura No. 41* , aunque la mayoría de los relevadores diferenciales para transformador se aplique a las tres fases de 5 MVA y mayores.

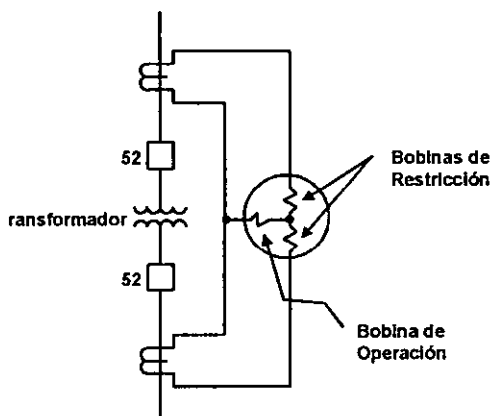


Figura No. 41 Relevadores diferenciales de porcentaje proporcionan un incremento en la sensibilidad mientras minimizan la operación en falso como resultado de los errores de desproporción del transformador de corriente para altas fallas a través de el.

3.4.3 MEMORIA DE CÁLCULO

3.4.3.1 CARGA CONECTADA

CICLO DE CARGA

a. Normalmente este estudio se aplica en plantas donde se va a hacer una ampliación y se desea saber si los equipo existentes tienen capacidad para aceptar cargas adicionales. Normalmente en una planta nueva es difícil tener esos datos.

- b. Para determinar la capacidad máxima de un transformador (autoenfriado), es necesario conocer el ciclo de carga, una forma del cual se muestra en la *Figura No. 3.4.3.1 [Apéndice 10]* que esta tomado de las Figuras No. 6 y 7 de la NOM-J-409. La línea sólida indica la fluctuación real de la carga y la línea punteada indica la forma rectangular idealizada de la curva, compuesta de una parte horizontal ó carga inicial equivalente y una segunda parte, también rectangular que representa la sobrecarga máxima (pico), en un periodo determinado de tiempo. El ciclo de carga de la *Figura No. 3.4.3.1* indica una carga inicial equivalente del 70% de la capacidad del transformador, con una carga pico del 140% durante un periodo de una hora. Para una mejor interpretación ver párrafo 4.6.5 de la NOM-J-409.

CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES CON CICLO DE CARGA CONOCIDO

- a. Este método es aplicable a las plantas que se encuentran en operación; generalmente estos transformadores operan con un ciclo de carga que se repite cada 24 horas. Los ciclos reales son complejos, por lo regular hay un periodo en el día durante el cual la carga se eleva a un valor considerablemente mayor que en el resto del día. La mayoría de las veces esta carga máxima (carga pico) se alcanza gradualmente y disminuye en la misma forma.
- b. La capacidad de carga máxima del transformador dependerá de la carga en operación antes de que ocurra la carga pico, del valor de esta y de su duración. Para efectos de cálculo, se necesita convertir el ciclo fluctuante real a un ciclo rectangular más sencillo que sea térmicamente equivalente.
- c. Las pérdidas fluctuantes de un transformador que alimenta a una carga irregular pueden hacerse equivalentes a las pérdidas causadas por una carga mantenida constante durante el mismo periodo. La carga equivalente puede obtenerse con el valor medio cuadrático (rms) de la curva en un cierto periodo de tiempo mediante la expresión

$$Carga\ equivalente\ (rms) = \sqrt{\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + L_3^2 t_3 + \dots + L_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n}}$$

donde:

$L_1, L_2, L_3, \dots, L_n$ = Cargas en kVA, en por ciento de corriente

$t_1, t_2, t_3, \dots, t_n$ = Tiempo de duración de la carga

- d. En la determinación de la carga equivalente anterior a la carga pico, y considerando un periodo de 12 horas anteriores a esta carga, en intervalos de 1 hora, se obtienen buenos resultados (normas NEMA TR-98 y NOM-J-409), por lo tanto la fórmula queda:

$$Carga\ equivalente\ antes\ de\ la\ carga\ pico = 0.29 \sqrt{L_1^2 + L_2^2 + \dots + L_{12}^2}$$

donde.

L_1, L_2, \dots, L_{12} = Cargas promedio de cada intervalo de 1 hora durante las 12 horas anteriores a la carga pico

- e. El valor rms de la carga pico calculado en un cierto intervalo de tiempo, no deberá ser menor al 90% del que resultaría si el intervalo se considera de media hora.
- f. La Tabla No. 4 y la Tabla No. 6 de la NOM-J-409 proporciona las sobrecargas que puede soportar un transformador en uso normal y con reducción moderada de su vida útil. Esta capacidad de sobrecarga depende de la carga equivalente con la cual el transformador durante las 12 horas antes de la carga pico, llamándose carga antecedente. En esta misma tabla se indican los factores de sobrecarga permitidos para transformadores con diferentes tipos de enfriamiento y cargas antecedentes del 50, 70, 90 y 100% de la capacidad nominal.

CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES CON CICLO DE CARGA DESCONOCIDOS

- Este método es aplicable a plantas nuevas y para este caso se deberá utilizar el formato denominado lista de cargas de subestación de distribución donde se detallan los datos de carga de cada CCM que este conectado.
- El procedimiento para determinar la demanda del transformador es:

TAG	VOLTS	DISEÑO DE FRENO B.H.P.	DATO DE PLACA [HP]	CARGAS INDIVIDUALES				FACTOR DE USO	η [%]	F.P. [%]	CARGAS COMBINADAS	
				EN OPERACION NORMAL		MAXIMA DEMANDA					PROMEDIO DE CARGA 24 HRS.	
				[kW]	[kVA]	[kW]	[kVA]				[kW]	[kVA]
ESTUDIO DE CARGAS				SUBESTACION:		C. C. M.:		No. PLANO		No. PROY.:		
										No. DIBUJO:		
										CALCULO:		
										REVISO:		
										FECHA:		

- Seleccionar todas las cargas relacionadas con el transformador a dimensionar.
- La primera columna *TAG* se colocará las etiquetas de identificación que se asignaron en el inicio del programa de cada una de las cargas involucradas, mientras que en la segunda (*VOLTS*) se especificara el voltaje nominal al cual está conectada la carga (Secundario del transformador).
- La tercera columna (*DISEÑO DE FRENO B.H.P.*) en caso de estar disponible el dato permitirá un cálculo más preciso del tamaño del transformador a utilizar, si no se dispone de este dato, se usará la cuarta columna *DATO DE PLACA [HP]* donde se especificará los HP nominales de placa para los motores solamente.
- Las columnas quinta y sexta *EN OPERACIÓN NORMAL*, cuando no se conoce la carga de operación, se considerará el 90% de la carga de diseño calculando los kVA y los kW de los motores de acuerdo a la Ecuación 1 y Ecuación 2

$$kVA = \frac{(HP)(0.9)(0.746)}{(\eta)(FP)} \quad \text{Ecuación 1}$$

donde:

HP Dato de placa
 0.9 90% de la carga de diseño
 0.746 Factor para convertir los HP a kVA
 η Eficiencia
 FP Factor de Potencia

Para determinar los kW

$$kW = \frac{(HP)(0.9)(0.746)}{(\eta)} \quad \text{Ecuación 2}$$

Para los motores cuando se conoce la carga de operación, el factor 0.9 se sustituye por el porcentaje de carga conocido (este valor será entre 0 y 1), donde 1 indica que la carga de operación es del 100%.

Cuando se tengan cargas puramente reactivas ó puramente resistivas, se especificaran directamente los valores en kVA y/o kW considerando el 100% de dicha carga, de modo que para este tipo de cargas las columnas de **EN OPERACION NORMAL** y **MAXIMA DEMANDA** serán las mismas.

5. Para las columnas 7 y 8 **MÁXIMA DEMANDA** se utilizará toda la carga de diseño

$$kVA = \frac{(HP)(0.746)}{(\eta)(FP)} \quad \text{Ecuación 3}$$

$$kW = \frac{(HP)(0.746)}{(\eta)} \quad \text{Ecuación 4}$$

6. En la mayoría de los casos el factor de diversidad es mayor que la unidad, esto implicará que el sistemas será capaz de satisfacer la demanda en caso de que la demanda máxima del grupo llegará a ser igual a la suma de las demandas máximas individuales del grupo.

El factor de diversidad es 1.1 a menos que se especifique otra cosa.

7. **Factor de Carga:**

$$Fc = \frac{Dm}{Dms}$$

Para una carga dada, excepto una en que el ciclo de carga este compuesta de ciclos idénticos, un periodo mayor dará un factor de carga más pequeño, dado que el consumo de energía se distribuye en un tiempo mayor. El factor de carga anual influido por las estaciones del año será considerablemente menor que el de un factor de carga diario o semanal. Así mismo, el factor de carga semanal será menor que un factor de carga diario.

Por lo tanto cuando se quieran comparar diversos factores de carga característicos, esto se puede hacer siempre y cuando los intervalos sean idénticos, por lo tanto los límites que se pueden observar para el factor de carga serán:

$$0 < Fc \leq 1$$

8. Para nuestro estudio de cargas se considera dicho factor de carga para cada una de las cargas individuales (Factor de uso) y se considera un periodo de 24 horas, sin embargo el usuario podrá utilizar factores de uso con periodos más largos para obtener factores de carga más pequeños. Cuando el usuario no especifique dicho factor de uso, se utilizara por default un valor de 1 que significará que el motor está trabajando las 24 horas del día consumiendo la misma potencia.

9. Para la columna de **PROMEDIO DE CARGA 24HRS** la potencia en kVA y kW para la carga n será igual a:

$$\frac{(Carga\ operacion\ normal)(Factor\ de\ Uso)}{Factor\ de\ Diversidad} + Promedio\ Carga_{n-1}$$

10. Una vez que se ha hecho esta operación con la ultima carga, al resultado se le aplica un 20% de reserva para dimensionar al transformador (a menos que se especifique otro porcentaje)

11. Por ultimo se ajusta la capacidad del transformador a una potencia de línea con protocolo.

3.4.3.2 CAIDA DE TENSION AL ARRANQUE DEL MOTOR DE MAYOR POTENCIA EN LAS TERMINALES DEL SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR

El objetivo es verificar la capacidad del transformador calculando la caída de tensión que ocasiona el arranque del motor de mayor capacidad con el resto de las cargas del sistema operando.

1. Considerando una corriente de arranque del motor de 6 veces la corriente nominal.
2. Se calculan los kVA de arranque del motor de acuerdo a:

$$kVA = \frac{\sqrt{3} \times V_L \times I_{arranque}}{1000}$$

3. Se determina la carga inicial del transformador antes de arrancar el motor mayor
4. Se determina el factor de multiplicación [FM] al arranque del motor.

Se dividen los kVA iniciales del transformador entre los kVA de arranque del motor determinados en el punto 2.

Con este valor y con una caída de voltaje permisible del 20% (valor al cual la bobina se mantiene cerrada) entramos a la *Figura No. 3.4.1.8A del Apéndice 10* para determinar el factor de multiplicación [FM]

5. Se determinan los kVA de arranque en por ciento tomando como base la capacidad del transformador

$$kVA\% = \frac{kVA_{arranque}}{kVA_{trafo}} \times FM \times 100$$

6. Se considera una caída de máxima de voltaje del 5% (En las terminales del secundario del transformador) y con el dato de kVA% de la *Figura No. 3.4.1.8 del Apéndice 10* se traza una vertical hasta la curva de voltaje que aplique al secundario del transformador y luego una vertical al eje de las ordenadas donde se localizara el por ciento de voltaje en el secundario del transformador.

3.4.4 NORMAS APLICABLES A TRANSFORMADORES.

FACTOR PARA CARGAS MAXIMAS.

- a. La forma en que puede calcularse la carga máxima de un transformador es un tema bastante amplio para poder tratarse en este estudio. La NOM-J409 titulada Guía de carga par Transformadores de Distribución y Potencia Sumergidos en aceite deberá consultarse para resolver este problema. En los siguientes párrafos solo se dan algunas ideas al respecto. En cualquier caso la carga máxima ó pico no deberá operar en forma continua.
- b. La carga máxima para sobrecargas "pico" que un transformador puede soportar sin ser afectada la duración de su vida normal, esta determinada por un factor que multiplicado por la capacidad nominal del transformador, da la carga pico permisible. Este factor varia con la carga previa equivalente continua en % de la capacidad nominal, la temperatura ambiente y la duración de la carga pico. El factor esta determinado en las Tablas No. 3A, 3B, 3C y 3D de la norma NOM-J-409 para diferentes tipos de enfriamiento.
- c. El efecto del envejecimiento causado por sobrecargas sobre los aislamientos de un transformador, es mayor del que se tiene por operación a carga nominal en un cierto tiempo.
- d. El deterioro de los aislamiento se caracteriza generalmente por una reducción de la resistencia a soportar los esfuerzos mecánicos y eléctricos, aunque esto no sea notado de inmediato, ya que en algunos casos un aislamiento semicarbonizado puede tener suficiente resistencia para soportar los esfuerzos derivados de una operación normal durante meses e incluso años pero en estas condiciones un movimiento no acostumbrado tal como el causado por los conductores durante una sobrecarga fuerte ó por un corto circuito, pueden perjudicar el aislamiento ya debilitado, de manera que resultará en la falla interna del transformador, que durante la inspección pudiera no adjudicarse a las condiciones previas de sobrecarga.

e. Las razones anteriores en las condiciones de operación, hacen necesario ser conservadores en la determinación de las sobrecargas permitidas en un transformador, como una guía, una pérdida promedio sobre la vida del transformador del 1% al año ó del 5% en cualquier emergencia se considera razonable.

Artículo 450 NOM-001-SEMP-1994 -Transformadores y Bóvedas de transformadores
(Incluyendo conexiones secundarias)

450-1. Alcance. Este Artículo se aplica a la instalación de todos los transformadores.

Excepción No 1. Los transformadores de corriente.

Excepción No 2. Los transformadores de tipo seco que forman parte de aparatos y que cumplan con los requisitos de dichos aparatos.

Excepción No 3. Los transformadores que sean parte integral de equipos de rayos X, de aparatos de alta frecuencia o de aparatos de revestimiento por proceso electrostático.

Excepción No 4. Los transformadores utilizados en circuitos de clase 2 y 3 que cumplan con el Artículo 725.

Excepción No 5. Los transformadores para anuncios luminosos y alumbrados decorativos, que cumplan con el Artículo 600.

Excepción No 6. Los transformadores para lámparas de descarga eléctrica que cumplan con el Artículo 410.

Excepción No 7. Los transformadores para circuitos de señalización contra incendio, de potencia limitada, que cumplan con la parte C del Artículo 760.

Excepción No 8. Los transformadores sumergidos en líquido o de tipo seco usados para la investigación, desarrollo o pruebas, cuando se provean de medios efectivos para salvaguardar a personas no calificadas, de contacto con las terminales de alta tensión o con conductores energizados.

Este Artículo se aplica también a la instalación de transformadores en lugares clasificados como peligrosos con las modificaciones que indican los Artículos 501 a 503.

3.4.5 ESPECIFICACIONES TÍPICAS

DESCRIPCION	TRANSFORMADOR No. _____	
CONDICIONES DE DISEÑO ELECTRICO	POTENCIA [kVA]	
	NUMERO DE FASES	
	FRECUENCIA [Hz]	
	VOLTAJE DE LINEA PRIMARIO	
	VOLTAJE DE LINEA SECUNDARIO	
	IMPEDANCIA EN %	
	TAPS SIN CARGA	
DATOS DE ENFRIAMIENTO	SUMERGIDO EN ACEITE	
	TIPO SECO	
	AUTO ENFRIADO	
	ENFRIADO CON VENTILACION	
	PROVISIONES PARA VENTILADORES	
AUMENTO DE TEMPERATURA		
CONDICIONES AMBIENTALES	TEMPERATURA AMBIENTE [°C]	
	ALTITUD [MSNM]	
	LOCALIZACION [INTERIOR/EXTERIOR]	
REQUERIDO PARA EL LADO PRIMARIO	CAMARA DE TERMINALES	
	SEC. DE TRANSICION/GARGANTA	
	BUSHING EN TAPA SUPERIOR	
	INTERRUPTOR DE FUSIBLES	
	INTERRUPTOR DE LINEA	
	TRANSF. DE I TIPO BUSHING	
APARTARRAYOS		
REQUERIDO PARA EL LADO SECUNDARIO	CAMARA DE TERMINALES	
	SEC. DE TRANSICION/GARGANTA	
	TRANSF. DE I TIPO BUSHING (FASE)	
	TRANSF. DE I TIPO BUSHING (NEUTRO)	
	NEUTRO ATERRIZADO	
RESISTENCIA DE ATERRIZAJE		
ACCESORIOS	INDICADOR DE TEMPERATURA	
	RELEVADOR DE PRESION SUBITA	
	INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE	
	RELEVADOR BUCHHOLZ	
LADO PRIMARIO CABLES TERMINALES LADO SECUNDARIO	No. DE COND. / FASE Y CALIBRE	
	No. DE CONDUITS Y TAMAÑO	
	ENTRADA ARRIBA/ABAJO	
	No. DE COND. / FASE Y CALIBRE	
	ENTRADA ARRIBA/ABAJO	

3.5 CCM

3.5.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

3.5.1.1 CARGAS

Se refiere a los centros de control de motores instalados para el control de motores, sistemas de alumbrado y circuitos alimentadores a otros dispositivos eléctricos.

Para los criterios de selección se deben considerar los distintos estudios realizados para los diferentes equipos a lo largo del presente texto.

3.5.1.2 BUSES VERTICALES

Las secciones verticales deben ser provistas con las siguientes características.

1. Alambrado horizontal a través de los compartimentos localizados en la parte superior e inferior de todas las secciones
2. Puertas separadas para cada arrancador, alimentador o cualquier otra unidad con bisagras ocultas o continuas tipo piano
3. Placas superiores y posteriores removibles si es de un solo frente
4. Los compartimentos verticales deben estar libres de conductores energizados con la unidad eliminada. Futuros espacios debe tener la cubierta del bus conductor.
5. Alambrado vertical completo con compuertas separadas de alambrado, no se deben extender las partes vivas o los alambrados
6. Prever para futuras adiciones en ambos costados
7. Buses verticales de cobre con plata o revestimiento de estaño con capacidad de 300 A continuos (mínimo). los buses verticales deben ser aislados, con aislamiento y una barrera entre unidades
8. Proveer con un bus de cobre de tierra de todo el largo de ¼ por 2" sólidamente conectado a cada sección y montado convenientemente al área de salida cable/ conduit.

Las barras conductoras deberán protegerse contra daño mecánico mediante un firme sistema de sujeción, las barras conductores verticales que alimenta las secciones verticales. También se incluye los conductores para interconexiones y cables de control de una sola sección. En la

Tabla No. 10 se establecen las distancias mínimas entre barras y partes metálicas.

Excepción. Los conductores podrán instalarse a lo largo del centro de control de motores y en sus secciones verticales, cuando estos conductores se coloquen con barreras de aislamiento que lo separen de las barras conductoras.

3.5.1.3 BUSES HORIZONTALES

Se extienden a todo lo ancho de las secciones que se agrupan para formar el tablero CCM. Están montadas fijamente sobre aisladores de políester reforzado con fibra de vidrio.

Normalmente soportan cortocircuito de 22 000 A rmc aunque también existen de 42 000 A rmc (norma NEMA)

En la

Tabla No. 10 se establecen las distancias mínimas entre barras y partes metálicas.

3.5.1.4 MODULOS

3.5.1.4.1 VARIADORES DE VELOCIDAD AC Y DC

El variador de velocidad permite usar motores de CA de bajo mantenimiento en aplicaciones que anteriormente estaban reservadas para motores de CD. Los variadores de velocidad deben proporcionar el 100% de par desde 1Hz velocidad y debe adaptarse a las necesidades de una amplia variedad de aplicaciones de manejo de materiales y procesos desde velocidades preseleccionadas hasta esquemas de cargas compartidas con capacidad de sincronización.

Datos característicos de variadores de velocidad (ALTIVAR, TELEMECANIC)

Gama de potencia	Capacidad en HP 3-350 Capacidad en KW 2.2-220	Frenado	Por inyección CD: automático a 0.5 seg. Si la frecuencia cae debajo de 1 Hz
Tensión de entrada	400 V -15% a 460 V +15	Frenado dinámico	Manual por señal externa
Factor de potencia de desplazamiento	Aproximadamente 0.96	Protección del variador	Por resistencia opcional
Frecuencia de entrada	47.5 a 63 Hz		Contra corto circuito: • Entre fases de salida • Entre fases de salida y tierra • En las fuentes internas • En las salidas lógicas y analógicas
Tensión de salida	Tensión máxima igual a la Tensión de línea de entrada		Contra baja/sobretensión en la entrada de suministro Contra sobrecalentamiento por sensor térmico
Resolución de frecuencia	Referencia analógica: 0.05 a 60 Hz Referencia digital: 0.015 a 60 Hz	Interfaces	Enlace serial punto a punto incorporado Enlace serial multipunto opcional Programación completa por computadora o por terminal de ajustes y programación Autodiagnóstico con mensajes de falla completos en 6 idiomas
Exactitud de frecuencia	Referencia analógica: ± 0.1% Referencia analógica con opción: ± 0.025% Referencia digital: ± 0.001%	Grado de protección	Estándar NEMA 1/IP30 o Nema Abierto/IP20 Opcional: NEMA Tipo 12/IP54
Gama de frecuencia	ATV66U41N4 - C13N4: 0.1 a 400 Hz ATV66C15N4 - C19N4: 0.1 a 200Hz	Normas	NEMA, UL, CSA, NEC, VDE e IEC Fabricado de acuerdo a las normas ISO 9000
Par/Sobrepasar	PC/CT 100% continuo, 150% por un minuto PV/VT 100%, continuo, 110% por un minuto	Normas	10 ms < t > 20 ms
Referencia de velocidad	0-10 V, 0-20 mA, 4-20 mA, 20-4 mA	Normas	Aceleración 0.1 a 999.9 seg. Desaceleración: 0.1 a 999.9 seg
Regulación de velocidad	V/Hz determinado por el deslizamiento del motor. Valor típico del 3% SLFV (Control de Flujo Vectorial Sin Sensor): 1.0% Tacómetro opcional: 0.5% Modulo Opcional de Control de Flujo Vectorial: 0.01%	Tiempo de respuesta de la referencia de velocidad	
		Rampas	

3.5.1.4.2 TABLEROS DE ALUMBRADO

Tableros de distribución y de alumbrado para interruptores derivados

No Total de polos	Capacidad máxima de zapatas o Interruptores Principales Amperes	Tablero tipo con interruptores Derivados		Altura de la unidad mm	
		QO	QOB	QO	QOB
1 FASE 3 HILOS 120/240 VCA ZAPATAS PRINCIPALES					
1	50	TD-1	---	305	---
2	40	TD-2	---	305	---
2	70	TD-3	---	305	---
4	100	TD-4	---	305	---
8	100	TD-5	---	381	---
12	100	TD-6	TD-7	457	610
14	100	TD-8	---	457	---
20	100	TD-9	TD-10	457	610
30	225	TD-11	TD-12	610	914
42	225	TD-13	TD-14	762	1057
1 FASE 3 HILOS 120/240 VCA INTERRUPTOR PRINCIPAL DOS POLOS					
8	100	---	TD-15	---	457
14	70	TD-16	---	457	---
16	100	---	TD-17	---	762
20	100	---	TD-18	---	610
20	225	---	TD-19	---	610
24	100	TD-20	---	610	---
30	225	TD-21	TD-22	838	914
42	225	TD-23	TD-24	991	1067
3 FASES 4 HILOS 220/127 VCA ZAPATAS PRINCIPALES					
12	100	TD-25	TD-26	457	610
14	100	TD-27	---	457	---
20	100	TD-28	TD-29	457	762
30	100	TD-30	---	610	---
30	225	---	TD-31	---	610
42	225	TD-32	TD-33	762	762
3 FASES 4 HILOS 220/127 VCA INTERRUPTOR PRINCIPAL 3 POLOS					
14	50	TD-34	---	457	---
14	70	---	TD-35	---	610
24	100	TD-36	TD-37	610	610
30	100	TD-38	TD-39	762	762
42	225	TD-40	TD-41	991	1067

Cada polo ocupa dos polos disponibles en el tablero (Tipo Q1B).

3.5.1.4.3 TRANSFORMADORES PARA ALUMBRADO

Transformadores de distribución monofásicos y trifásicos

60 Hz 6000 VOLTS MÁXIMO					
CAPACIDAD KVA	DESCONECTADOR PRIMARIO TIPO INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO		DESCONECTADOR PRIMARIO TIPO INT. NO AUTOMATICO CON FUSIBLES		ALTURA mm
	CORRIENTE NOMINAL		CAPACIDAD DEL FUSIBLE EN AMPERES		
	220	440	220	440	
1	15	15	6	3	305
1.5	15	15	10	6	
2	15	15	10	6	
2.5	15	15	15	6	381
3	15	15	15	6	
4	20	15	20	10	
5	30	15	25	10	
6	30	15	30	15	
7.5	40	20	40	20	457
10	50	30	60	30	
15	100	40	80	40	
20	100	50	110	60	610
25	100	50	150	70	
30	150	70	150	80	
37.5	200	100	200	100	686
40	200	100	225	110	
45	250	125	250	125	

Especificar la relación de transformación deseada. El acomodo de los transformadores es en la parte inferior de las secciones.

Para transformadores de 7 kVA y mayores el espacio posterior no es útil para tableros de doble frente.

Para transformadores de 25, 30 y 45 kVA el montaje es en gabinete de 610 mm de frente.

Para transformadores de 2kVA menores se recomienda proporcionar protección en el secundario auxiliar con un ajuste no mayor que la corriente nominal secundaria continua máxima.

60 Hz 600 VOLTS MÁXIMO					
	DESCONECTADOR PRIMARIO TIPO INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO		DESCONECTADOR PRIMARIO TIPO INT. NO AUTOMATICO CON FUSIBLES		
	CORRIENTE NOMINAL		CAPACIDAD DEL FUSIBLE EN AMPERES		
	220	440	220	440	
3	15	15	10	6	457
5	15	15	15	10	
7.5	20	15	25	15	
9	30	15	30	15	
10	30	15	30	25	
15	50	30	45	30	610
20	70	30	60	30	
25	70	40	80	40	
30	100	50	90	45	
45	150	70	150	80	
50	150	70	150	80	762

Para transformadores de 6 kVA y mayores, el espacio posterior no es utilizable para tableros de doble frente.

Para transformadores de 20 kVA el montaje es en gabinetes de 610 mm de frente.

Para transformadores de 25 a 50 kVA el montaje es en gabinetes de 711 mm de frente.

Transformadores de control, fusibles para estos transformadores

60 Hz 480/240-120 V	
Capacidad VA Continuos	Para usarse en combinaciones NEMA
50	1
100	2 Y 3
150	---
300	4 Y 5
500	---
750	---
1000	---

Fusibles en el primario del transformador 10.3 mm X 38.1 mm a 60 Hz							
Tamaño del trafo. kVA	0.50	0.100	0.150	0.300	0.500	0.750	1.00
Volts primario	Amp.	Amp.	Amp.	Amp.	Amp.	Amp.	Amp.
600	0.5	1.0	1.0	3.0	4.0	6.0	8.0
480	0.5	1.0	2.0	3.0	5.0	8.0	10.0
240	1.0	2.0	3.0	6.0	10.0	15.	20.0
120	1.0	4.0	6.0	10.0	20.0	---	---
Fusibles en el secundario del transformador 6.35 mm X 31.8 mm							
Volts secundario	Amp.	Amp.	Amp.	Amp.	Amp.	Amp.	Amp.
220/240	0.5	0.5	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0
110/120	0.5	1.0	2.0	4.0	5.0	8.0	10.0
48	2.0	3.0	4.0	8.0	15.0	---	---
24	3.0	5.0	8.0	15.0	---	---	---
12	5.0	10.0	15.0	---	---	---	---

Para el primario el fusible limitador de corriente de acción rápida, es KTK, MCL O AGY Tipo 2. 100000 o 200000 A de capacidad interruptiva 600 V máx.

En el secundario es fusible de cristal AGC (3 AG) 250 V máx.

Transformadores de corriente

Relación Amperes	Capacidad y precisión
100/5	2.4B0.2
150/5	1.2B0.2
200/5	1.2B0.2
300/5	1.2B0.2
400/5	0.6B0.2
800/5	0.6B0.2

3.5.1.4.4 CAPACITORES

Una vez que se determina la potencia total de los condensadores para compensación de una instalación, se debe hacer la subdivisión de esta potencia, en varias unidades, así como la ubicación misma de los condensadores.

Con respecto a la subdivisión en varias unidades, o módulos se deben considerar los tipos constructivos existentes en el mercado, así como las características de los aparatos de conexión y protección.

- A) Disposición distribuida.
- B) Disposición por grupo de cargas.
- C) Disposición centralizada.

Cuando se usa un condensador electrolítico siempre debe contarse con un interruptor de arranque.

El condensador puede ser montado directamente sobre el motor, o bien a cierta distancia de éste. Esta última disposición es particularmente deseable cuando el espacio es limitado o el capacitor no requiere de una cubierta protectora de metal grueso.

3.5.1.4.5 SELECCION DE INTERRUPTORES

Interruptores de disparo magnético

Caballos de potencia motores jaula de ardilla y rotor devanado		Corriente a plena carga en amperes	Gama de Disparo Ajustable en Porcentaje De la Corriente de Plena Carga						
Tres fases			Posición del Selector						
220	440		LO	2	3	4	5	6	HI
		1.0	700	900	1200	1400	1600	1900	2200
		1.5	500	600	800	900	1100	1300	1500
	½	1.9	900	1300	1600	2000	2400	2700	3000
	¾	2.1	900	1200	1500	1800	2100	2500	2800
	1	2.7	700	900	1100	1400	1700	1900	2100
	¾	2.9	600	900	1100	1300	1600	1800	2000
	1 ½	3.6	500	700	900	1100	1200	1400	1600
	1	3.8	500	700	800	1000	1200	1400	1500
	2	5.0	400	500	600	800	900	1000	1200
	1 ½	5.4	900	1200	1500	1800	2000	2500	2800
	2	7.1	700	900	1200	1400	1600	1900	2000
		7.9	600	800	1000	1300	1500	1700	1900
	3	10.0	500	700	800	1000	1200	1300	1500
	5	11.0	500	600	800	900	1100	1200	1400
		15.0	700	900	1100	1300	1500	1800	2000
	5	15.9	600	800	1000	1300	1400	1700	1900
	7 ½	22.0	500	600	700	900	1000	1200	1400
		23.0	400	600	700	900	1000	1200	1300
	10	28.0	600	700	1000	1100	1400	1600	1700
		29.0	500	700	900	1100	1300	1400	1600
	20	36.0	400	600	700	900	1000	1200	1300
		42.0	700	1000	1200	1500	1800	2100	2400
	15	44.0	600	900	1200	1500	1700	2000	2300
	30	54.0	500	700	1000	1200	1400	1600	1900
	20	56.0	400	600	800	1000	1200	1400	1500
	40	68.0	400	600	800	900	1100	1300	1500
	25	71.0	400	600	700	900	1100	1200	1400
	50	80.0	300	500	700	800	1000	1100	1300
	30	84.0	700	900	1100	1200	1300	1400	1500
	60	100.0	600	800	900	1000	1100	1200	1300
	40	109.0	700	800	900	1100	1200	1300	1400
	75	130.0	700	800	900	1100	1200	1300	1400
	50	136.0	600	700	900	1000	1100	1200	1300
	60	161.0	700	700	900	1000	1100	1200	1400
		163.0	700	700	900	1000	1100	1200	1400
		188.0	700	900	1100	1200	---	---	1300
	75	201.0	700	900	1100	1300	---	---	1500
	125	251.0	700	800	1000	1200	---	---	1400
	150	259.0	700	800	1000	1100	---	---	1400
	125	326.0	800	1000	1200	1400	---	---	1500
	150	376.0	700	900	1100	1200	---	---	1300
	200	502.0	700	900	1100	1300	---	---	1400

- 1 Esta tabla de selección es aplicable para motores con letras código a rotor bloqueado según tabla 403.3 (b) de las NORMAS (ver Apéndice 10) como sigue:

Potencia (HP)	Letra código del motor
HASTA ½	A-L
¾ A 1 ½	A-K
A 3	A-J
A 25	A-H
30 A 125	A-G
150 A 200	A-F

Para motores que no caen dentro de lo especificado en la tabla anterior, debe ordenarse un interruptor de disparo termomagnético con ajuste de disparo magnético específicos para el motor. Se debe especificar potencia, frecuencia, corriente a plena carga y letra código o corriente de rotor bloqueado.

- Determinar la potencia del motor a partir de la placa de datos.
- Referirse a la tabla y seleccionar un interruptor de disparo magnético instantáneo ajustable de la corriente nominal recomendada para la potencia y tensión del motor.
- Seleccionar un valor de disparo de por lo menos 700 % y no excediendo 1300 % de la corriente a plena carga del motor.
- La posición máxima de 1300 % especificada por el NTIE- 81 puede ser inadecuada tal que los interruptores de disparo instantáneo ajustable, no soporten los picos de corriente típicos de la corriente de magnetización en arrancadores a tensión reducida tipo autotransformador, los picos de corriente que también se presentan durante la transferencia del arranque a régimen normal en arrancadores estrella-delta de transición abierta y los picos de corriente que se presenten en arrancadores para motores de velocidad múltiple y potencia constante. En estos casos, debe seleccionarse un interruptor termomagnético adecuado.
- Para la protección de motores de devanado bipartido, deben utilizarse dos interruptores, uno por cada devanado. Para seleccionar el interruptor, primero se divide la corriente a plena carga del motor entre dos y entonces seleccionar el interruptor de la corriente nominal y ajuste para ese valor de corriente a plena carga. Los dos interruptores deben operar simultáneamente como un medio de desconexión.

Las corrientes a plena carga están tomadas de tabla 403.95 del NTIE-81. Los conductores de interruptores deben seleccionarse de acuerdo a la corriente a plena carga según sección 403. B del NTIE-81. No usar esta corriente en la selección de los elementos térmicos de relevadores de sobrecarga.

Interruptores termomagnéticos

Potencia del motor (HP)						Corriente a plena carga Amperes	Interruptores termomagnéticos	
Motores Jaula de Ardilla en operación a Velocidades Normales. Código de letras B a E			1 fase 60 Hz CA				Amperes	
3 fases 60 Hz CA							Servicio ligero (FA)	Servicio pesado (FA)
Tensiones V			Tensiones V					
220-240	440-480	550-600	110-127	120-125	240-250			
	½					1.0	15	15
	¾					1.5	15	15
	1				¼	1.6	15	15
					1/3	1.9	15	15
						2.0	15	15
½						2.1	15	15
	1 ½				½	2.3	15	15
¾						2.7	15	15
				¼		2.9	15	15
						3.0	15	15
	2			¾		3.1	15	15
					¾	3.6	15	15
1			1/6			3.8	15	15
				1/3		4.0	15	15
	3				1	4.1	15	15
			¼			4.7	15	15
1 ½			1/3	¼		5.0	15	15
					1 ½	5.1	15	15
			1/3			5.3	15	15
2						5.4	15	15
				¾		6.5	15	15
						6.6	15	15
	5					7.1	15	15
						7.2	15	15
						7.6	15	15
					2	7.9	15	15
			¼			8.4	15	20
				1		8.5	15	20
		7 ½				8.9	15	20
						9.0	15	20
3						9.5	20	20
	7 ½	10				10.0	20	20
			¾			11.0	20	30
				1 ½		11.5	30	30
					3	12.2	30	30
						13.0	30	30
			1			13.2	30	30
	10					14.0	30	30
				2		15.0	30	40
5		15				15.9	30	40
			1 ½			17.0	40	40
					5	18.0	40	40
7 ½	15	20	2			20.0	40	40
						22.0	50	50
				3		23.0	50	50
						25.0	50	50
	20	25				27.0	60	60
10					7 1/2	28.0	60	70
			3			31.0	60	70
		30				32.0	60	70
	25					36.0	70	70

Potencia del motor (HP) (continuación)						Corriente a plena carga Amperes	Interruptores termomagnéticos	
Motores Jaula de Ardilla en operación a Velocidades Normales. Código de letras B a E			1 fase 60 Hz CA				Amperes	
3 fases 60 Hz CA							Servicio ligero (FA)	Servicio pesado (FA)
Tensiones V			Tensiones V					
220-240	440-480	550-600	110-127	120-125	240-250			
15	30	40	5	5	10	38.0	70	70
						40.0	70	100
						41.0	70	100
						42.0	70	100
						44.0	100	100
20	40	50	5	7 1/2	15	51.0	100	100
						52.0	100	125
						54.0	100	125
						55.0	100	100
						56.0	100	125
25	50	60	7 1/2	10	20	58.0	100	100
						62.0	100	125
						68.0	100	150
						71.0	100	150
						72.0	125	125
30	60	75	10	10	25	76.0	125	125
						77.0	125	175
						80.0	125	175
						84.0	125	150
						89.0	125	150
	75	100				91.0	125	200
						100.0	150	200

Capacidades interruptivas

3.5.1.4.6 OPCIONES DE MEDICION

3.5.1.5 FORMAS DE ALAMBRADO(abc).

TIPO A. No incluye tabillas terminales. Las combinaciones con arrancadores son alambradas en fábrica y colocadas en las estructuras de acuerdo con el arreglo más conveniente. Los dispositivos auxiliares pueden ser suministrados, pero ningún alambrado exterior a la unidad se suministra.

Todas las unidades con interruptor alimentador quedan dentro de esta clasificación.

TIPO B. Esencialmente es un duplicado del tipo A, excepto que todos los cables de control terminan en tabillas terminales localizadas cerca del fondo de cada tabilla removible.

TIPO C. Este tipo de alambrado utiliza las unidades alambradas como tipo B. Las conexiones de todo el alambrado de control y de fuerza, éste hasta el tamaño 3 unicamente, son llevadas desde las terminales de la unidad hasta las tabillas terminales localizadas en la parte de arriba o de debajo de cada compartimento vertical.

3.5.1.6 SEGÚN EL MEDIO AMBIENTE

Ver asignaciones en Tabla No. 8 y Tabla No. 9

NEMA 1 Para uso general

NEMA 2 A prueba de goteo

NEMA 12 Para uso industrial

Diseñada específicamente para uso industrial, a prueba de polvo, suciedad, aceite y lubricante enfriadores

NEMA 3R A prueba de lluvia

3.5.1.7 PROTECCIONES

3.5.1.7.1 SELECCION DE INTERRUPTOR PRINCIPAL

La protección de la línea de entrada deberá ser elegida de acuerdo con la corriente de corto circuito.

- Corriente de corto circuito de 15 000 A o menos. No se requiere protección alguna. Los interruptores de las unidades tienen la capacidad interruptiva adecuada.
- Corriente de corto circuito de 15 000 a 25 000 A. Se debe usar un interruptor principal de la capacidad adecuada.
- Corriente de corto circuito de 25 000 a 100 000 A. Se pueden usar interruptores principales de alta capacidad, fusibles limitadores o reactores.

3.5.1.7.2 FUSIBLES

Se podrán seleccionar de acuerdo al equipo que se desee proteger, motores o la línea de alimentación del propio CCM. Y de acuerdo a los valores de corriente obtenidos en el estudio de corto circuito.

3.5.1.8 CONTROL

Cada circuito de control por simple o complejo que sea, está compuesto por un cierto número de componentes básicos conectados entre sí para cumplir con un comportamiento determinado. El tamaño de estos componentes varía dependiendo del tamaño del motor que van a controlar. Aun cuando la variedad de componentes para los circuitos de control es amplia. Los principales elementos eléctricos de control son los siguientes:

- 1- Desconectores
- 2- Interruptores termomagnéticos
- 3- Desconectores (switches) tipo tambor
- 4- Estaciones de botones
- 5- Relevadores de control
- 6- Contactores magnéticos
- 7- Fusibles y Relevadores
- 8- Lámparas piloto
- 9- Switch de nivel, límite y otros tipos
- 10- Resistencias, reactores, autotransformadores, transformadores y capacitores.

Control de estado-sólido

Los controles de estado sólido son frecuentemente aplicados con sistemas variadores de velocidad, como son accionamiento de motobombas. Los sistemas de control de estado sólido consisten de secciones básicas: el sensor, el programador y las unidades de velocidad ajustable.

3.5.2 CRECIMIENTO

Se deben considerar de acuerdo a los estudios de carga los espacios necesarios (compartimentos o espacio físico) para posibles incrementos en el futuro.

Las secciones verticales de los CCM's, deben diseñarse de tal forma que puedan prolongarse más allá de sus extremos libres y sin transiciones, dificultades o gastos indebidos, con otras secciones del mismo voltaje y manufactura

3.5.3 CODIGOS Y NORMAS APLICABLES

Los equipos aquí cubiertos deberán estar diseñados, fabricados y probados, de acuerdo con las últimas ediciones y suplementos aplicables, de los códigos y normas editados por:

- American National Standard Institute (ANSI).
- Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica (CCONNIE).
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
- National Electrical Code (NEC).
- National Electricals Manufacturers Association (NEMA).
- Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas de la República Mexicana (ROIE).
- Norma Oficial Mexicana. Referencias:

Artículo 384

Alcance.

- (1) todos los tableros de distribución, gabinetes de control y tableros instalados para el control de circuitos de alumbrado y de energía, y
- (2) los tableros para carga de acumuladores, alimentados por circuitos de alumbrado o de energía.

384.13	Disposiciones generales. Identificación.
384.20.1	Puesta a tierra de gabinetes de control.
384.94.1	Criterios para instalación.

ARTICULO 430 MOTORES, CIRCUITOS DE MOTORES Y SUS CONTROLES.

Alcance.

Esté artículo se refiere a motores, circuitos derivados para motores, sus alimentadores y sus protecciones de sobre carga, circuitos de control, equipos de control y protección y centros de control de motores.

Se debe permitir que los medios de desconexión estén en la línea de alimentación para el equipo de conversión y tener un rango no menor de 115% de la corriente nominal de la unidad de conversión.

430.71	Circuitos de control de motores.
430.83	Rango de operación (watts, tensión, etc.).
430.87	Control par motor
430.94	Sección H. CCM's

3.5.4 MEMORIA DE CALCULO

Formulas para selección de fusibles:

Para motores en tensión media. Fusible "R" motores de 500 a 300 HP.

$$\frac{\text{corriente nominal}}{100} \times 7 = \text{corriente desección}$$

Para motores de 1/6 a 200 HP

A tensión plena 6 X I plena carga
Estrella delta 2.33 X I plena carga

3.5.5 ARREGLO DEL CCM

Se debe dimensionar el CCM de modo que su capacidad tanto en barras como física, cumpla con las expectativas del diseñador. Se puede determinar con las dimensiones de los modulos seleccionados si la capacidad del CCM es ó no adecuada para las propositos deseados.

3.5.6 ESPECIFICACIONES TIPICAS

Contienen los datos generales de las distintas cargas y datos de los equipos requeridos para control medición e instrumentación de acuerdo a catálogos para dimensionar el CCM

3.5.6.1 SIMPLIFICADA

Las especificaciones simplificadas contienen datos generales, se usan para los procesos de cálculo y selección de otros equipos. Además del etiquetado de los equipos de control y medición incorporados en el CCM de fabrica. Revisar Check-list de equipo en el apéndice.

3.5.6.2 DETALLADA

Las especificaciones detalladas reúnen todas las características de los equipos relacionados con el arreglo del CCM, son necesarias para caracterizar la disposición física de los equipos y para la correcta instalación de los mismos.

El centro de control de motores contendrá a detalle lo siguiente:

- a. Interruptor principal
 - Características; Tipo, No de polos, Amperes de marco y de disparo, voltaje, etc.
 - No de transformadores; medición y control.
 - Conmutadores
 - Amperímetros
 - Voltmetros
 - Etc.
- b. Registro del CCM

UNIDAD	HP	TAMAÑO NEMA	INTERRUPTOR	NOTAS
--------	----	-------------	-------------	-------

c. **TABLERO DE DISTRIBUCION**

- Dirección de alimentación (de donde se alimentan y a que servicio corresponden)
- Interruptor principal y derivados.
- Tipo, características NEMA, etc.

3.5.7 **REFERENCIAS A CATALOGOS**

Los equipos de control de motores, deberán estar debidamente identificados con: nombre del fabricante, tensión de operación, corriente de operación ó capacidad en watts, proporcionado los datos para todos aquellos motores en los que puedan utilizarse. Un equipo de control que incluya la protección de sobre corriente para un motor o grupo de motores, deberá tener la indicación completa de la protección de sobre carga del motor, la máxima corriente de corto circuito y la protección contra falla a tierra para tales aplicaciones.

Los controles combinados que usan interruptor de disparo instantáneo, deberán contener claramente las indicaciones correspondientes a la corriente de ajuste del elemento ajustable de disparo.

Tabla No. 8 Condiciones Ambientales

USO EXTERIOR							
Protección contra las siguientes condiciones ambientales	Tipo de gabinete**						
	3	3R	3S	4	4X	6	6P
Contacto casual con el gabinete	X	X	X	X	X	X	X
Lluvia, nieve, granizo		X	X	X	X	X	X
Granizo*			X				
Polvoso	X		X	X	X	X	X
Inundación por los drenajes				X	X	X	X
Agentes corrosivos					X		X
Inmersión temporal ocasional						X	X
Inmersión prolongada ocasional							X

* El mecanismo deberá de ser operable cuando este cubierto de hielo.

Tabla No. 9 Condiciones Ambientales (continuación)

USO INTERIOR										
Protección contra las siguientes condiciones ambientales	Tipo de gabinete**									
	1	2	4	4x	5	6	6P	12	12K	13
Contacto casual con el gabinete	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Caída de suciedad	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Caída de líquidos y goteo		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Poivo circulante, pelusa, fibras.			X	X		X	X	X	X	X
Poivo, pelusas y fibras acetadas			X	X	X	X	X	X	X	X
Drenes y agua que salpica			X	X		X	X			
Aceite y filtración de líquido refrigerante								X	X	X
Rociado aceite y refrigerante										X
Agentes corrosivos				X			X			
Inmersión temporal ocasional						X	X			
Inmersión prolongada ocasional							X			

** El tipo de cubierta debe ser registro en la cubierta del controlador del motor

Tabla No. 10 Distancias mínimas entre barras y partes metálicas (Tabla 430-97 de la NOM)

Polaridad opuesta cuando sea montada en la misma superficie	Polaridad opuesta cuando sea suspendido en el aire	Partes vivas a tierra
No mayor a 125 V	19 mm	12 mm
No mayor a 250 V	31 mm	12 mm
No mayor a 600 V	51 mm	25 mm

3.6 CENTROS DE CARGA

Los centros de carga de los sistema de distribución de potencia tienen dos características distintivas que los apartan de cualquier otro método para distribuir energía eléctrica a los puntos de uso dentro de la instalación ó planta.

1. La potencia es distribuida a voltajes primarios de 2.4 a 13.8 kV a unidades de subestaciones localizadas cerca de los centros de carga eléctrica. Aquí son reducidos los voltajes de utilización (600 V ó menos) y distribuida por alimentadores secundarios a los puntos de uso.
2. Donde la carga total de la planta no pueda ser cubierta por una subestación sencilla pequeña de 750 a 1500 kVA ó menos, 2 ó mas pequeños centros de carga de unidades de subestación son usados en vez de una sola subestación mayor en el punto se suministro

DISPOSITIVO DE DISTRIBUCIÓN BLINDADOS

Los dispositivos de distribución blindados se caracteriza por:

- a. El conmutador del circuito principal y el dispositivo de interrupción es del tipo de arreglo removible con mecanismo para moverlo físicamente entre las posiciones de conexión y desconexión y equipados con dispositivos de desconexión secundaria y primaria de auto-alineación y auto-acoplamiento.
- b. Las partes mayores del circuito primario, como el conmutador del circuito, ó dispositivos de interrupción, buses, transformadores de potencial y transformadores de control de potencia, están encerrados por barreras metálicas aterrizadas. específicamente incluido como una barrera interior en frente de ó como parte de el dispositivo de interrupción del circuito para asegurar que ningún componente del circuito energizado primario sea expuesto cuando la puerta de la unidad sea abierta.
- c. Todas las partes vivas están encerradas dentro de compartimentos metálicos aterrizados . Disparadores automáticos previenen la exposición de los elementos del circuito primario cuando el elemento removible esta en prueba, desconectado ó en la posición completa de retiro.
- d. Los conductores del bus primario y las conexiones están cubiertas con material aislante. Para configuraciones especiales, barreras aisladas entre las fases y entre fase y tierra deben ser especificadas
- e. Entrecierres mecánicos son provistos para asegurar una apropiada y segura secuencia de operación
- f. Instrumentos , medidores, relevadores, dispositivos de control secundario y su alambrado son aislados aterrizando las barreras metálicas de todos los elementos del circuito primario, con excepción de los tramos cortos de alambre asociados a las terminales de los transformadores de instrumentos.
- g. La puerta, a través de la cual el dispositivo de interrupción del circuito es insertado en la caja, puede servir como instrumento ó panel relevador y puede proveer además acceso a un compartimento secundario ó de control dentro de la caja.

Estructuras auxiliares pueden ser requeridas para el montaje asociado con equipo auxiliar como transformadores de potencial, transformadores de control de potencia, etc.

INTERRUPTORES DE POTENCIA DE LOS DISPOSITIVOS DE DISTRIBUCION EN BAJO VOLTAJE

El interruptor de potencia del dispositivo de distribución blindado de 1000V ó menos incluye el siguiente equipo según se requiera:

- a. Interruptor de potencia de 1000V ó menos (con ó sin fusible)
- b. Bus no aislado y conexiones (Están disponibles los buses aislados y sin aislar)
- c. Transformadores de instrumentos y control de potencia
- d. Instrumentos, medidores y relevadores
- e. Alambrado de control y dispositivos adicionales
- f. Terminación de la instalación del cable y electroducto
- g. Disparadores para cubrir automáticamente contactos del lado de la línea cuando el interruptor es retirado

Los interruptores de potencia de 1000V ó menos están contenidos en un compartimento individual de metal aterrizado y controlado ya sea remotamente ó por el frente de los paneles. Los interruptores son usualmente del tipo removible, pero pueden ser estacionarios (fijos ó de conexión). Cuando se usan los de tipo removible se deben de proveer entrecierres mecánicos para asegurar una apropiada y segura secuencia de operación.

INTERRUPTOR DEL DISPOSITIVO DE DISTRIBUCIÓN

Incluye el siguiente equipo como se requiera

- a. Conmutador interruptor ó un interruptor de circuito
- b. Fusibles de potencia (si se requiere)
- c. Bus no aislado y conexiones
- d. Instrumentos y transformadores de control de potencia
- e. Alambrado de control y dispositivos adicionales

Los conmutadores de interrupción y los fusibles de potencia pueden ser del tipo estacionario ó removible. Cuando se usan los de tipo removible se deben de proveer entrecierres mecánicos para asegura una apropiada y segura secuencia de operación.

BUS BLINDADO

El bus blindado es un ensamble de buses eléctricos rígidos con las conexiones y juntas asociadas y soportes aislados, todos alojados dentro de un encierro metálico aterrizado. Se reconocen tres tipos de construcción de buses blindados: fase no separada, fase separada y el de fase aislada. El tipo que más prevalece en los sistemas de potencia industriales es el de fase no separada, el cual se define como uno en el cual todos los conductores de fase están en un encierro metálico común sin barreras entre las fases. Cuando se usan buses blindados arriba de 1000V con dispositivos de distribución blindados, los conductores del bus y las conexiones están cubiertas con un material aislante. Cuando los buses blindados están asociados interruptores de potencia blindados del dispositivo de distribución de 1000V ó menos ó el interruptor blindado del dispositivo de distribución, los conductores del bus primario y las conexiones son generalmente aisladas.

3.6.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

UNIDADES DE SUBESTACION DE CENTROS DE CARGA

El tamaño en kVA de la unidad de subestación del centro de carga es una cuestión de economía en las plantas, donde varias subestaciones pequeñas son usadas, el deseo es seleccionar la capacidad en kVA de la subestación que afectara menos el costo total del sistema.

Hay tres componentes mayores en el sistema que afectan el costo total del sistema, el cable primario, la unidad de subestación y el cable secundario, estos factores trabajan contrarios el uno al otro; de modo que el sistema mas económico afectado por los kVA de la subestación puede ser obtenido considerando los tres elementos en uno solo.

Conforme se incrementa el numero de subestaciones en una área dada, la longitud del cable del alimentador primario requerido para alimentar estas subestaciones se incrementa. Contrariamente, como el numero de unidades de subestación (Centro de carga) en un área se incrementa, la cantidad de cable del alimentador secundario requerido decrece. El costo por kVA en la subestación de la unidad de centro de carga varia dependiendo del tamaño de la subestación.

Si estos factores se combinan en su apropiada proporción para una planta industrial típica, los resultado se muestran en la *Figura No. 3.6.2 [Apéndice 10]*. Esta curva muestra el costo mínimo definitivo del sistema como función del tamaño de la subestación para 208Y/120V, 240V, 480V y 600V. Para 208Y/120 V los tamaños mas económicos están en el rango de 300 y 500 kVA. Para sistemas de 480V el rango más económico es 500 a 1500 kVA, con el fondo de la curva estando a 750 kVA.

Hay otros factores que tienen una influencia en la capacidad de la subestación. En un alto voltaje primario, la capacidad en kVA de la subestación deben de estar de modo que los kVA por alimentador primario puedan ser manejados sin complicaciones en el centro de carga por problemas de protección por sobrecorriente. Cuando el voltaje primario es 13.8 kV es deseable tener una carga de 4000 a 7500 kVA por alimentador primario. Con cargas de alimentadores primarios de estas magnitudes usando unidades de 500 kVA, la protección primaria individual por sobrecorriente será recuierda para cada subestación. Si se seleccionan unidades d 750 a 1000 ó 1500 kVA, entonces las cargas del alimentador primario del orden de las antes mencionadas se pueden obtener sin protección primaria por sobrecorriente. Sin embargo se espera que cuando los voltajes primarios son del orden 13.8 kV los tamaños de las subestaciones sean del orden de 750 a 1500 kVA. Con voltajes primarios menores del orden de 2.4 a 4.16 kV , la carga del alimentador primario mas económica será del orden de 1000 a 3000 kVA por alimentador. .

CAPACIDADES DE LOS DISPOSITIVOS DE DISTRIBUCIÓN

La capacidad de los montajes de los dispositivos de distribución y buses blindados son designaciones de los limites de operación de un equipo en particular bajo condiciones específicas de temperatura ambiente,, altitud, frecuencia, ciclo de trabajo , etc. La *Tabla No. 11* lista las capacidades de voltaje y niveles de aislamiento para los montajes de los dispositivos de distribución. Las capacidades de los buses blindados son idénticos a los listados en la *Tabla No. 11*. las capacidades de voltaje y los niveles de aislamiento para los montajes de los dispositivos de distribución pueden ser encontrados haciendo referencia a IEEE std C37.20.1-1987, IEEE Std C37.20.2-1987 y IEEE Std C37.20.3-1987. Las definiciones de las capacidades listadas en la *Tabla No. 11* pueden ser encontradas en IEEE Std C37.100-1992. Las capacidades de duración y niveles de corto circuito soportados de los montajes del dispositivo de distribución y del bus blindado deben ser completamente coordinados con las características de operación del sistema de potencia del lado del interruptor de línea.

Las capacidades continuas de corriente del bus principal del dispositivo de distribución no debe ser menor que la capacidad más alta del dispositivo de protección por sobrecorriente ó que la corriente a la que va a ser sujeto. Esta capacidad continua de corriente del montaje del dispositivo de distribución es la máxima corriente rms en amperes a la frecuencia nominal, que puede ser llevada continuamente por los componentes del circuito primario sin causar altas temperaturas fuera de los limites especificados en IEEE Std 37.20.1-1987. Las capacidades estándar del bus principal en dispositivos de distribución de bajo voltaje son: 600A, 800A, 1200A, 1600A, 2000A, 3000A, 3200 A, ó 4000A y dispositivos de distribución en bajo voltaje de DC son 1600A, 2000A, 2500A, 4000A, 5000A, 6000A, 8000A, 10000A y 12000A (IEE Std C37.20.1-1987)

La capacidad de corriente de la sección del bus vertical debe ser igual al tamaño del marco del interruptor de potencia en bajo voltaje utilizado excepto cualquier modificación requerida para acumulación de carga ó interruptores múltiples (IEEE Std C37.20.1-1987)

Las capacidades de corto circuito instantáneo e interruptivo del montaje del dispositivo de distribución de potencia deberá corresponder a la capacidad equivalente de los dispositivos de interrupción ó conmutación usados.

Los limites de temperatura para los montajes del dispositivo de distribución de potencia ó buses blindados (donde aplique) es la temperatura máxima permitida por.

- a. Cualquier componente como aislamientos, buses, transformadores de instrumentos ó dispositivos de interrupción ó conmutación
- b. Aire en compartimentos de cables terminales
- c. Cualquier parte estructura que no conduzca corriente
- d. Para el aire adyacente a los dispositivos
- e. la temperatura de operación de los cables conectados.

La información considera los límites de temperatura de los materiales aislantes (puntos más calientes), buses y conexiones (puntos más calientes) y limitaciones de temperatura para el aire circulante en los dispositivos dentro de los montajes encerrados y circundante en los cables de potencia aislados pueden ser obtenidos de IEEE Std C37.20.1-1987.

Tabla No. 11 Voltajes nominales y niveles de aislamiento para montajes de Dispositivos de distribución

Capacidades de Voltaje (rms)		Niveles de aislamiento (kV)		
Capacidades nominales de voltaje	Capacidades máximas de voltaje	Power frequency withstand (rms)	DC No disruptivo*	Impulso no disruptivo
Interruptor de potencia blindado en bajo voltaje del dispositivo de distribución [V]				
240	254	2.2	3.1	--
480	508	2.2	3.1	--
600	635	2.2	3.1	--
Dispositivo de distribución blindado [kV]				
4.16	4.76	19	27	60
7.2	8.25	36	50	95
13.8	15.0	36	50	95
34.5	38.0	80	**	150
Interruptor blindado del dispositivo de distribución [kV]				
4.16	4.76	19	27	60
7.2	8.25	26	37	75
13.8	15.0	36	50	95
14.4	15.5	50	70	110
23.0	25.8	60	**	125
34.5	38.0	80	**	150
Dispositivo de distribución cubico tipo estación [kV]				
14.4	15.5	50	**	110
34.5	38.0	80	**	150
69.0	72.5	160	**	350

Table No. 10-5 IEEE Std 141-1983

- * La columna con el encabezado DC no disruptivo esta dada como referencia solamente para aquellos usos de pruebas de DC para verificar la integridad las instalaciones de cables conectados sin desconectar los cables del dispositivo de distribución. Esta representa valores que se cree corresponden a los valores de prueba frecuencia no disruptiva de frecuencia para cada capacidad de voltaje del dispositivo de distribución. La presencia de esta columna de ningún modo implica algún requerimiento para pruebas no disruptivas de DC en equipo de AC ó que la prueba no disruptiva de DC represente una alternativa aceptable a las pruebas no disruptivas de baja frecuencia especificadas en este estándar, ya sean las pruebas de diseño, producción, conformidad ó de campo. Cuando se hacen pruebas de DC, el voltaje debe ser incrementado al valor de prueba en pasos discretos y sostenidos por periodos de 1 minuto.
- ** Debido a la distribución variada de voltaje que se encuentra cuando se hacen pruebas no disruptivas de DC, el fabricante debe ser contactado para las recomendaciones antes de aplicar estas pruebas al dispositivo de distribución. Transformadores de voltaje arriba de 34.5 kV deben ser desconectados cuando se hagan pruebas con DC

3.6.1.1 CUADROS DE CARGA

Circuito No.	Calibre de Tierra	Calibre Neutro	Calibre Fase	Carga A [W]	Carga B [W]	Carga C [W]	Elemento 1	Elemento 2	Elemento n	Interrupcion [A]			Interrupcion [A]	Elemento 1	Elemento 2	Elemento n	Carga A [W]	Carga B [W]	Carga C [W]	Calibre Fase	Calibre Neutro	Calibre de Tierra	Circuito No		
1																								2	
3																									4
5																									6
7																									8
...																									...

$\Sigma W_A \quad \Sigma W_B \quad \Sigma W_C$
 $\Sigma W_A \quad \Sigma W_B \quad \Sigma W_C$

$$\text{Desbalance \%} = \frac{W_{MAX} - W_{MIN}}{W_{MAX} + W_{MIN}} \times 100$$

W_{MAX} = Potencia máxima de las tres fases

W_{MIN} = Potencia mínima de las tres fases

Con los datos de voltaje y de potencia se determinan los datos para el tablero

No. de fases

Voltaje nominal

No. de hilos

Capacidad Nominal [A]

Tipo

No. de polos

Etc.

Ver Especificaciones típicas

3.6.2 CRECIMIENTO

Los centros de carga pueden crecer casi indefinidamente desde una unidad de subestación centro de carga hasta 100 ó mas. Con referencia a la

Figura No. 42 se puede apreciar que simplemente extendiendo el alimentador primario y añadiendo más subestaciones de centros de carga este sistema se puede expandir para alimentar unidades de carga adicional. Hay por supuesto un numero ilimitado de subestaciones que pueden ser puestas en un alimentador. Cuando un alimentador primario no es suficiente, se añade un segundo alimentador primario y el proceso continúa.

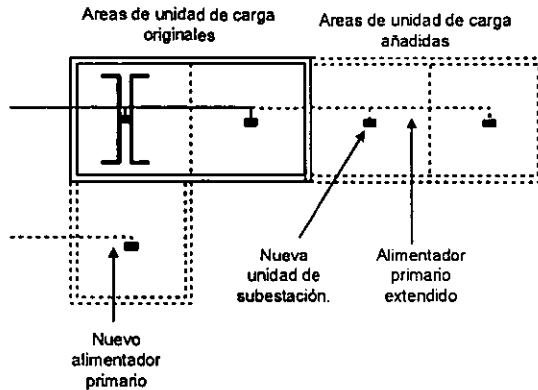


Figura No. 42

Con este bloque de construcción ó modular, aproxima todo lo que se hace cuando se expande el sistema. La última expansión es limitada solamente por el número de bloques de construcción que se puedan añadir al área dada

3.6.3 ESPECIFICACIONES TÍPICAS

TABLERO DE DISTRIBUCION I-LINE Clase 2110 SQUARE D

Cada tamaño de tablero de distribución esta basado en el tamaño del marco de los interruptores derivados que puedan instalarse

Tamaño 1

Zapatas Principales: 400A
Interruptor principal: 100A, 225A, 400A
Interruptores derivados: FA, FH
Capacidad de barras: 400A

Tamaño 2

Zapatas Principales: 400A, 600A
Interruptor principal: 225A, 400A
Interruptores derivados: FA, FH, KA, KH
Capacidad de barras: 600A

Tamaño 3

Zapatas Principales: 800A, 1000A
Interrupor principal: 600A, 800A, 1000A
Interruptores derivados: FA, FH, KA, KH, LA, LH
Capacidad de barras: 1000A

Tamaño 4

4A

Zapatas Principales: 1000A
Interrupor principal: 1000A, marco MA
Interruptores derivados: FA, FH, KA, KH, LA, LH

4B

Zapatas Principales: 1200A
Interrupor principal: 1200A, marco PA
Interruptores derivados: FA, FH, KA, KH, LA, LH, MA, MH

4C

Interrupor principal: 1600A, marco PA
Interruptores derivados: FA, FH, KA, KH, LA, LH, MA, MH

4D

Interrupor principal: 2000A, marco PA
Interruptores derivados: FA, FH, KA, KH, LA, LH, MA, MH

Medición

Equipos de medición disponibles en tamaños 2,3 y 4

Tensión nominal

600 V máx. CA 3 fases 4 hilos
250V máx CD 2 hilos

Tableros de fuerza

Tableros de distribución auto soportados. Fabricación en gabinetes de uso general, servicio intertemperie ó a prueba de polvo, en lámina de calibre estándar ó especial.

Capacidad Interruptiva

La capacidad interruptiva de cualquier tablero de distribución es igual a la menor capacidad interruptiva, en la tensión nominal, de cualquier interruptor, principal ó derivado. Para capacidades interruptivas ver puntos 3.8 y 3.9. la capacidad de corto circuito está limitada a un máximo de :

65000 A RMC simétricos a 240 V CA
35000 A RMC simétricos a 480V CA

Neutro

Todos los tableros de distribución están equipados con un ensamble de neutro sólido, con conexiones múltiple y removible.

Barra de tierra

Cada tablero lleva adaptado un ensamble de barras de tierra

Grado de protección

La construcción del gabinete proporciona protección tipo 1 según norma.

Cerradura de puertas

Todos los tableros se surten con cerraduras con llave individual. En pedidos especiales se pueden surtir sin cerraduras

Interruptores derivados enchufables en caja moldeada

Interruptores derivados en caja moldeada desde 15A hasta 1000A. Incluyendo soportes de montaje; los conectores del lado de la línea son de tipo mordaza. Versión estándar ó de alta capacidad interruptiva.

Accesorios

Placas de extensión, espaciadores aislantes y cajas de extensión con espacio para cableado adicional.

3.6.4 MEMORIA DE CÁLCULO

GUIA DE APLICACIÓN PARA DISPOSITIVOS DE DISTRIBUCIÓN

Después de determinar los requerimientos del sistema para la continuidad de servicio, confiabilidad y seguridad se debe establecer la capacidad del sistema y el factor para el crecimiento futuro de la carga.

Con estos datos se puede establecer la característica de falla máxima y seleccionar el tipo de dispositivo de potencia para los sistemas de distribución primario y secundario. Para el sistema primario la selección entre el interruptor y la combinación switch-fusible. Para el secundario, la elección es entre la combinación del interruptor de potencia con ó sin fusible y la combinación switch-fusible.

Los siguientes pasos se aplican en la selección del equipo del dispositivo de distribución:

- a. Desarrollo de un diagrama unifilar
- b. Determinación de la capacidad de corto circuito
- c. Determinación de la capacidad del dispositivo de distribución de potencia
- d. Selección de la capacidad del bus principal
- e. Selección de los transformadores de corriente
- f. Selección de los transformadores de voltaje
- g. Selección de medición, relevadores y control de potencia
- h. Determinar el cierre, disparo y otros requerimientos de control de potencia
- i. Considerar las aplicaciones especiales.

Los dispositivos de distribución con encierre metálico están disponibles para aplicaciones de voltajes hasta 34.5 kV. Los blindados están disponibles para aplicaciones de voltajes de 2.4 kV hasta 34.5 kV, sin embargo es poco usual su aplicación arriba de 15 kV por razones económicas. Los dispositivos de distribución aislados en gas están disponibles para alto voltaje.

3.6.5 NORMAS APLICABLES

Artículo 384 NOM-001-SEMP-1994 - Tableros de distribución y gabinetes de control.

384-1 Alcance. Este artículo cubre (1) todos los tableros de distribución, gabinetes de control y tableros instalados para el control de circuitos de alumbrado y de energía, y (2) los tableros para carga de acumuladores, alimentados por circuitos de alumbrado o de energía.

Excepción: Los tableros de distribución o partes de ellos, usados exclusivamente para controlar circuitos de señalización alimentados por acumuladores.

3.6.6 REFERENCIAS A CATÁLOGOS

Tableros de distribución I-LINE

Sistema de numeración en catálogo

	LA	400	M	12	2	M
Arreglo de entrada FA, KA, LA, MA, PA interruptor principal; ML – Zapatas principales	■					
Capacidad de corriente		■				
Con interruptor termomagnético principal			■			
Cantidad máxima de interruptores derivados				■		
Tamaño del tablero de distribución					■	
Medición						■

Centros de carga Tipo QO Clase 1130

Dispositivos de distribución, protección e interrupción de circuitos eléctricos, recomendado para entradas de alimentación en industrias.

Interruptores derivados tipo QO.- Un polo de 15 a 50 A, 2 y 3 polos 15 a 100A

Uso.- Exclusivo para corriente alterna. 10000A de capacidad interruptiva.

Sistemas 1 fase – 2 hilos 120 VCA 3 fases – 3 hilos 240 VCA
 1 fase – 3 hilos 120/240VCA 3 fases – 4 hilos 120/240 VCA

No. total de polos	Capacidad Máxima de zapatas ó interruptor gral. en [A]	Frente	Tipo de tablero con frente F ó S	Dimensiones de la caja [mm]			Peso Aproximado en kg
				AL	AN	F	
No. de Fases – No de hilos – Zapatas principales únicamente ó interruptor principal							
Desde 1 hasta 30 polos	Desde 15 hasta 200A	Con /Sin puerta					

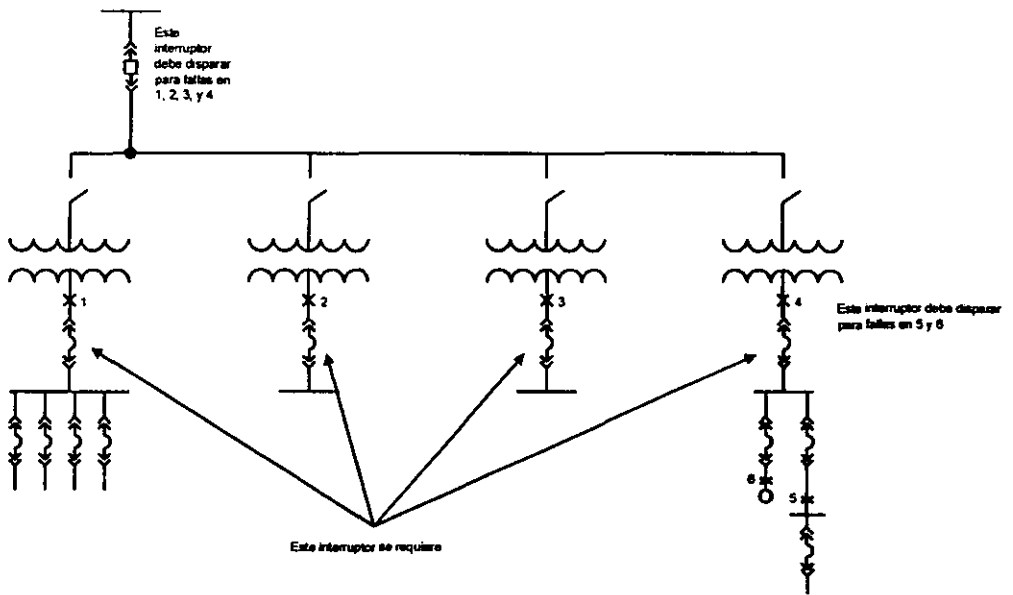


Figura No. 43 Diagrama unifilar de un sistema de centro de carga mostrando la protección por sobrecorriente requerida donde la protección por sobrecorriente individual es omitida en el primario de los transformadores de la subestación de centro de carga.

Si todos los transformadores tiene la misma capacidad de kVA, entonces de 4 a 6 transformadores pueden ser conectados al mismo alimentador primario sin protección individual contra sobrecorriente. Cuando 6 ó mas transformadores están conectados al alimentador primario debe haber una substancial diversidad en la carga en varias subestaciones, de otra manera el interruptor del alimentador primario disparara en sobrecargas normales. En los sistemas promedio hasta 4 unidades de subestación de igual capacidad pueden ser conectadas a un alimentador primario con una adecuada protección de corto circuito. Si los kVA de una de las subestaciones es menor de 1 a 4 hasta 1 a 6 la carga total del alimentador, entonces un interruptor ó un conmutador interruptor y una combinación de fusible debe ser usado en esta pequeña unidad para proveer protección contra corto circuito en dicha unidad.

El switch interruptor simple sin la complicación y el gasto y la coordinación de problemas de los fusibles es adecuado para las otras unidades en el mismo alimentador, proporcionando el ajuste del interruptor del alimentador primario no es mas de 6 veces la capacidad de kVA del transformador más pequeño sin protección.

3.7 COMPENSADORES (CAPACITORES / REACTORES)

3.7.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

- Reostatos. Los reóstatos de arranque deberán cumplir con lo siguiente:
 - (1) Los reóstatos de arranque de motores se diseñarán de manera que el brazo de contacto no pueda quedar sobre segmentos intermedios. El contacto sobre el cual queda el brazo en la posición de arranque no tendrá conexión eléctrica con la resistencia.
 - (2) Los reóstatos de arranque de los motores de corriente continua que funcionan con suministro de tensión constante, deben equiparse con dispositivos automáticos que interrumpan el suministro, antes de que la velocidad del motor haya disminuido a menos de la tercera parte de su valor nominal.
 - (a) Medios para reducir el voltaje residual. Se proveerá un medio para disminuir el voltaje residual de un condensador hasta 50 V o menos dentro de los 5 minutos posteriores a que el condensador se haya desconectado de la fuente de alimentación.
 - (b) Conexión a terminales. Un circuito de descarga debe estar, bien sea permanentemente conectado a las terminales del condensador, o provisto de un medio automático para conectarlo a las terminales del banco de capacitores después de que se ha interrumpido el suministro de energía. Los devanados de motores, transformadores o de otros equipos conectados directamente a los condensadores sin un dispositivo contra sobrecorriente intercalado, deben cumplir con los requisitos del inciso (a) anterior.
- Equipo auxiliar integrado a los luminarios.-
 - (a) Gabinetes metálicos.- El equipo auxiliar, incluyendo reactores, capacitores, resistencias y equipos similares, cuando no estén instalados formando parte del luminario o equipo de alumbrado, deben estar contenidos dentro de gabinetes metálicos que sean accesibles e instalados de forma permanente.
- Conductores.
 - (a) Capacidad de conducción de corriente. La capacidad de corriente de los conductores del circuito de los condensadores no será menor del 135% de la corriente nominal del condensador. La capacidad de corriente de los conductores que conectan un condensador a las terminales de un motor o a los conductores de circuito del motor, no será menor que 1/3 de la capacidad de corriente de los conductores del circuito del motor y nunca menor que el 135% de la corriente nominal del condensador.

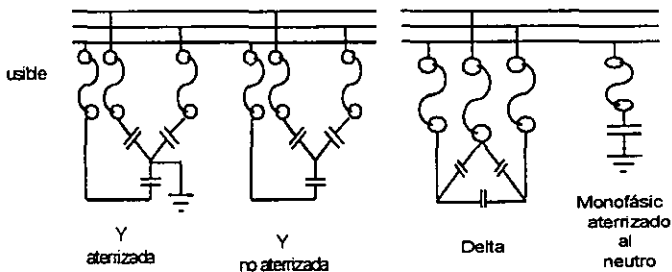


Figura No. 44 Métodos comunes para la conexión de capacitores para corregir el factor de potencia

3.7.2 MEMORIA DE CÁLCULO

El factor del capacitor será omitido al determinar la capacidad de los conductores en el circuito del motor de acuerdo con la sección 430-32 de la NOM-001-SEMP-1994.

Los capacitores están diseñados para funcionar en sistemas de 60 Hz a un voltaje específico que debe estar anotado en la placa de datos, sin embargo están contruidos para trabajar a sobrevoltajes de 10 % sin sufrir daño. La salida de kVAR del capacitor aumenta en razón directa del cuadrado del voltaje aplicado

$$k \text{ var}_{E_2} = k \text{ var}_{E_1} \frac{(E_2)^2}{(E_1)^2}$$

$k \text{ var}_{E_1}$ kVAR del sistema
 $k \text{ var}_{E_2}$ kVAR de salida
 E_1, E_2 Voltajes

En la Tabla No. 2.3.4.1.1 del apéndice 6 se muestran los porcentajes de regulación para corregir el factor de potencia. En este apéndice se dan las instrucciones para usar la tabla.

3.7.3 NORMAS APLICABLES

ARTICULO 460. CAPACITORES

Este Artículo se aplica a las instalaciones de capacitores en circuitos eléctricos. Los condensadores o capacitores de amortiguamiento que sean partes componentes de otros aparatos no requieren cumplir con estos requisitos.

Este artículo cubre también la instalación de capacitores en lugares clasificados como peligrosos, según lo indicado en los Artículos 501 a 503.

- 460-8. Conductores.
- 460-9. Capacidad nominal o ajuste del dispositivo de protección contra sobrecarga del motor
- 460.28. Medios de descarga

ARTICULO 470. RESISTENCIAS Y REACTORES

Este artículo cubre la instalación de resistencias individuales y reactores en circuitos eléctricos.

Para reóstatos ver la sección 430-82.

A. 600 V nominales y menores.

- 470-19. Puesta a Tierra
- 470-20. Reactores en Aceite

Otros artículos importantes

- 410-77. Equipo auxiliar integrado a los luminarios
- 430.82. Diseño de control
- 455-23. Capacitores 455-23. Capacitores. Los capacitores que no son parte integral del sistema convertidor de fases tipo rotatorio sino parte de la carga de motores, deben conectarse en el lado de línea del dispositivo de protección de sobrecarga del motor respectivo.

3.7.4 PROTECCIONES

RESISTORES DE DESCARGA

Cuando se suprime el voltaje de la línea de un capacitor de potencia, existe el peligro de que, aún en días subsecuentes, bajo ciertas condiciones, retenga la unidad una carga extremadamente grande. Esta característica de retención de carga, demuestra la alta eficiencia y baja pérdida de operación de un capacitor. Para eliminar este riesgo, todos los capacitores de potencia deben contener resistores internos de descarga. Este conjunto de resistores reduce el voltaje de la línea a 50 V dentro de los 5 minutos siguientes a la desenergización para un capacitor de capacidad mayor de 1200 V de CA, y dentro de 1 minuto para capacitores especificados para menos de 1200 V de CA.

Protección contra sobrecorriente.

- (1) En cada conductor vivo se colocará un dispositivo de protección contra sobrecorriente para cada banco de condensadores.
- (2) Un condensador conectado en el lado de la carga de un dispositivo contra sobrecarga de un motor no requerirá otro dispositivo contra sobrecarga.
- (3) La capacidad o ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente será tan baja como sea factible.

Medios de desconexión.

- (a) Cada conductor vivo estará provisto de un medio de desconexión para cada banco de condensadores.
Excepción. Cuando un condensador está conectado del lado de la carga de un dispositivo de protección contra sobrecarga del motor.
- (b) El medio de desconexión abrirá simultáneamente todos los conductores vivos.
- (c) El medio de desconexión permitirá desconectar el condensador de la línea como una maniobra normal.
- (d) La capacidad de corriente del medio de desconexión no será menor del 135% de la corriente nominal del condensador.

Capacidad nominal o ajuste del dispositivo de protección contra sobrecarga del motor. Cuando la instalación de un motor incluye un condensador conectado en el lado de la carga. (Del dispositivo de protección del motor) la capacidad nominal o de ajuste del dispositivo del motor estará basada en el nuevo factor de potencia mejorado del circuito.

- El eslabón fusible debe ser capaz de conducir en forma continua 135 % de la corriente nominal del capacitor como mínimo. Pueden requerirse valores mayores cuando se tienen corrientes de armónicas altas
- El corte por fusible debe tener suficiente capacidad interruptiva para manejar sin problemas la corriente de falla disponible, normalizar el voltaje y la energía disponible antes de que se perfora el tanque del capacitor. En la *Figura No. 46* se establecen las curvas de ruptura del tanque del capacitor, además de las zonas de funcionamiento. En la *Tabla No. 14* se dan para cada zona los valores de fusibles.
- El fusible debe soportar sin sufrir daño la corriente transitoria normal durante el energizado o desenergizado del banco. De modo semejante, debe soportar la corriente de descarga de la unidad capacitadora durante un corto que ocurra de terminal a terminal.
- Para los bancos conectados en Y no aterrizada, la máxima corriente de falla está limitada, por lo general, a tres veces la corriente nominal de la línea. El eslabón fusible debe normalizar dentro de 5 minutos 95% de la corriente de falla disponible.

- Para protección efectiva de los capacitores, la corriente de falla máxima en rms asimétricos no debe exceder el valor de la corriente en el punto de encuentro de la curva característica (TCC) tanque-tiempo máximo de normalización-corriente del fusible (Figura No. 46).

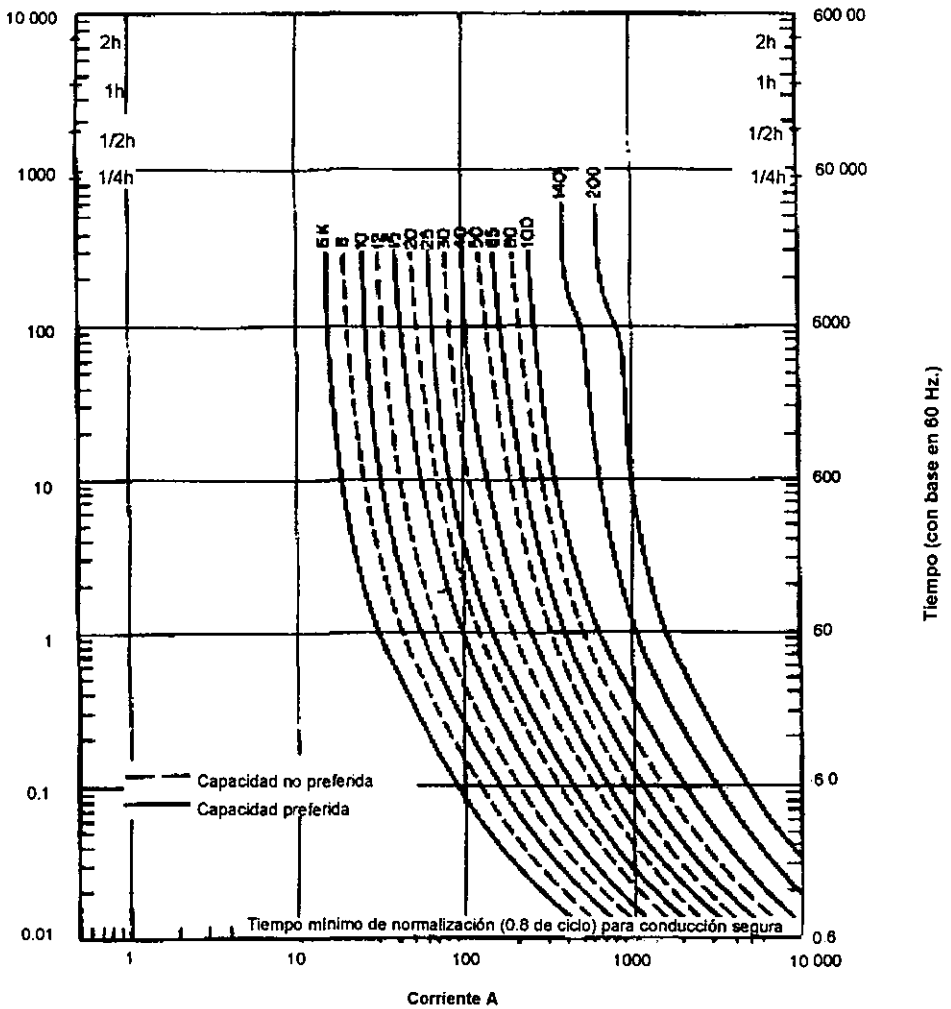


Figura No. 45 Curvas de corriente tiempo de normalización

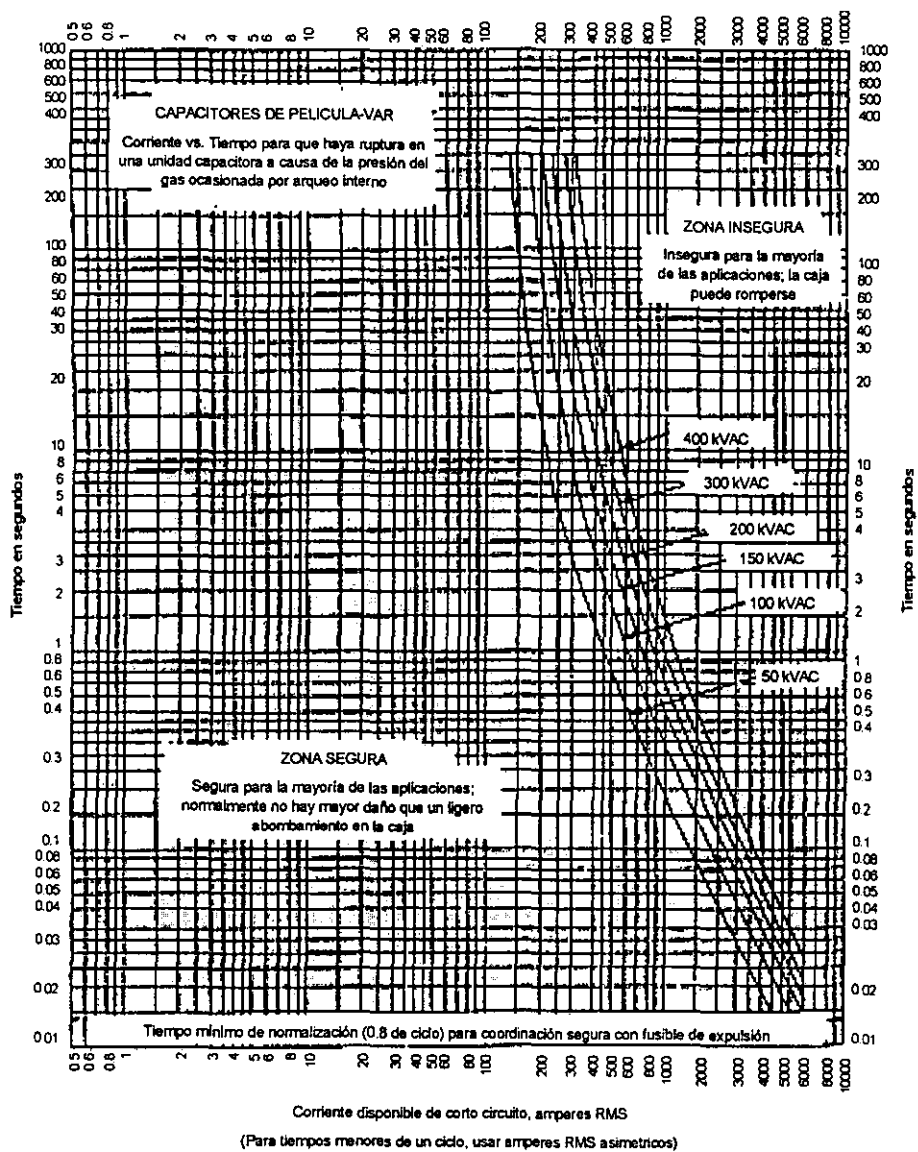


Figura No. 46 Curvas de ruptura del tanque para capacitores de alto voltaje

- La curva TCC de máxima normalización del eslabón fusible debe estar coordinada con la curva TCC de ruptura del tanque del capacitor. (Figura No. 46)

- Existen Capacitores para sistemas primarios en unidades monofásicas de 50 a 300 kVAR, adecuados para montarse en postes, en bancos de 3 a 12 unidades. Los capacitores se deben conectar al sistema a través de fusibles de modo que la falla de un capacitor no comprometa la confiabilidad del sistema ni de por resultado una ruptura violenta de la caja. Con el fin de que se dé una protección adecuada en la *Tabla No. 12* y *Tabla No. 13* se listan las capacidades nominales Para fusibles instalados en capacitores.

Tabla No. 12 Fusión recomendada en grupo, elementos con capacidad nominal K o T (bancos en estrella flotante)

Volts	Kilovar Trifásicos										
	150	300	450	600	900	1200	1350	1800	2400	2700	3600
2400	40K	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
4160	25	40	65	80K	---	---	---	---	---	---	---
4800	20	40	50	---	---	---	---	---	---	---	---
7200	12	25	40	50K	80	---	---	---	---	---	---
8320	12	25	30	40	65	80K	---	---	---	---	---
12 470	8	15	25	30	50	65	65	80K	---	---	---
13 200	8	15	20	25	40	50	65	80K	100K	---	---
13 800	6	12	20	25	40	50	65	80	100K	---	---
14 400	6	12	20	25	40	50K	65	80	---	---	---
20 800	---	8	12	20	25	40	40	50	65	80	100K
21 600	---	8	12	15	25	30	40	50	65	80	---
23 000	---	8	12	15	25	30	40	50	65	80T	---
23 900	---	8	12	15	25	30	30	50	65	65	80K
24 900	---	8	12	15	25	30	30	50	65	65	80K
34 500	---	---	8	10	15	20	25	30	40	50	65

NOTAS

La fusión se realiza en zona segura, a menos que se indique lo contrario.

El tamaño máximo para unidades de:

50 kVAR es de 600 kVAR.

100 kVAR es de 1200 kVAR.

150 kVAR es de 1800 kVAR.

200 kVAR es de 2400 kVAR.

Tabla No. 13 Fusión recomendada en grupo, elementos con capacidad nominal K o T (bancos conectados en estrella con neutro a tierra y en delta)

Volts	Kilovar Trifásicos										
	150	300	450	600	900	1200	1350	1800	2400	2700	3600
2400	40	80	---	---	---	---	---	---	---	---	---
4160	25	50	80	100	---	---	---	---	---	---	---
4800	20	40	65	80	140	---	---	---	---	---	---
7200	15	30	40	65	80	---	---	---	---	---	---
8320	12	25	40	50	80	100	---	---	---	---	---
12 470	8	15	25	40	50	65	80	100	140	---	---
13 200	8	15	25	30	50	65	80	100	140	---	---
13 800	8	15	25	30	50	65	65	100	140	140	---
14 400	8	15	20	30	40	65	65	80	140	140	---
20 800	6	10	15	20	30	40	50	65	80	100	140
21 600	6	10	15	20	30	30	40	65	80	80	140
23 000	6	10	15	20	25	30	40	50	80	80	100
23 900	6	8	12	20	25	30	40	50	80	80	100
24 900	6	8	12	15	25	30	40	50	65	80	100
34 500	6	6	8	10	20	20	25	40	50	50	80

NOTAS

- Tamaño máximo del elemento fusible para cada unidad:

50kVAR	65K, 30T
100kVAR	80K, 50T
150kVAR	100K, 50T
200kVAR	100K, 65T
300 kVAR y más	140K, 80T

- La razón de la capacidad nominal de corriente continua del fusible a la corriente nominal del capacitor es mínima de 1.65.

Tabla No. 14 Tabla de coordinación

Bancos conectados en estrella con neutro a tierra y en delta (Corriente máxima de falla para la zona indicada)										
Elemento fusible	Unidad de 50 kVAR		Unidad de 100 kVAR		Unidad de 150 kVAR		Unidad de 200 kVAR		Unidad de 300 y 400 kVAR	
	Zona segura	Zona 1	Zona segura	Zona 1	Zona segura	Zona 1	Zona segura	Zona 1	Zona segura	Zona 1
30 k y menos	2900	3900	4000	5300	4600	6300	5400	7000	5800	7000
40K	2700	3900	4000	5300	4600	6300	5400	7000	5800	7000
50K	2000	3700	3900	5300	4600	6300	5400	7000	5800	7000
65K	---	2400	2800	5300	4000	6300	5400	7000	5800	7000
80K	---	---	700	3500	2200	5500	4100	7000	5000	7000
100 K	---	---	---	---	---	2800	1700	6300	2800	7000
140 K	---	---	---	---	---	---	---	1800	---	3500
2 T y menos	2900	3900	4000	5300	4600	6300	5400	7000	5800	7000
25 T	2200	3900	4000	5300	4600	6300	5400	7000	5800	7000
30 T	800	2800	3200	5300	4200	6300	5400	7000	5800	7000
40 T	220	1000	1700	4300	3000	6300	4500	7000	5600	7000
50 T	---	200	400	2500	1100	4000	2800	7000	4200	7000
65 T	---	---	---	500	---	2100	1600	5500	2500	6800
80 T	---	---	---	---	---	---	---	3500	1000	5000
100 T	---	---	---	---	---	---	---	---	---	2200

Zona segura: Probabilidad de ruptura menor del 10%. Zona 1: Probabilidad de ruptura del 10 al 50%

Corrientes de carga de alta frecuencia.

Cuando se contempla la instalación de un grupo o banco por medio de interruptor, debe evaluarse la cercanía de otros equipos capacitores. Las corrientes de carga de alta frecuencia pueden dar lugar a fusibles quemados. En ocasiones, se requiere usar reactores en serie e interruptores especiales para reducir estas corrientes a niveles seguros. La instalación correcta de los apartarrayos asegura la protección del equipo capacitor contra fluctuaciones causadas por rayos.

3.7.5 UBICACIÓN DE COMPENSADORES

Estos se conectan generalmente en derivación, transversalmente a las líneas de fuerza y funcionan con energía continua o en conexión y desconexión durante los ciclos de carga. Hay dos tipos de capacitores: los secundarios (bajo voltaje) y los primarios (alto voltaje). De los dos tipos, el capacitor primario es el más común.

Los capacitores secundarios o de bajo voltaje, se fabrican por lo general en capacidades de voltaje de 240 a 600 V para un intervalo de 2.5 a 100 kVAR en sistema trifásico.

Cuando los capacitores de bajo voltaje se conectan a las líneas del secundario, se sitúan físicamente cerca de las cargas reactivas en retraso.

Los capacitores primarios de corrección de factor de potencia se conectan a las líneas de alto voltaje y se fabrican por lo general, en capacidades de voltaje de 2.4 a 25 kV para un intervalo de 50 a 4000 kVAR. Se puede lograr mayores valores de voltaje y kVAR al conectar las unidades capacitadoras en arreglos de serie y paralelo.

Una vez que se determina la potencia total de los condensadores para compensación de una instalación, se debe hacer la subdivisión de esta potencia, en varias unidades, así, como la ubicación misma de los condensadores.

Con respecto a la subdivisión en varias unidades, o módulos se deben considerar los tipos constructivos existentes en el mercado, así como las características de los aparatos de conexión y protección.

- D) Disposición distribuida, de manera que un condensador se instala, actuando sobre cada carga por corregir.
- E) Disposición por grupo de cargas. Esta solución representa un compromiso, desde el punto de vista técnico; en la práctica resulta ser de las más usadas, ya que permite equilibrar las exigencias económicas, con una utilización discreta de las instalaciones.
- F) Disposición centralizada. Se instala un solo grupo de condensadores a la entrada, o punto de alimentación de la instalación; esta instalación es bastante simplificada y en cierto modo es equivalente al caso anterior, solo que en este caso conviene la utilización de la conexión automática

Prácticamente el número de bancos de compensadores y la potencia de cada grupo sobre los que actúan los compensadores, son objeto de estudio, instalación por instalación. Los bancos de condensadores se pueden instalar en los mismos tableros, por ejemplo en los CCM's o como se menciona en distintos puntos según las necesidades de la planta y del sistema.

3.8 INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS

3.8.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

- Se debe permitir un interruptor termomagnético como medio de desconexión como parte de una combinación de motor y controlador.
- Una máquina se podrá considerar como una unidad individual y, por lo tanto, se proveerá de un medio de desconexión. Podrá alimentarse de los circuitos derivados protegidos por fusibles o interruptores termomagnéticos, la protección contra sobrecorriente consistirá en un interruptor termomagnético o juego de fusibles;
- El rango o ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente para el circuito que alimenta la máquina no debe ser mayor que la suma del rango o ajuste mas alto del dispositivo de protección contra circuito corto y falla a tierra propia de la máquina, más el 125% de la corriente a plena carga de todas las cargas para calefacción basado en resistencias mas la suma de todas las corrientes a plena carga de todos los demás motores y aparatos que puedan funcionar simultáneamente
- Para los circuitos de alumbrado, los interruptores termomagnéticos deben tener una capacidad no menor de 10 amperes o potencia en HP o ambas, adecuadas para las cargas controladas. (Un interruptor termomagnético de uso general para corriente alterna puede controlar un motor de 2 HP o menos, con una corriente a plena carga no mayor del 80% de la capacidad nominal del interruptor).
- Protección de falla a tierra y corto circuito para circuitos derivados.

Los circuitos derivados se protegerán como sigue:

- (a) Capacidad de los fusibles o del interruptor termomagnético. Los circuitos derivados de motores de grúas, polipastos y monomiel de polipasto se protegerán con fusibles o interruptores termomagnéticos de tiempo inverso con una capacidad de acuerdo a la Tabla No. 2.3.3.2 [Apéndice 6] Se permitirá tomar derivaciones a circuitos de control desde el lado de la carga de un dispositivo de protección del circuito derivado, siempre y cuando cada derivación y pieza de equipo estén protegidas en forma apropiada.
- Los generadores de corriente de tres hilos, ya sean en derivación o compuestos se equiparán con dispositivos de sobrecorriente, uno en cada terminal del cable, conectados para que sean accionados por toda la corriente del mismo. Dichos dispositivos estarán formados por un interruptor termomagnético de dos polos y de dos bobinas o por uno de compensador y disparado por dos dispositivos de sobrecorriente, uno en cada terminal del cable.
Tales dispositivos de protección estarán enclavados de manera que ningún polo pueda abrirse sin desconectar simultáneamente del sistema ambas terminales del cable.
 - Tipos de medios de desconexión. Los medios de desconexión deberán ser uno de los siguiente tipos:
 - Un interruptor de navajas con capacidad nominal en caballos de potencia o un interruptor termomagnético abierto o en caja, con o sin protección térmica y magnética.
1. Para motores estacionarios de 93.25 W (1/8 HP) o menos, el dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito derivado que lo alimenta, puede servir como medio de desconexión.
 2. Para los motores estacionarios de 1492 W (2 HP) o menos y 300 V o menos, el medio de desconexión puede ser un interruptor de uso general que tenga una capacidad en amperes no menor de dos veces la corriente nominal a plena carga del motor. En circuitos de corriente alterna, se podrán tener interruptores de navajas de uso general accionados con resorte (que no sean también para corriente continua), para desconectar un motor de 1492 W (2 HP) o menos y de 300 V o menos, con una corriente nominal a plena carga que no exceda el 80% de la capacidad nominal en amperes del interruptor.
 3. Para motores de más de 1492 W (2 HP) y hasta 74.6 kW (100 HP) inclusive, el medio de desconexión separado requerido para un motor con control del tipo autotransformador podrá ser un interruptor de uso general cuando se cumplan todas las disposiciones indicadas a continuación.

- El motor acciona un generador que está provisto de protección contra sobrecarga.
- El control:
 - (1) Es capaz de interrumpir la corriente de rotor bloqueado del motor.
 - (2) Está provisto de un relevador de no-tensión. ,
 - (3) Está provisto de protección contra sobrecarga del motor en no mayor del 125% de la corriente nominal a plena carga del motor.
- El circuito derivado del motor está provisto de fusibles individuales o de un interruptor termomagnético de tiempo inverso con capacidad o ajuste no mayor del 150% del valor de la corriente de plena carga del motor.

Cuando la capacidad nominal del fusible requerido o el ajuste del interruptor termomagnético no corresponda a la capacidad o ajuste estándar, se permitirá usar el valor o ajuste estándar próximo más alto.

Máximo rango o ajuste para el dispositivo contra sobrecorriente					
Primario mas de 600 V			Secundario mas de 600 V 600 V o menos		
Impedancia del transformador	Ajuste del interruptor	Rango del fusible	Ajuste del interruptor	Rango del fusible	Ajuste del interruptor o rango del fusible
No mas de 6%	600 %	300 %	300 %	250 %	125 %
Mas de 6 % y no más de 10 %	400 %	300 %	250 %	225 %	125 %

La capacidad continua de corriente del interruptor o interruptor termomagnético requerido por el artículo 610-32 no será menor que el 50% de la combinación de las capacidades nominales de corto tiempo de los motores, ni menor que el 75% de la suma de las capacidades en amperes de corto tiempo de los motores requeridos.

3.8.2 ESPECIFICACIONES TÍPICAS

Deben considerarse los criterios siguientes:

1. - Datos del sistema.
 - a. Voltaje nominal de servicio
 - b. Corriente máxima en paso continuo
 - c. Soporte de la corriente en toda la duración de la falla
 - d. Nivel de Impulso Básico (aislamiento)
2. - Servicio de protección de circuitos
 - a. Corrientes de falla posibles presentes y futuras
 - b. Longitud de líneas aéreas o cables subterráneos
 - c. Capacidad, impedancia y conexiones de los transformadores
 - d. Voltaje de recuperación de transitorios
 - e. Tiempo de interrupción máximo
3. - Servicio de interrupción / restablecimiento
 - a. Corrientes inductivas (transformadores sin carga)
 - b. Corrientes capacitivas pequeñas (líneas y cables sin carga)
 - c. Corrientes inductivas / capacitivas (bobinas de bloqueo, capacitores, aterrizados o no aterrizados)
 - d. Cierre en falla
 - e. Cierre de líneas largas

Aproximadamente el 80% de todos los interruptores de circuito se aplican en el lado primario o de alto voltaje de un transformador para el servicio de interrupción y protección de falla.

3.8.3 MEMORIA DE CÁLCULO

Para propósitos de cálculo, cada interruptor termomagnético o protector contra cortocircuito debe tener un rango que no exceda el máximo porcentaje de la corriente del motor a plena carga, permitida por la Tabla No. 2.3.3.2 [Apéndice 6] para el dispositivo de protección en el alimentador.

Para propósitos de selección se deben tomar en cuenta los datos arrojados por el estudio de corto circuito.

3.8.4 NORMAS APLICABLES

- ANSI/NFPA 70-1984
- National Electrical Code [NEC]
- NEMA
- Norma Oficial Mexicana (NOM)

430.109 Tipos de medios de desconexión. Las disposiciones de esta sección están destinadas a requerir los medios de desconexión de motores y controles de los circuitos que los alimentan.

430.111 Desconector o interruptor automático con medio de desconexión y como control.

445.4 Protección contra sobrecorriente. Comprende los generadores aplicados en la obtención de corriente continua y/o alterna, así como todos los equipos auxiliares y/o periféricos y sus sistemas de alambrados. Deberán cumplir con las disposiciones aplicables de los artículos correspondientes a Puesta a Tierra y Sistemas de Emergencia.

610.33 Capacidad de los medios de desconexión.

610.42 Protección de falla a tierra y corto circuito.

7670.4 Conductores, alimentadores y protecciones contra sobrecorriente.

710.24 Ensamble para control industrial e interruptores de potencia en gabinetes metálicos.

3.8.5 REFERENCIAS A CATÁLOGOS

TABLA DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA EN AMPERES SIMETRICOS

ITM MARCO	Corriente alterna			Corriente directa 250 V
	240 V	480 V	600 V	
QL	10 000	---	---	5 000
FA	10 000	---	---	5 000
FB	18 000	14 000	14 000	10 000
LB 225	25 000	22 000	22 000	10 000
LB 400	42 000	30 000	22 000	10 000
LA	42 000	30 000	22 000	10 000
NB	42 000	30 000	22 000	10 000
PB	125 000	100 000	100 000	---
HFB	65 000	25 000	18 000	10 000
HLB	65 000	35 000	25 000	10 000
MCP	25 000	22 000	22 00	---

REFERENCIAS CRUZADAS

TABLA COMPARATIVA DE MARCOS

AMPERES DE MARCO	IEM	SD	FPE	GE	S	W
100	QL	QO	---	THQL	---	HQP
100	FA	AIL	NE	TE	---	EB
150	FB	FAL	NEF	TEF	---	FB
225	LB	KAL	NFJ	TFK	---	KA
400	LB	LAL	NJL	TJK	---	LB
600	LA	MAL	NM	TKMA	3VT7	LA
1200	NB	MAL PA	NM	TKMA	---	NB
3000	PB	PA	NP	---	---	PB
150	HFB	FHL	HEF	THEF	3VT5	HFB
225	HLB	KHL	HFJ	THFK	3VT6	HLB
400	HLB	LHL	HJL	THJK	3VT7	HLB
150	MCP	FAL	---	---	---	MCP

TIPO QL, ENCHUFABLE 120/240 VCA 10 KA SIM.

DESCRIPCION	IEM		SD	GE	W
	MODELO	No. CATAL			
1 Polo 15 AMP	QL 1015	341015	QO 115	THQL 1115	HQP 1015
1 Polo 20 AMP	QL 1020	341020	QO 120	THQL 1120	HQP 1020
1 Polo 30 AMP	QL 1030	341030	QO 130	THQL 1130	HQP 1030
1 Polo 40 AMP	QL 1040	341040	QO 140	THQL 1140	HQP 1040
1 Polo 50 AMP	QL 1050	341050	QO 150	THQL 1150	HQP 1050
1 Polo 70 AMP	QL 1070	341070	QO 170	---	HQP 1070
2 Polos 15 AMP	QL 2015	342015	QO 215	THQL 2115	HQP 2015
2 Polos 20 AMP	QL 2020	342020	QO 220	THQL 2120	HQP 2020
2 Polos 30 AMP	QL 2030	342030	QO 230	THQL 2130	HQP 2030
2 Polos 40 AMP	QL 2040	342040	QO 240	THQL 2140	HQP 2040
2 Polos 50 AMP	QL 2050	342050	QO 250	THQL 2150	HQP 2050
2 Polos 70 AMP	QL 2070	342070	QO 270	THQAL 2170	HQP 2070
2 Polos 100 AMP	QL 2100	342100	Q1B 2100	THQAL 21100	HQP 2100
3 Polos 15 AMP	QL 3015	343015	QO 315	THQL 3115	HQP 3015
3 Polos 20 AMP	QL 3020	343020	QO 320	THQL 3120	HQP 3020
3 Polos 30 AMP	QL 3030	343030	QO 330	THQL 3130	HQP 3030
3 Polos 40 AMP	QL 3040	343040	QO 340	THQL 3140	HQP 3040
3 Polos 50 AMP	QL 3050	343050	QO 350	THQL 3150	HQP 3050
3 Polos 70 AMP	QL 3070	343070	Q1B 370	THQAL 32070	HQP 3070
3 Polos 100 AMP	QL 3100	343100	Q1B 3100	THQAL 32100	HQP 3100

TIPO FA, 120/240 VCA 10 KA. SIM.

DESCRIPCION	IEM		SD	FPE *	GE	W
	MODELO	No. CATAL				
1 Polo 15 AMP	FA 1015	291015	A1L 115	----	TE111015WL	EB 1015
1 Polo 20 AMP	FA 1020	291020	A1L 120	----	TE111020WL	EB 1020
1 Polo 30 AMP	FA 1030	291030	A1L 130	----	TE111030WL	EB 1030
1 Polo 40 AMP	FA 1040	291040	A1L 140	----	TE111040WL	EB 1040
1 Polo 50 AMP	FA 1050	291050	A1L 150*	----	TE111050WL	EB 1050
1 Polo 70 AMP	FA 1070	291070	A1L 170	----	TE111070WL	EB 1070
1 Polo 100 AMP	FA 1100	291100	A1L 1100	----	TE111100WL	EB 1100
2 Polos 15 AMP	FA 2015	292015	A1L 215	NE223015	TE122015WL	EB 2015
2 Polos 20 AMP	FA 2020	292020	A1L 220	NE223020	TE122020WL	EB 2020
2 Polos 30 AMP	FA 2030	292030	A1L 230	NE223030	TE122030WL	EB 2030
2 Polos 40 AMP	FA 2040	292040	A1L 240	NE223040	TE122040WL	EB 2040
2 Polos 50 AMP	FA 2050	292050	A1L 250*	NE223050	TE122050WL	EB 2050
2 Polos 70 AMP	FA 2070	292070	A1L 270	NE223070	TE122070WL	EB 2070
2 Polos 100 AMP	FA 2100	292100	A1L 2100	NE223100	TE122100WL	EB 2100
3 Polos 15 AMP	FA 3015	293015	A1L 315	NE233015	TE132015WL	EB 3015
3 Polos 20 AMP	FA 3020	293020	A1L 320	NE233020	TE132020WL	EB 3020
3 Polos 30 AMP	FA 3030	293030	A1L 330	NE233030	TE132030WL	EB 3030
3 Polos 40 AMP	FA 3040	293040	A1L 340	NE233040	TE132040WL	EB 3040
3 Polos 50 AMP	FA 3050	293050	A1L 350*	NE233050	TE132050WL	EB 3050
3 Polos 70 AMP	FA 3070	293070	A1L 370	NE233070	TE132070WL	EB 3070
3 Polos 100 AMP	FA 3100	293100	A1L 3100	NE233100	TE132100WL	EB 3100

* Capacidad Interruptiva 18 KA a 240 VCA

TIPO FB, 600 VCA, CAP. INT. NORMAL

DESCRIPCION	IEM	SD	FPE	GE	W
2 Polos 15 AMP	FB 2015	FAL 26015	NEF423015	TEF124015WL	FB 2015
2 Polos 20 AMP	FB 2020	FAL 26020	NEF423020	TEF124020WL	FB 2020
2 Polos 30 AMP	FB 2030	FAL 26030	NEF423030	TEF124030WL	FB 2030
2 Polos 40 AMP	FB 2040	FAL 26040	NEF423040	TEF124040WL	FB 2040
2 Polos 50 AMP	FB 2050	FAL 26050	NEF423050	TEF124050WL	FB 2050
2 Polos 70 AMP	FB 2070	FAL 26070	NEF423070	TEF124070WL	FB 2070
2 Polos 100 AMP	FB 2100	FAL 26100	NEF423100	TEF124100WL	FB 2100
2 Polos 125 AMP	FB 2125	*	*	*	FB 2125
2 Polos 150 AMP	FB 2150	*	*	*	FB 2150
3 Polos 15 AMP	FB 3015	FAL 36015	NEF433015	TEF134015WL	FB 3015
3 Polos 20 AMP	FB 3020	FAL 36020	NEF433020	TEF134020WL	FB 3020
3 Polos 30 AMP	FB 3030	FAL 36030	NEF433030	TEF134030WL	FB 3030
3 Polos 40 AMP	FB 3040	FAL 36040	NEF433040	TEF134040WL	FB 3040
3 Polos 50 AMP	FB 3050	FAL 36050	NEF433050	TEF134050WL	FB 3050
3 Polos 70 AMP	FB 3070	FAL 36070	NEF433070	TEF134070WL	FB 3070
3 Polos 100 AMP	FB 3100	FAL 36100	NEF433100	TEF134100WL	FB 3100
3 Polos 125 AMP	FB 3125	*	*	*	FB 3125
3 Polos 150 AMP	FB 3150	*	*	*	FB 3150

* MARCO DE 100 AMP.

SD SQUARE D
 F P E FEDERAL PACIFIC ELECTRIC
 G E GENERAL ELECTRIC
 S SIEMENS
 W WHESTINGHOUSE

TIPO LB, 600 VCA CAP. INT. NORMAL

DESCRIPCION	IEM	SD	FPE	GE	W
3 Polos 125 AMP	LB 3125	KAL 36125	NFJ431125	TFK236125WL	KA 3125
3 Polos 150 AMP	LB 3150	KAL 36150	NFJ431150	TFK236150WL	KA 3150
3 Polos 175 AMP	LB 3175	KAL 36175	NFJ431175	TFK236175WL	KA 3175
3 Polos 200 AMP	LB 3200	KAL 36200	NFJ431200	TFK236200WL	KA 3200
3 Polos 225 AMP	LB 3225	KAL 360225	NFJ431225	TFK236225WL	KA 3225
3 Polos 250 AMP	LB 3250	KAL 36250	NFJ631250	TJK436250WL	KA 3250
3 Polos 300 AMP	LB 3300	KAL 36300	NFJ631300	TJK436300WL	KA 3300
3 Polos 350 AMP	LB 3350	KAL 36350	NFJ631350	TJK436350WL	KA 3350
3 Polos 400 AMP	LB 3400	KAL 36400	NFJ63400	TJK436400WL	KA 3400

TIPO LA, 600 VCA

DESCRIPCION	IEM		SD	F.P.E	G.E	S	W
	Modelo	No. Catalogo					
3 Polos 500 amp	LA 3500	333500	MAL 36 500	NJL631500	TKMA836500WL	3VT72 301381	LA 3500
3 Polos 600 amp	LA 3600	333600	MAL 36600	NM631600	TKMA836600WL	3VT72 301406	LA3600

TIPO NB, 600 VCA

3 Polos 700 amp	NB 3700	335070	MAL 36700	NM631700	TKMA836700WL	---	NB 3700
3 Polos 800 amp	NB 3800	335080	MAL 36800	NM631800	TKMA836800WL	---	NB 3800
3 Polos 1000 amp	NB 3100	335100	MAL 361000	NM6311000	TKMA31000WL	---	NB 31000
3 Polos 1200 amp	NB31200	335120	PA 31200	NP632120	TKMA31200WL	---	NB 312000

TIPO PB 600 VCA

3 Polos 1400 amp	PB 31400	336140	PA 31400	NP632140	---	---	PB 31400
3 Polos 1600 amp	PB 31600	336160	PA 31600	NP632160	---	---	PB 31600
3 Polos 1800 amp	PB 31800	336180	PA 31800	---	---	---	PB 31800
3 Polos 2000 amp	PB 32000	336200	PA 3200	NP632200	---	---	PB 32000
3 Polos 2500 amp	PB 32500	336250	---	---	---	---	PB 32500
3 Polos 3000 amp	PB 33000	336300	---	---	---	---	PB 33000

SD SQUARE -D
 F.P.E FEDERAL PACIFIC ELECTRIC
 G.E GENERAL ELECTRIC
 S SIEMENS
 W WHESTINGHOUSE
 IEM

TIPO HFB, 600 VCA ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA

DESCRIPCION	IEM	SD	FPE	GE	S	W
2 Polos 15 AMP	HFB 2015	FHL 26015	HEF423015	----	----	HFB 2015
2 Polos 20 AMP	HFB 2020	FHL 26020	HEF423020	----	----	HFB 2020
2 Polos 30 AMP	HFB 2030	FHL 26030	HEF423030	----	----	HFB 2030
2 Polos 40 AMP	HFB 2040	FHL 26040	HEF423040	----	----	HFB 2040
2 Polos 50 AMP	HFB 2050	FHL 26050	HEF423050	----	----	HFB 2050
2 Polos 70 AMP	HFB 2070	FHL 26070	HEF423070	----	----	HFB 2070
2 Polos 100 AMP	HFB 2100	FHL 26100	HEF423100	----	----	HFB 2100
2 Polos 125 AMP	HFB 2125	*	*	----	----	HFB 2125
2 Polos 150 AMP	HFB 2150	*	*	----	----	HFB 2150
3 Polos 15 AMP	HFB 3015	FHL 36015	HEF433015	THEF136015WL	3VT52 301002	HFB 3015
3 Polos 20 AMP	HFB 3020	FHL 36020	HEF433020	THEF136020WL	3VT52 301153	HFB 3020
3 Polos 30 AMP	HFB 3030	FHL 36030	HEF433030	THEF136030WL	3VT52 301165	HFB 3030
3 Polos 40 AMP	HFB 3040	FHL 36040	HEF433040	THEF136040WL	3VT52 301177	HFB 3040
3 Polos 50 AMP	HFB 3050	FHL 36050	HEF433050	THEF136050WL	3VT52 301148	HFB 3050
3 Polos 70 AMP	HFB 3070	FHL 36070	HEF433070	THEF136070WL	3VT52 301204	HFB 3070
3 Polos 100 AMP	HFB 3100	FHL 36100	HEF433100	THEF136100WL	3VT52 301230	HFB 3100
3 Polos 125 AMP	HFB 3125	*	*	*	3VT52 301242	HFB 3125
3 Polos 150 AMP	HFB 3150	*	*	*	3VT52 301254	HFB 3150

TIPO MCP 600 VCA

DESCRIPCION	IEM	SD
3 Polos 3 AMP	MCP 003	FAL 3600311
3 Polos 7 AMP	MCP 007	FAL 3600712
3 Polos 15 AMP	MCP 015	FAL 3601513
3 Polos 30 AMP	MCP 030	FAL 3603015
3 Polos 50 AMP	MCP 050	FAL 3605016
3 Polos 100 AMP	MCP 100	FAL 3610018
3 Polos 150 AMP	MCP 150	----

SD SQUARE D
 F.P.E FEDERAL PACIFIC ELECTRIC
 G.E GENERAL ELECTRIC
 S SIEMENS
 W WHESTINGHOUSE

3.9 INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS

3.9.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

El cortacircuito consiste de tres elementos principales.

1. Mecanismo de operación.
2. Los contactos operados por el mecanismo.
3. Las cámaras de arqueo que interrumpen el arco o que resulta de la ruptura del cortacircuito con carga o en condiciones de cortocircuito.

El resto del elemento removible incluye los componentes principales siguientes:

1. Barreras entre fases las cuales aislan las cámaras de arqueo entre sí y de tierra.
2. Marco y rodillos del elemento removible.
3. Dispositivo de inserción para colocar el elemento en sus varias posiciones dentro del compartimento.
4. Contactos de desconexión principales para conectar el cortacircuito a la fuente de alimentación y a la carga.
5. Contactos secundarios para conectar los circuitos de control de las partes de operación eléctrica del circuito.
6. Bloqueos que aumentan la seguridad de operación.
7. Indicador de posiciones del elemento removible
8. Indicador de posiciones de los contactos del cortacircuito.
9. Indicador de posiciones del resorte del mecanismo.
10. Botón de cierre y placa de disparo.

Cada cortacircuitos debe estar equipado con un mecanismo de cierre del tipo de resorte. Este mecanismo cierra los contactos del cortacircuito con la velocidad y fuerza necesarias independientes del operador.

Cortacircuitos de operación manual independiente y de operación eléctrica.

Sistema de cierre:

En los dispositivos de operación manual el resorte de cierre puede cargarse únicamente mediante la palanca para cargar el resorte. El cierre del cortacircuito se efectúa únicamente oprimiendo el botón de cierre que debe encontrarse en la parte frontal del cortacircuito. Como equipo opcional, el dispositivo eléctrico de liberación del resorte suministrado en cortacircuitos de operación eléctrica (ver valores de disparo en la *Tabla No. 15*), puede suministrarse también en cortacircuitos de operación manual.

En los cortacircuitos de operación eléctrica el resorte se carga normalmente mediante un motor eléctrico interconstruido. El cierre puede hacerse eléctricamente mediante un electroimán que levanta el seguro de liberación del resorte. Ambas operaciones pueden hacerse manualmente, si existiera alguna falla, en la fuente de alimentación.

Sistemas de disparo:

El cortacircuito puede dispararse manualmente, oprimiendo con el dedo la palanca de disparo que se encuentra localizada en el panel frontal del cortacircuito, o bien el botón de disparo localizado en la puerta del compartimento del cortacircuito.

Tabla No. 15

Tipo	Volts	Amp. Simétricos Cortocircuito	Capacidad nominal Máx.	Ajustes de disparo por sobrecorriente	
				Rango	Rangos de ajuste
DS208	600	22000	800	100-800	50-800
DS416	600	42000	1600	100-1600	50-1600
DS532	600	50000	3200	2400-3200	1200-3200
DS208	480	30000	800	100-800	50-800
DS416	480	50000	1600	100-1600	50-1600
DS532	480	50000	3200	2400-3200	1200-3200
DS208	240	42000	800	100-1800	50-800
DS416	240	65000	1600	100-1600	50-1600
DS532	240	65000	3200	2400-3200	1200-3200

El cortacircuito puede dispararse también eléctricamente mediante los siguientes dispositivos:

1. Dispositivo de disparo en derivación, equipo opcional en cortacircuitos de operación manual.
2. Actuador de disparo directo, energizado por la unidad de disparo.

Dispositivo de inserción:

El elemento removible tiene tres posiciones normales en su compartimento determinadas por el dispositivo de inserción.

- a) La posición de desconectado.
- b) La posición de prueba.
- c) La posición de conectado.

Mecanismo de operación eléctrica por motor:

Equipado con un motor del tipo universal para carga automática del resorte de cierre. Está equipado con una bobina de liberación del resorte para cierre eléctrico, mediante un switch de control o cualquier otro dispositivo para cierre remoto. Un dispositivo de disparo en derivación se debe suministrar para disparo remoto a través de un switch, de un relevador, etc.

Mecanismo de operación manual:

Como un accesorio opcional un dispositivo de liberación del resorte de cierre puede suministrarse con estos cortacircuitos.

Sistema de disparo automático del cortacircuito:

El cortacircuito es disparado por sobrecarga y por condiciones de cortocircuito por la acción combinada de tres elementos:

1. Sensores.
2. La unidad de disparo: Ampepector.
3. Accionador de disparo o actuador.

No es únicamente la unidad de disparo la que es ajustable, sino que los sensores se encuentran disponibles en una cantidad muy amplia de rangos de corriente, ver *Tabla No. 15*.

Características de ajuste de disparo del amptector:

El amptector debe estar localizado al frente y en la parte superior del cortacircuito. La *Figura No. 47* muestra una vista de la parte frontal del Amptector. Este puede tener un total de 6 controles ajustables. Estos ajustes son para las siguientes características:

1. Magnitud de la corriente a tiempo diferido largo. 0.5 a 1.25 veces el rango del sensor.
2. Tiempo diferido largo. 4 a 36 segundos a 6 veces el rango del sensor.
3. Magnitud de la corriente a tiempo diferido corto. 4 a 10 veces el rango del sensor.
4. Tiempo diferido corto: 0.18 segundos a 0.50 segundos o 11 a 30 ciclos a 60 Hz. a 2.5 veces el ajuste de la magnitud de la corriente. Arriba de estos rangos el disparo siempre ocurrirá antes del valor del tiempo mostrado en la *Figura No. 48*, aunque el ajuste de tiempo es continuo, se recomiendan 3 bandas de tiempo y están marcadas como sigue:

Mínima	Intermedia	Máxima
Disparo a		
0.18 seg. 11 ciclos	0.33 seg. 20 ciclos	0.50 seg. 30 ciclos
Retardo restaurable		
0.068 seg. 4.1 ciclos	0.20 seg. 12 ciclos	0.37 seg. 22 ciclos

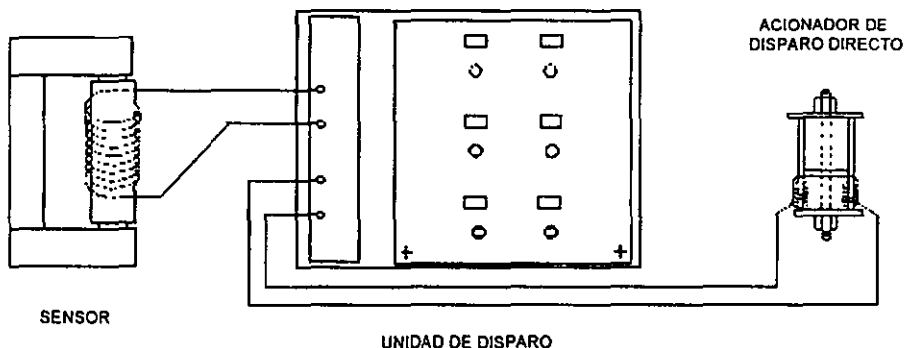


Figura No. 47 Unidad de disparo (Amptector)

5. Magnitud de la corriente instantánea: 4 a 12 veces el rango del sensor.
6. Tiempo de corriente a tierra, con magnitud de corriente no ajustable: Retardo del disparo por corriente de tierra 0.22 a 0.50 seg. 13 a 20 ciclos a 60 Hz.

Cualquiera de las tres combinaciones de los 3 rangos de magnitud de corriente y los tres rangos de tiempo pueden ser usados. Estas combinaciones del correspondiente modelo de las unidades son como sigue:

1. Tiempo diferido largo e instantáneo LI.
2. Tiempo diferido largo e instantáneo y tierra LIG.
3. Tiempo diferido largo, diferido corto y tierra LSG.
4. Tiempo diferido largo, diferido corto, instantáneo y tierra LSIG.
5. Tiempo diferido largo y diferido corto LS.
6. Tiempo diferido largo, diferido corto e instantáneo LSI.

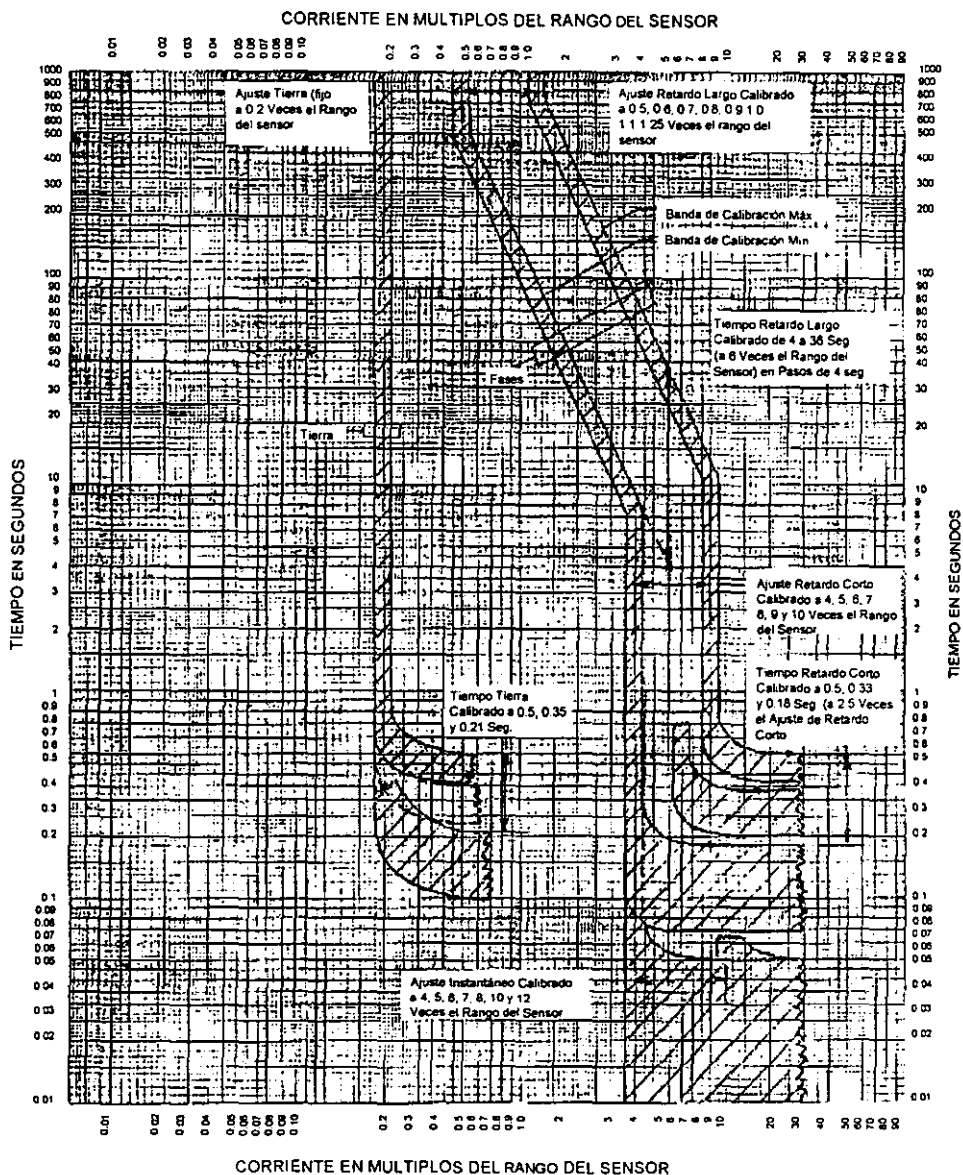


Figura No. 48 Curva Característica del Amptector

Protección contra fallas a tierra:

Cuando la unidad de disparo incluye protección a tierra, el tipo de conexión del circuito deberá ser considerado. Si el neutro del sistema está conectado a tierra pero no se lleva a lo largo con los conductores de fase, la unidad de disparo tiene todo el equipo necesario para protección sensible a tierra.

Tabla No. 16 Calibraciones

Tipo	Derivación [A]	Marco y tipo de Interruptor H-2	Marco y tipo de interruptor H-3
CSD-1.5	50, 70, 100, 150	600 A 25H-2 1600 A 50H-2	800A 30H-3 1600 A 50H-3
CSD-6	250, 400, 600	600 A 25H-2 1600 A 50H-3	800 A 30H-3 1600 A 50H-3
CSD-8	400, 600, 800	1600 A 50H-2 200A 65H-2	800 A 30H-3 1600 A 50H-3 2000 A 50H-3
CSD-16	1000, 1200, 1600	1600 A 50H-2 2000 A 65 H-2	1600 A 50H-3 2000 A 50H-3
CSD-20	800, 1200, 2000	2000 A 65H-2	2000 A 50H-3
CSD-30	1200, 2000, 3000	3000 A 75H-2 4000 A 75H-2 4000 A 100H-2	- - -
CUD-32	1600, 2000, 3200	- - -	3200 A 50H-3 3200 A 75H-3 4000 A 75H-3
CSD-40	1600, 3000, 4000	4000A 75H-2 4000A 100H-2	4000 A 75H-3 4000 A 100H-3
CSD-50	3000, 5000	6000 A 100H-2	5000 A 100H-3
CSD-60	4000, 6000	6000 A 100 H-2	6000 A 100H-3

Explicación detallada de los datos de la Tabla No. 19

El significado de las columnas, empezando de la izquierda, se explica abajo con la numeración correspondiente al encabezado de la columna

Un marco representado por AK-50 a sido tomado como ejemplo.

(1) Tipo de interruptor (AK-50)

1. Bajo los métodos presentes de designación los interruptores de potencia de bajo voltaje, ningún significado le puede ser atribuido a los números ó las letras en lo que a las capacidades de corto circuito se refiere.

Los números de designación de los interruptores sin embargo, indican indirectamente el tamaño del marco específico ó capacidad de corriente máxima continua del interruptor (225, 600, 1600, 3000 ó 4000 A) para el cual las características dadas en el resto de las columnas aplica.

(2) Capacidades de voltaje

2. Este es el voltaje (240, 480, ó 600 V) para el cual las características de diseño del interruptor están relacionadas. Las capacidades y límites de aplicación en la *Tabla No. 19* están basados en la operación de los voltajes listados. El voltaje del circuito afecta la capacidad interruptiva del interruptor y por consecuencia debe ser tomado en cuenta en la aplicación.

Los voltaje máximos de diseño están dados en las notas de la *Tabla No. 19* y son los voltaje más altos a la frecuencia dada al cual el interruptor esta diseñado para operar.

3. La capacidad de interrupción de disparo instantáneo con amperes simétricos rms (50000A a 480V). Cuando se hace un intento de cerrar el interruptor en una corriente de corto circuito por encima del ajuste de disparo instantáneo, este libera el enlace del interruptor tan pronto como toca los contactos. Esto permite al interruptor la apertura inmediata e interrumpir la corriente de corto circuito. Con el disparo instantáneo los mecanismos de cierre no necesitan tener la capacidad de cerrar completamente el interruptor contra las fuertes fuerzas electromagnéticas asociadas con la corriente de corto circuito.

4. Las capacidades de interrupción sin el disparo instantáneo (amperes rms simétricos) (50000 A a 480V). Este es la capacidad de interrupción que se usa para cualquier aplicación de disparo selectiva ó cuando el disparo instantáneo no esta presente por cualquier razón.

5. Las capacidades de la bobina de disparo (350-1600 A a 480 V). Estos valores indican el rango de capacidades estándar de la bobina de disparo con la cual el circuito especificado puede ser aplicado para asegurar las capacidades interruptivas listadas en el voltaje indicado. bajo condiciones normales la capacidad de corriente continua del interruptor esta determinada por la capacidad de la bobina de disparo utilizada. La capacidad de corriente estándar de la bobina de disparo y su correspondiente interruptor de potencia en bajo voltaje están dados en las notas de la *Tabla No. 19*.

El tamaño mínimo de la bobina de disparo listado en la columna 5 refleja los requerimientos que la bobina debe ser capaz de resistir la energía y las fuerzas asociadas con la corriente de corto circuito igual a la capacidad interruptiva del interruptor. La capacidad máxima de la bobina de disparo corresponde a la capacidad de corriente máxima continua del interruptor en el tamaño del marco dado.

la capacidad mínima de la bobina de disparo (350 A) para un tiempo de disparo con retardo de corto tiempo es especificado por los estándares en la industria; este reconoce los efectos térmicos y electromagnéticos de las corrientes de corto circuito sobre los dispositivos de disparo en serie.

Las columnas con los encabezados 2C, 2B, etc., se refieren al tiempo de retardo corto particular que puede ser seleccionado para el disparo selectivo del interruptor.

La capacidad máxima de la bobina de disparo (1600 A) corresponde a la máxima corriente continua disponible en un tamaño de marco dado.

(6) Aplicación en cascada de dos pasos

7. Las capacidades de aplicación en cascada (85000 A rms simétricos a 480 V). Los estándares en la industria especifican los valores de corriente listados como las corrientes de corto circuito máximas a las cuales el interruptor dado puede ser aplicado en cascada de acuerdo con las reglas establecidas. La aplicación en cascada requiere que el interruptor en cascada sea respaldado por un adecuado interruptor de potencia de bajo voltaje similar.

La capacidad mínima de la bobina de disparo en aplicaciones en cascada es la presentada para interruptores con disparo instantáneo.

3.9.2 ESPECIFICACIONES TÍPICAS

Voltaje del dispositivo
Corriente nominal
Corriente simétrica de corto circuito
Corriente asimétrica
Rango del cortacircuito
Rango del sensor
Capacidad nominal máxima
Unidad de disparo
Obturador
Indicador de posición del cortacircuito
Placa candado
Placa de disparo
Indicador del resorte de descarga
Manija de carga manual
Indicador de posición contactos del cortacircuito
Botón de cierre
Placa de datos
Cámara de arqueo
Contactos principales
Contactos secundarios
Terminales de prueba de la unidad de disparo

Accesorios opcionales:

1. Dispositivo de disparo por vajo voltaje
2. Dispositivo de alarma de disparo por sobrecorriente
3. Switches auxiliares
4. Unidad de prueba y ajuste para las unidades de disparo

3.9.3 NORMAS

- ANSI/NFPA 70-1984
- National Electrical Code [NEC]
- NEMA
- Norma Oficial Mexicana (NOM)

- 430 Tipos de medios de desconexión. Las disposiciones de esta sección están destinadas a requerir los medios de desconexión de motores y controles de los circuitos que los alimentan.
- 430 Desconectador o interruptor automático con medio de desconexión y como control. Comprende los generadores aplicados en la obtención de corriente continua y/o alterna, así como todos los equipos auxiliares y/o periféricos y sus sistemas de alambrados. Deberán cumplir con las disposiciones aplicables de los artículos correspondientes a Puesta a Tierra y Sistemas de Emergencia.
- 445.4 Protección contras sobrecorriente.
- 610.33 Capacidad de los medios de desconexión.
- 610.42 Protección de falla a tierra y corto circuito.
- 670.41 Conductores, alimentadores y protecciones contra sobrecorriente.
- 710-20 Protección contra sobrecorriente.
Capacidad de interrupción. La capacidad nominal de interrupción de los cortacircuitos de distribución no debe ser menor que la máxima corriente de falla que el cortacircuito que pueda llegar a interrumpir, incluyendo las contribuciones de todas las fuentes de energía conectadas. Tensión nominal. La tensión máxima nominal de los cortacircuitos no debe ser menor que la tensión máxima del circuito.
- 710-24 Ensamblajes para control industrial e interruptores de potencia en gabinetes metálicos. Esta Sección cubre los ensamblajes de interruptores de potencia en gabinetes metálicos y control industrial.

3.9.4 REFERENCIA A CATALOGOS

Tabla No. 17 Características eléctricas de interruptores H-2 y H-3

Int. Tipo	Marco [A]	600 V				480 V				240 V			
		Disp. Inst.		Disp. Selec.		Disp. Inst.		Disp. Selec.		Disp. Inst.		Disp. Selec.	
		Sim.	Asim.	Sim.	Asim.	Sim.	Asim.	Sim.	Asim.	Sim.	Asim.	Sim.	Asim.
25 H-2	600	22	25	22	25	30	35	22	25	42	50	22	25
50 H-2	1600	42	50	42	50	50	60	50	60	65	75	50	60
65 H-2	2000	42	50	42	50	50	60	50	60	65	75	50	60
75 H-2	3000	65	75	65	75	65	75	65	75	85	100	65	75
75 H-2	4000	65	75	65	75	65	75	65	75	85	100	65	75
100 H-2	4000	85	100	85	100	85	100	85	100	130	150	85	100
100 H-2	6000	85	100	85	100	85	100	85	100	130	150	85	100
30 H-3	600	30	-	30	-	30	-	30	-	42	-	30	-
30 H-3	800	30	-	30	-	30	-	30	-	42	-	30	-
50 H-3	1600	50	-	50	-	50	-	50	-	65	-	50	-
50 H-3	2000	50	-	50	-	50	-	50	-	65	-	50	-
50 H-3	3200	50	-	50	-	50	-	50	-	65	-	50	-
75 H-3	3200	65	-	65	-	65	-	65	-	85	-	65	-
75 H-3	4000	65	-	65	-	65	-	65	-	85	-	65	-
100 H-3	4000	85	-	85	-	85	-	85	-	130	-	85	-
100 H-3	6000	85	-	85	-	85	-	85	-	130	-	85	-

Tabla No. 18 Tensiones y corrientes de control

Tensión de control nominal	Limites de la tensión de operación	Corriente máxima del motor en amperes	Corriente nominal de la bobina de cierre	Limites de la tensión de operación de la bobina de disparo	Corriente nominal de la bobina de disparo
48 VDC 125 VDC 250 VDC	90-130 180-260	11 6	0.89 1.10	28-60 70-140 140-280	0.89 1.10
115 VAC 230 VAC 460 VAC 575 VAC	95-125 190-250 380-500 475-630	En el arranque 12 A plena carga 6	1.4	95-125 190-250 380-500 475-630	1.4

Tabla No. 19 Capacidades de aplicación para interruptores AK

1	2	3		4					5	6
		Rango de interrupción en amperes, RMS Simétricos		Rango de amperes por sobrecorriente						
Interrupción tipo G-E	Voltaje AC A 60 ciclos	Con disparo instantáneo	Sin disparo instantáneo	Min. Con Características Instantáneas	Min. Con 2C características	Min. Con 2B Características de tiempo corto	Min. Con 2A Características de tiempo corto	Valores máx. De interrupción	Capacidad en amperes rms de tiempo corto	Límite para dos pasos de operación en cascada amperes RMS simétricos
AK-15 AK-25 AK-50 AK-75 AK-100	600	14000 22000 42000 65000 85000	9000 22000 42000 65000 85000	15 40 200 2000 2000	100 175 350 2000 2000	125 200 400 2000 2000	150 250 500 2000 2000	225 600 1600 3000 4000	9000 22000 42000 65000 85000	25000 42000 85000 85000 85000
AK-15 AK-25 AK-50 AK-75 AK-100	480	22000 30000 50000 65000 85000	9000 22000 50000 65000 85000	20 100 400 2000 2000	100 175 350 2000 2000	125 200 400 2000 2000	150 250 500 2000 2000	225 600 1600 3000 4000	9000 22000 50000 65000 85000	42000 60000 85000 85000 85000
AK-15 AK-25 AK-50 AK-75 AK-100	240	35000 42000 65000 85000 130000	9000 22000 50000 65000 85000	30 150 600 2000 2000	100 175 350 2000 2000	125 200 400 2000 2000	150 250 500 2000 2000	225 600 1600 3000 4000	9000 22000 50000 65000 85000	50000 85000 10000 130000 130000

Notas:

Capacidades de corriente continua estándar.

Interruptor tipo G.E.	Capacidad de corriente continua
	Observe los límites de ajuste mínimos para la aplicación de la tabla anterior
AK-15	15, 20, 30, 40, 50, 50, 70, 90, 100, 125, 150, 175, 200, 225
AK-25	40, 50, 50, 70, 90, 100, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 500, 600
AK-50	200, 225, 250, 275, 300, 350, 400, 500, 600, 800, 1200, 1600
AK-75	2000, 2500, 3000
AK-100	2000, 2500, 3000, 4000

3.10 APARTARRAYOS DE LÍNEA

CLASIFICACION DE LOS APARTARRAYOS EN ALTO VOLTAJE

Los apartarrayos en capacidades de 1000V y más están clasificados de acuerdo a sus características principales y campo de aplicación como sigue.

1. Tipo distribución
2. Tipo línea
3. Tipo subestación.

Hay dos características de apartarrayos que determinan que determinan el grado de protección:

1. El voltaje de arqueo de impulso
2. El voltaje de descarga

Se publican dos diferentes voltajes de arqueo por los fabricantes. Uno es el voltaje de arqueo crítico con una onda de $1\frac{1}{2} \times 40\mu s$, es el valor de cresta de la onda $1\frac{1}{2} \times 40$ que causará el arqueo en el 50% de la aplicaciones de esta onda. El arqueo ocurre en la cola de la onda. La otra es el voltaje promedio a la cual el frente de onda de arqueo ocurre con la onda de voltaje creciendo a la capacidad especificada en los estándares de AIEE para pruebas de apartarrayos, es decir, 100kV por μs por cada 12 kV de capacidad. Este voltaje de arqueo es generalmente mas alto -hasta 50% por encima de algunos - que el voltaje crítico de arqueo para la onda de $1\frac{1}{2} \times 40 \mu s$.

Los voltajes de descarga publicados son los valores de cresta promedio que aparecen entre las terminales de los apartarrayos cuando descarga una onda de corriente $10 \times 20 \mu s$ teniendo varios valores de cresta como 1500, 3000, 5000, 10000 y 20000A.

De las características de protección promedio de los apartarrayos que son publicadas, los máximos valores pueden ser determinados por medio de las tolerancias reconocidas en la industria. Como se muestra en la Tabla No. 20 da la cantidad de voltaje máximo de descarga y arqueo que el apartarrayo puede exceder los valores promedio.

Tabla No. 20

Tipo de apartarrayo	Máxima variación del voltaje promedio en %	
	Voltaje de arqueo	Voltaje de descarga
Distribución	25	20
Línea	20	15
Estación	15	10

3.10.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Los de tipo distribución están disponibles en capacidades de voltaje de 1, 3, 6, 9, 12, 15 y 18 kV. Diseñados principalmente para la protección de transformadores de distribución, se usan también para la protección de otros equipo como dispositivos de distribución y medición, reguladores de voltaje, capacitores de distribución y cable.

Los de tipo línea están disponibles en capacidades de voltaje de 20, 25, 30, 37, 40, 50, 60 y 73 kV. Son usados para la protección de pequeños transformadores y subestaciones en medio voltaje.

Los de tipo subestación son usados para protección de grandes e importantes equipos. Las capacidades de voltaje estándar disponibles son 3, 6, 9, 12, 15, 20, 25, 30, 37, 40, 50, 60, 73, 79, 97, 109, 131, 133, 145, 169, 195 y 242 kV

Las características relativas de protección de los apartarrays tipo distribución, línea y estación se indican en la *Tabla No. 21*

Tabla No. 21 Característica de protección promedio en la industria de apartarrays tipo valvular

Capacidad [kV]	Promedio de impulso de voltaje de arqueo en la onda de prueba AIEE [kV]		Descarga de voltaje promedio con una onda de corriente de 10000 A 10x20 μ s [kV]	
	De distribución	De estación	De distribución	De estación
3	18	13	15	11
6	34	23	30	22
9	48	35	44	33
12	61	43	55	44
15	71	53	69	54
18	84	...	78	
	De línea		De línea	
20	75	72	92	72
25	93	89	111	90
30	110	106	135	108
37	136	131	164	132
40	147	136	177	144
50	183	178	222	179
60	220	214	271	217
73	267	261	328	262
97	...	345	...	349
109	...	388	...	394
121	...	430	...	438
145	...	515	...	523
169	...	602	...	610
195	...	691	...	698
242	...	860	...	872

Tabla 5.5 Industrial Power Systems Handbook Donald Beaman

EL EFECTO DE LA ALTITUD

Dado que el voltaje de arqueo de el entrehierro con la presión atmosférica, las características de protección del apartarrayo son afectados por la altitud a la que son instalados. Los apartarrayos estándar se consideran apropiados para altitudes hasta de 6000 ft. Apartarrayos especiales están disponibles para altitudes de 6001 a 12000 ft y para altitudes de 12001 a 18000 ft.

3.10.2 ESPECIFICACIONES TÍPICAS

DIBUJOS Y DATOS

El fabricante deberá suministrar en la cantidad solicitada en los documentos de compra, juego de dibujos detallados de cada tipo de apartarrayos. Cada dibujo deberá incluir lo siguiente:

- Dimensiones generales en sistema métrico y sus equivalencias al sistema ingles, mostrando detalles de la base, planta, evaluaciones y detalles.
- Datos completos para montaje civil
- Gráficas típicas con prueba de apartarrayos similares
- Catálogos generales.

DATOS Y DIBUJOS REQUERIDOS DESPUES DE COLOCADA LA ORDEN

- a. Dibujo de dimensiones generales incluyendo peso, localización y detalle de terminales y conectores.
- b. Anclas y detalles de anclaje
- c. Placa de datos
- d. Dibujo de los apartarrayos, características y configuración
- e. Reporte de pruebas.

DATOS QUE DEBE SUMINISTRAR EL FABRICANTE

- a. Clase
- b. Tipo
- c. Frecuencia
- d. Voltaje nominal
- e. Máxima descarga al 100% de impulso con onda de $1.2 \times 50 \mu\text{seg}$
- f. Máxima descarga con ondas de maniobra
- g. Mínima descarga (60 Hz)
- h. Máximo valor de voltaje de descarga con onda de $8 \times 20 \mu\text{seg}$
 - 5000 A
 - 10000A
 - 20000 A
 - 40000 A
- i. Máximo nivel de radio de influencia
- j. Tipo de onda para descarga máxima de maniobra
- k. Separación mínima recomendable entre dos apartarrayos y tierra

HOJA DE DATOS

1. Tipo
2. Frecuencia
3. Voltaje nominal
4. Voltaje mínimo de flameo a 60 Hz
5. Voltaje máximo de flameo al impulso onda $1.2 \times 50 \mu\text{seg}$.
6. Voltaje máximo de flameo por sobretensiones de maniobra de interruptor
7. Voltaje máximo IR de descarga en kV con onda de $8 \times 20 \mu\text{seg}$
 - 5000 A
 - 10000A
 - 20000 A
 - 40000 A
8. Distancia mínima de flameo superficial
9. Conexión del neutro de sistema a tierra
10. Voltaje de prueba de aislamiento a la onda de impulso de $1.2 \times 50 \mu\text{seg}$ (BIL)
11. Voltaje de prueba del aislamiento en seco durante 1 min a 60 Hz
12. Voltajes de prueba del aislamiento en húmedo, durante 10 seg a 60 Hz.

3.10.3 MEMORIA DE CÁLCULO

El procedimiento de aplicación consiste en:

1. Seleccionar la capacidad de voltaje del apartarrayos a utilizar.
2. Seleccionar el tipo de apartarrayo y
3. Determinar donde debe ser localizado para asegurar una adecuada y económica protección.

SELECCIÓN DE LA CAPACIDAD DE VOLTAJE

La capacidad de voltaje de los apartarrayos se selecciona generalmente con base al voltaje del sistema bajo el cual va a estar sujeto a condiciones de falla de línea a tierra.

El voltaje de los conductores sólidos para aterrizar a un sistema en una falla de línea a tierra depende de cómo este aterrizado el neutro del sistema. Para los sistemas no aterrizados ó aterrizados con una resistencia, este voltaje será igual al voltaje entre líneas del sistema, y la capacidad del apartarrayos seleccionado se hará sobre estas bases. Estos usualmente son referidos como "apartarrayos del 100%". Sin embargo para sistemas sólidamente aterrizados ó sistemas aterrizados a tierra con una reactancia el voltaje del conductor a tierra con una línea aterrizada puede ser tan bajo como el voltaje de línea a neutro del sistema. Esto depende de la relación entre las impedancias de secuencia cero y la de secuencia positiva del sistema. Es decir, si la relación de la reactancia de secuencia cero X_0 y la reactancia de secuencia positiva X_1 es positiva y menor de 3 y la relación entre la resistencia de secuencia cero R_0 y la reactancia de secuencia positiva X_1 es menor que 1, el voltaje de los conductores a tierra no excederá el 140% del voltaje de línea a neutro del sistema ó cerca del 80% del voltaje entre líneas. Dado que el sistema se dice que esta "aterizado efectivamente" los apartarrayos utilizados son referidos como "apartarrayos del 80%".

La *Tabla No. 22* lista las capacidades de voltaje de los apartarrayos seleccionados para sistemas no aterrizados ó aterrizados con una resistencia y sistemas aterrizados efectivamente.

Tabla No. 22 Capacidades de voltaje para apartarrayos seleccionados para sistemas trifásicos

Voltaje nominal del sistema kV	Capacidad de los apartarrayos en kV	
	Neutro del sistema no aterrizado ó con resistencia a tierra.	Neutro del sistema aterrizado efectivamente
0.120/0.208Y	0.65	0.175
0.240	0.65	0.65
0.480	0.65	0.65
0.600	0.65	0.65
2.4	3	3
2.4/4.16Y	4.5* ó 6	3, ** 4.5,* ó 6
4.16	4.5* ó 6	4.5* ó 6
4.8	6	4.5* ó 6
6.9	7.5* ó 9	6
12	15	12
7.2/12.47Y	15	9** ó 12
13.2(ó 13.8)	15	12
23	25	20
34.5	37	30
46	50	40
69	73	60
115	121	97
138	145	121

Tabla 5.3 Impedant Power System Handbook

* Los apartarrayos de 4.5 y 7.5 kV están disponibles solo del tipo subestación.

** El uso de estos apartarrayos requiere una relación X_0/X_1 menor que la necesaria para hacer al sistema "efectivamente aterrizado".

En general no deben ser utilizados en sistemas industriales de potencia a menos que la relación de reactancia de secuencia cero X_0 y la reactancia de secuencia positiva X_1 es menor de 1.5 y la razón de la resistencia de secuencia cero R_0 y la reactancia de secuencia positiva sea menor de 0.5.

SELECCIÓN DEL TIPO DE APARTARRAYO

Donde la capacidad de voltaje sea entre 3 y 15 kV la selección debe ser hecha entre el tipo distribución y el tipo subestación. De manera similar si la capacidad requerida es entre 20 y 73 kV tanto el tipo de línea ó el tipo subestación debe ser seleccionado.

El valor del equipo protegido y la importancia de un servicio ininterrumpible en una planta industrial generalmente garantiza el uso de apartarrayos tipo estación en todas sus capacidades. Sin embargo, para pequeños transformadores (reellenos de líquido) y subestaciones de 1000 kVA y menos, los apartarrayos de línea ó tipo distribución son frecuentemente usados. De igual manera para la protección de tramos cortos de cable que unen líneas principales ó equipo, estos son también utilizados. También son usados para proteger pequeños interruptores, interruptores desconectores y equipo similar de desconexión para uso exterior. Finalmente los apartarrayos tipo distribución son frecuentemente usados en la protección de maquinas rotatorias, con lo cual complementan la protección provista por los tipo estación.

LOCALIZACION

La localización ideal de los apartarrayos desde el punto de vista de protección sería directamente en las terminales del equipo a ser protegido. En este punto y con las terminales de tierra del apartarrayo conectadas directamente al tanque, marco u otra estructura metálica que soporte las partes aisladas, la onda de voltaje aplicada al aislamiento será limitada al voltaje de arqueo y al voltaje de descarga del apartarrayos.

En algunas instalaciones los apartarrayos son desplazados lejos de las terminales del equipo a proteger, un arreglo de apartarrayos pueden ser localizados donde intercepten las ondas de descarga. Sin embargo dicha separación entre los apartarrayos y el equipo significa un incremento en la magnitud de la onda de voltaje aplicada al equipo.

3.10.4 NORMAS

El Artículo 280 de la NOM-001-SEMP-1994 – Apartarrayos - cubre los requisitos generales de instalación y conexión de apartarrayos instalados en los circuitos.

3.11 APARTARRAYOS DE EQUIPO

La protección de equipo en circuitos cuyos voltajes de línea a tierra están en el rango de 110 a 125V. Apartarrayos de 175 V están disponibles. Este es construido en forma de dos polos; de modo que una sola unidad proveerá de protección al circuito común de tres hilos de 115/230V con neutro aterrizado. Para circuitos aterrizados de 2 hilos en un lado, los dos polos del apartarrayos son conectados generalmente en paralelo entre la línea no aterrizada y la aterrizada. Para circuitos trifásicos como los que suministran sistemas de neutro aterrizado 208Y/120 se requieren dos apartarrayos.

Para la protección de equipo en circuitos de alto voltaje – arriba de 600V – dos formas de apartarrayos están disponibles ambos en capacidades de 650V. Uno tiene una cubierta de porcelana y es para servicio exterior solamente y esta disponible en polo sencillo y doble. El otro es el envoltura metálica y es apropiado tanto para interior, como para exterior y esta disponible en uno, dos y tres polos. Estas unidades tienen mejores características de protección y son usualmente seleccionados para la protección de equipo industrial.

3.11.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

PROTECCION PARA TRANSFORMADORES

La distancia de separación máxima permisible depende de las magnitudes e incrementos de las ondas de voltaje que se espera alcancen los apartarrayos. Hasta que datos estadísticos de estas ondas estén disponibles, ninguna determinación de separación puede considerarse como final. Sin embargo un grupo de trabajo del subcomite de dispositivos de protección contra descargas atmosféricas de la AIEE, propuso distancias de separación máximas mostradas en la Tabla No. 23. Las condiciones de instalación en las que estas distancias están basadas son:

1. El transformador esta completamente aislado (inmerso en líquido)
2. Se utilizan apartarrayos tipo estación.
3. La longitud del cable aislado del apartarrayo es cero (conexión V ó equivalente)
4. La resistencia a tierra es despreciable y
5. El transformador está al final de una línea superior (la peor condición) con los apartarrayos localizados en la línea directamente en el camino de las ondas de entrada.

Tabla No. 23 Distancia de separación permisible entre los apartarrayos tipo estación y las terminales de los transformadores

Clase de aislamiento del transformador [kV]	Nivel de aislamiento básico de impulso [kV]	Separación [ft]	
		Neutro del sistema no aterrizado ó aterrizado con una resistencia (apartarrayos de 100%)	Neutro del sistema efectivamente aterrizado (apartarrayos de 80%)
25	150	25	70
34.5	200	25	70
46	250	25	70
69	350	25	70
92	450	30	75
115	550	30	85
138	650	35	95

Para transformadores de bajas capacidades de voltaje (15 kV ó menores) que no están contemplados en la Tabla No. 23, las distancias de separación permisible no están establecidas. A pesar de eso para estas capacidades se debe evitar cualquier separación apreciable, esto es, el apartarrayos debe ser montado en el propio transformador ó adyacente a el.

En capacidades de 15 kV ó menores sumergidos en líquido los transformadores suelen conectarse a las líneas aéreas a través de una longitud de cable que tiene una cubierta metálica continua. El transformador será protegido adecuadamente por apartarrayos tipo estación localizados en la unión del cable que conecta al transformador con la línea exterior. Las terminales para aterrizar al transformador deben ser conectadas directamente a la cubierta del cable y esta a su vez al tanque del transformador. Si el transformador es de distribución más que del tipo de potencia ó si los apartarrayos son del tipo distribución más que del tipo estación, será necesario agregar un juego de apartarrayos en las terminales del transformador para asegurar una adecuada protección.

Los transformadores de tipo seco, cuyo nivel de impulso es cerca de la mitad de los inmersos en líquido, no son generalmente recomendados donde la conexión a las líneas aéreas es requerido. Si se usan deben ser protegidos por apartarrayos tipo estación localizados en las terminales del transformador sin importar si la conexión a la línea expuesta es directa ó a través de un cable.

Si un transformador inmerso en líquido es conectado a la línea expuesta a través de otro transformador que esta adecuadamente protegido por apartarrayos, no se requiere ninguna protección adicional. En la misma situación un transformador de tipo seco debe tener de preferencia apartarrayos tipo estación montados en sus terminales dado que el análisis indica que las ondas que vienen a través del otro transformador pueden tener magnitudes tan altas que pueden reconocer el nivel de impulso de las unidades de tipo seco.

PROTECCION PARA DISPOSITIVOS DE DISTRIBUCION BLINDADOS

Los dispositivos de distribución blindados (usados en circuitos de 2.4 a 13.8 kV) se conectan usualmente a líneas exteriores expuestas directamente de las boquillas de la cubierta ó a través de una longitud de cable. En ambos casos es esencial la protección con apartarrayos.

Si el dispositivo de distribución es conectado directamente a la línea desde las boquillas de la cubierta, se debe de proveer de apartarrayos al dispositivo. A pesar de que los apartarrayos se montan en la primera estructura lejos del dispositivo que soporta la línea exterior, el resultado de la separación entre los apartarrayos y el equipo a proteger reduce la efectividad de la protección. De modo que la localización del apartarrayo en el dispositivo es recomendada definitivamente. Estos pueden ser montados en la cubierta del dispositivo de distribución adyacente a la boquillas ó por dentro pero del lado del interruptor de línea.

Los apartarrayos serán del tipo estación, pero la limitación de espacio podrá algunas veces hacer necesario el uso de los tipo distribución. La capacidad de voltaje seleccionada debe ser la menor que sea consistente con el voltaje del sistema y con el método de aterrizamiento.

Si el dispositivo de distribución blindado es conectado con un cable a la línea exterior expuesta, el primer requerimiento es que el apartarrayos sea provisto en la unión del cable y la línea exterior con el fin de proteger el cable.

Si el cable no tiene una cubierta metálica continua, un segundo grupo de apartarrayos debe ser provisto al dispositivo de distribución. En este caso los apartarrayos tipo distribución son comúnmente utilizados en la unión, pero los que están en el dispositivo de distribución deben ser del tipo estación.

Si el cable que conecta al dispositivo blindado a la línea exterior expuesta tiene cubierta metálica, el segundo grupo de apartarrayos en el dispositivo no serán necesarios. Esto depende de el nivel de aislamiento del dispositivo, de la capacidad y el tipo de apartarrayos provistos en la unión y de la longitud del cable. Un análisis de este caso fue hecho en base a las siguientes consideraciones:

1. Los apartarrayos en la unión mantienen un voltaje en este punto que no excede el voltaje de arqueo del apartarrayo dado en la *Tabla No. 24*.
2. El máximo voltaje en el dispositivo de distribución debe ser limitado a 80% de su nivel básico de aislamiento
3. Las ondas de voltaje que aparecen en las líneas exteriores y alcanzan el cable de unión tienen una capacidad constante de incremento que no excede los 1000 kV/ μ s
4. La impedancia característica de la línea exterior es de 500 ohms y la del cable es de 30 ohms.
5. La velocidad de propagación de la onda en el cable es de 600ft/ μ s

Los resultados de este análisis se muestran en la *Tabla No. 25*

PROTECCION DE SUBESTACIONES

El tipo voltaje, capacidad y localización de los apartarrayos deben ser seleccionados (por los métodos antes descritos) para proteger todo el equipo en la subestación.

Típicamente un grupo de apartarrayos se requieren en cada línea expuesta que entre a la subestación para proveer protección a los dispositivos de desconexión, buses, etc. El que estos apartarrayos protejan ó no al transformador depende del voltaje del sistema, método de aterrizamiento y distancia del circuito entre los apartarrayos y el transformador (ver protección de transformadores).

Aunque los alimentadores de la subestación de una planta industrial son usualmente circuitos de cables no aterrizados sin exposición a descargas, ocasionalmente los alimentadores exteriores son usados. Esto representa una fuente adicional de ondas de voltaje de las cuales el equipo de la subestación deben ser protegidos por la apropiada aplicación de apartarrayos.

Tabla No. 24 Voltaje de arqueo de apartarrayos usados en el análisis de protección requerido para dispositivo de distribución blindados.

Voltaje nominal de los apartarrayos [kV]	Voltaje de arqueo [kV]	
	Apartarrayos tipo distribución	Apartarrayos tipo estación
3	22	15
6	42.5	25
9	60	37
12	74	52
15	81.5	64

Table 5.7 Industrial power systems handbook

Tabla No. 25 Protección de dispositivo de distribución blindados conectados a líneas exteriores a través de cable con cubierta metálica continua.

Voltaje nominal y BIL del dispositivo de distribución [kV]	Voltaje del sistema		Voltaje nominal de los apartarrayos en la unión [kV]	Apartarrayos en dispositivos de distribución (requeridos ó no requeridos)	
	Neutro efectivamente aterrizado [kV]	Neutro sin aterrizar ó aterrizado con una resistencia [kV]		Con apartarrayo tipo distribución en la unión	Con apartarrayo tipo estación en la unión
4.16 (60 BIL)	2.4 ó 4.16	2.4 4.16 4.16	3* 4.5 6	No requerido ** Requerido	No requerido No requerido (55ft)***
13.8 (95 BIL)	4.8 4.8 ó 6.9	... 4.8 6.9 6.9 11.5 13.8	4.5 6 7.5 9 12 15	** (75ft)*** ** Requerido Requerido Requerido	No requerido No requerido No requerido No requerido (30ft)*** Requerido*

Table 5.7 Industrial Power Systems Handbook

- * El uso de apartarrayos de 3 kV en sistemas de 4.16 kV requiere un relación X_0/X_1 menor que lo necesario para hacer el sistema "efectivamente aterrizado"
- ** Los apartarrayos de 4.5-7.5kV están disponibles solo del tipo estación
- *** Apartarrayos requeridos en dispositivos de distribución si la longitud del cable excede este valor.

PROTECCION DE MAQUINAS ROTATORIAS DE AC

El esquema de protección difiere si las maquinas están conectadas directamente a las líneas exteriores expuestas ó a través de transformadores.

Protección de maquinas conectadas directamente a la línea exterior expuesta.

Primero para proteger el aislamiento, la máxima capacidad de cambio de voltaje aplicado a la maquina debe ser reducido a un valor que limitara la resultante del voltaje a un nivel seguro.

Esto se lleva a cabo conectando un capacitor de protección entre cada línea y tierra en el camino de la onda (de preferencia en las terminales de la maquina) y conectando un apartarrayo de distribución de la línea a tierra a una distancia de 1500 a 2000 ft fuera en cada línea expuesta conectada. Luego para asegurar la protección adecuada de mayor aislamiento, un apartarrayo tipo estación debe ser conectado en paralelo con el capacitor protector.

Quando se localiza en las terminales de la maquina rotatoria, las terminales a tierra del apartarrayo y del capacitor deben ser conectadas directamente al marco de la maquina, la cual por supuesto debe ser conectada al bus de tierra de la planta. Quando el dispositivo de protección no pueda ser localizado directamente en las terminales de la maquina, es preferible traer las líneas a las terminales de estos dispositivos y luego a la maquina, como se muestra en la *Figura No. 49A* en vez de usar terminales separadas de la maquina a los dispositivos de protección como se muestra en la *Figura No. 49B*

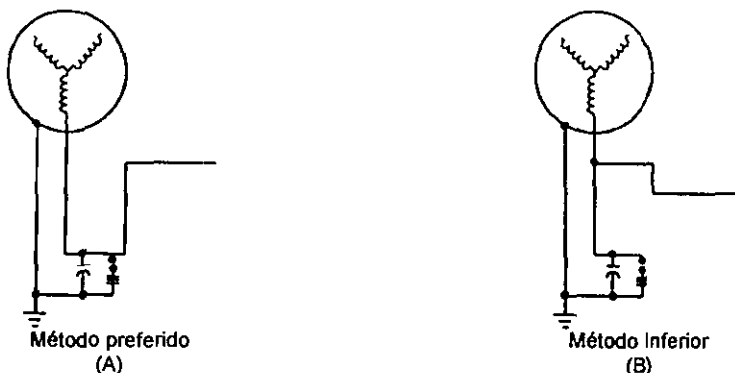


Figura No. 49 Métodos alternativos de conexión de equipo de protección para maquinas rotatorias donde este equipo no puede ser localizado directamente en las terminales de la maquina

Para mejorar la protección provista, las líneas expuestas deben ser protegidas por alambres aterrizados para una distancia aproximada de 2000 ft fuera de la planta. Esto reduce la posibilidad de golpes directos en los circuitos cerca de la estación. Asegur además que la onda de voltaje originada en la línea, entre el apartarrayo que esta instalado de 1500-2000ft de la estación, tenga su amplitud limitada al voltaje de arqueo y la caída IR de este apartarrayo sin hacer caso de la resistencia a tierra del apartarrayo. El alambre de tierra debe ser conectado directamente a las terminales de tierra del apartarrayo; debe ser adecuadamente aterrizado en cada polo de la estructura; y debe ser conectado al bus de tierra de la planta.

El esquema completo de protección es mostrado en la Figura No. 50

Protección de maquinas conectadas a líneas exteriores expuestas a través de un transformador.

En este caso no se requieren apartarrayos fuera de la línea, pero un apartarrayo tipo estación debe ser instalado en el lado de la línea de transformador (ver Figura No. 51).

Un apartarrayo tipo estación y un capacitor deben ser instalados entre el transformador y la maquina, de preferencia en las terminales de la maquina. Las conexiones a este equipo de protección debe ser como las mostradas en la Figura No. 50

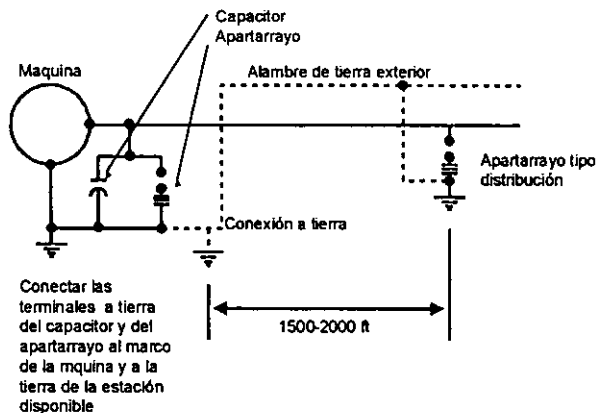


Figura No. 50 Arreglo del equipo de protección para la maquina rotatoria conectado directamente a una línea exterior expuesta

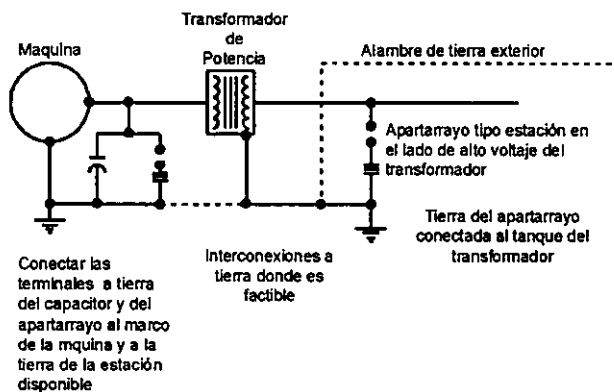


Figura No. 51 Arreglo de equipo de protección para maquinas rotatorias conectadas a líneas expuestas exteriores a través de un transformador

3.11.2 CAPACIDADES RECOMENDADAS PARA PROTECCION DE EQUIPO

La *Tabla No. 26* muestra las capacidades de los apartarrayos y capacitores de protección recomendados para la protección de maquinas rotatorias. Las capacidades de los apartarrayos en el lado de la línea de cualquier transformador entre la maquina rotatoria y la línea exterior expuesta no son mostradas. Esos apartarrayos deben ser seleccionados para adecuarse al voltaje y método de aterrizamiento de la línea del lado del sistema.

Para maquinas de una sola fase se aplican las mismas recomendaciones excepto que solo dos unidades de un solo polo se requieren si no esta aterrizada la línea y solo una (la línea no aterrizada) si una línea está aterrizada. Sin embargo para maquinas de 0-650V un capacitor protector de tres polos es comúnmente usado en este caso. Los capacitores de 2 polos y 2400V y apartarrayos de 2 polos 650V están disponibles para uso en sistemas monofásicos en donde ninguna línea esta aterrizada.

Como se muestra el voltaje nominal de los capacitores de protección recomendados coinciden con el voltaje entre líneas del sistema tanto para sistemas efectivamente aterizados ó no aterizados. Estos son generalmente diseñados de modo que pueden ser usados en maquinas cuyo voltaje nominal no exceda el 110% del voltaje nominal del capacitor. Donde el voltaje nominal de la maquina este entre los voltajes nominales del capacitor de protección disponible, se deberá utilizar el siguiente voltaje nominal.

Tabla No. 26 Equipo de protección para maquinas rotatorias trifásicas.

Voltaje nominal de la maquina entre líneas	Para instalación en las terminales de la maquina ó en el bus de la maquina						Para instalación de 1500 a 2000 ft fuera en conexión directa a las líneas exteriores expuestas		
	Capacitores de protección			Apartarrayos tipo estación			Apartarrayos tipo distribución		
	Voltaje Nominal	μf / polo	Unidades requeridas de un solo polo	Voltaje nominal			Voltaje nominal		
				Sistemas sin aterrizaj ó aterrizados con	Sistemas efectivamente aterrizados	Unidades requeridas de un solo polo	Sistemas sin aterrizaj ó aterrizados con	Sistemas efectivamente aterrizados	Unidades requeridas de un solo polo
0-650	0-650	1.0	3*	650	650	3*	650	650	3
2400	2400	0.5	3*	3000	3000	3	3000	3000	3
4160	4160	0.5	3*	4500	3000***	3	6000	3000***	3
4800	4800	0.5	3	6000	4500	3	6000	6000	3
6900	6900	0.5	3	7500	6000	3	9000	6000	3
11500	11500	0.25	3 ó 6**	12000	9000	3	12000	9000	3
13800	13800	0.25	3 ó 6**	15000	12000	3	15000	12000	3

Table 5.6 Industrial Power Systems Handbook

* Una unidad sencilla de tres polos es comúnmente usada

** Usar 6 unidades de capacitor (0.5 μf /fase) donde apliquen alguna de las siguientes condiciones:

1. La maquina esta directamente conectada a las líneas exteriores expuestas, esta conectada a través de un autotransformador ó esta conectada a través de un transformador Y-Y con ambas Y's aterizadas.
2. La maquina no esta aterizada, el neutro esta aterizado a través de una resistencia mayor a 50 ohms ó el neutro esta aterizado a través de una reactancia mayor de 5 ohms(base de 60 Hz). En todos los demás casos la unidades de capacitor (0.25 μf /fase) serán suficiente.

*** El uso de apartarrayos de 3000V en un sistema de 4160V requiere que X0/X1 sea menor que la necesaria para hacer al sistema "efectivamente aterizado".

3.11.3 NORMAS

El Artículo 280 de la NOM-001-SEMP-1994 – Apartarrayos - cubre los requisitos generales de instalación y conexión de apartarrayos instalados en los circuitos.

3.12 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS (CORRIENTE)

3.12.1 CLASIFICACIÓN

Los transformadores de instrumentos se emplean para reducir los voltajes y corrientes de una línea de transmisión o de distribución a los niveles que puedan manejar en condiciones seguras los medidores y dispositivos de control.

3.12.1.1 PROTECCION

Un transformador de corriente transforma la corriente de línea a valores accesibles para los relés de protección, y los aísla los instrumentos de medición y relevadores cuando no pueden conectarse directamente a la línea de voltaje.

El embobinado primario es conectado en serie con el circuito que llevará la corriente de línea a ser medida. Y el embobinado secundario es conectado a los dispositivos de protección, instrumentos, medidores o equipos de control.

3.12.1.2 MEDICION

Los transformadores para equipo de medición se clasifican en dos tipos generales:

- Tipo seco. Con aislamiento moldeado para instalación en interiores, algunos transformadores tienen aislamiento adecuado para la operación en exteriores en circuitos hasta de 15 kV a tierra.
- Tipo relleno, con líquido en tanques de acero con terminales de alto voltaje del primario, orientados para la instalación en circuitos por arriba de 15 kV.

3.12.2 CONEXIONES

Existen tres tipos de conexiones para los circuitos trifásicos:

- Conexión en estrella: Un transformador de corriente es conectado en cada fase con el relé de fase (51) detectar fallas de fase en el secundario en sistemas de aterrizaje un relé (51N) en el transformador de corriente en el conductor común detectando cualquier corriente de carga por neutro o por tierra. Si las corrientes de carga por el neutro no pueden ser detectadas por el relé 51N como corrientes de falla a tierra. Un cuarto transformador de corriente es colocado en el conductor neutro. Las corrientes del secundario deben estar en fase con las corrientes del primario.

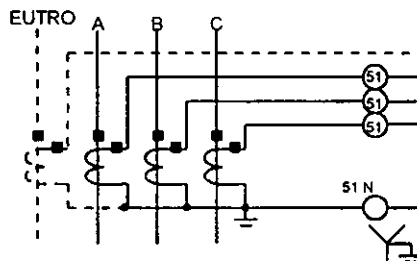


Figura No. 52 Transformadores De corriente conexión estrella

2. Conexión delta abierta: Esta conexión es básicamente una estrella con una rama abierta, usando solamente dos transformadores de corriente, se aplica como se muestra en la *Figura No. 53*, esta conexión detecta fallas trifásicas y de fase a fase. Se requiere usar corrientes de secuencia cero y un relé 51GS para detectar corrientes de falla a tierra. Todos los conductores trifásicos y el neutro (si existe) deben pasar a través del transformador de corriente.

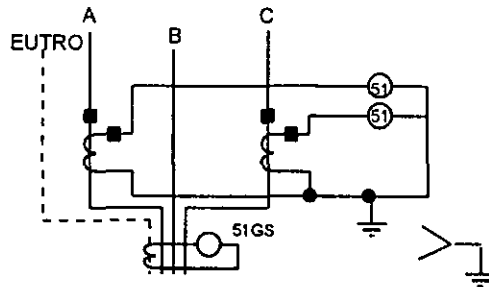


Figura No. 53 Transformador De corriente conexión delta abierta

3. Conexión delta: la conexión en delta es usada por transformadores de potencia para esquemas de protección con relé diferencial donde los transformadores de potencia sus bobinas estén conectadas en delta-estrella. El transformador de corriente en el lado de la delta se conecta en estrella, y en el lado de estrella se conecta en delta. Los transformadores de corriente conectados en delta producen una corriente en los relés igual a $\sqrt{3}$ tiempos la corriente del secundario.

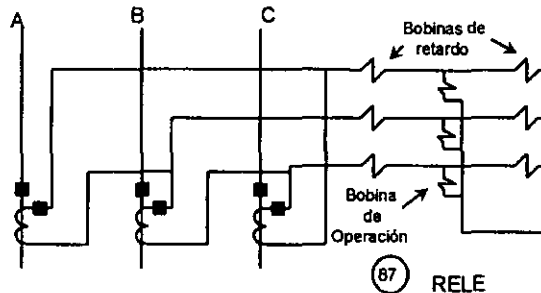


Figura No. 54 Transformador de corriente conexión delta

3.12.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN

3.12.3.1 POR BURDEN

El burden es la carga conectada a las terminales del secundario del transformador y se expresa en Volt-Amperes (VA) y el factor de potencia es especificado por los valores de corriente, o como la impedancia total en ohms con la resistencia efectiva y componentes reactivos. El término burden es usado para diferenciar la corriente de carga del transformador de la carga del circuito primario. El factor de potencia está referido al burden y no a la carga del circuito primario.

Tabla No. 27 Valores estándar del burden para transformadores de corriente con 5 A en el secundario

Designación de Burden	Resistencia Ohms	Inductancia MiliHenrys	Impedancia Ohms	Volt-Amperes (a 5 A)	Factor de Potencia
BURDEN DE MEDICION					
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B-0.9	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.62	2.08	1.8	45	0.9
BURDEN DE PROTECCION					
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

Tabla 18 ANSI / IEEE Std 242-1986

Si la corriente del transformador está en otro valor de 5 A, los ohms del burden pueden obtenerse mediante

la multiplicación de la resistencia y la inductancia de la Tabla No. 27 $\times \left[\frac{5}{\text{rango de amperaje}} \right]^2$

3.12.3.2 POR PRECISION

De acuerdo con la exactitud:

- Transformadores que tienen mayor exactitud, por lo general en cargas relativamente bajas;
- Transformadores de relevadores y de control que en general tienen una capacidad de carga mayor, pero de menor exactitud, en particular en sobrecargas intensas.

Clases de precisión de los TC's

- | | |
|-----------|---|
| 0.1 | Laboratorio (calibración) |
| 0.2 y 0.3 | Medición de energía para facturación |
| 0.5 y 0.6 | Medición de energía para estadística. |
| 1.0 y 1.2 | Medición instantánea, registrada y protección. |
| 3.0 y 5.0 | Compensación para VAR y relevadores ya que la tolerancia para protección es 2.5 al 10%. |

Con 20 veces la corriente secundaria nominal, el TC es clasificado sobre la base del voltaje máximo que puede mantener en sus terminales sin excederse a las especificaciones de rango de error.

3.12.4 ESPECIFICACIONES TÍPICAS

1	Tensión nominal del sistema (entre fases)	kV
2	Tensión máxima de diseño	kV
3	Frecuencia nominal	Hz
4	Tipo	
5	Servicio	
6	Corriente nominal primaria	Amp
7	Corriente nominal secundaria	Amp
8	Número de devanados secundarios	
9	Relación	
10	Precisión:	
	a) Clase y potencia de precisión para protección.	
	b) Clase y potencia de precisión para medición	
11	Nivel nominal de aislamiento	kV
12	Tensión primaria de prueba dieléctrica a 60 Hz.	kV
13	Tensión de prueba de impulso onda completa, (1.2 x 50 microsegundos) BIL	kV
14	Tensión de prueba de impulso, onda corta	kV
15	Tiempo mínimo de flameo	Microseg.
16	Tensión secundaria de prueba dieléctrica a 60 Hz. (húmedo)	kV
17	Factor de capacidad térmica (RF)	
	Factor térmico a corriente nominal en periodo continuo.	
18	Distancia mínima de fuga (CREEPAGE DISTANCE)	
19	Elevación máxima de la temperatura ambiente de 30 °C medida por resistencia, con corriente nominal en forma continua y a 1000 m.s.n.m.	°C
20	Corriente máxima nominal primaria	
	a) Simple relación	Amp
	b) Triple relación	Amp
21	Corriente máxima de corto circuito	
	a) Corriente térmica durante 1 segundo	
	Simple relación	KA
	Triple relación	KA
	b) Corriente dinámica pico	
	Simple relación	KA
	Triple relación	KA
22	Posición de montaje	

Guía de selección

- 1 Determine los VA momentáneos y continuos de cada bobina en el circuito de control
- 2 Totalice los VA continuos de todas las bobinas
- 3 Totalice los VA momentáneos de todas las bobinas al 100% de la tensión secundaria. Se suma este valor al total de los VA continuos (si hay) cuando se presenta el estado momentáneo.
- 4 Si la fuente de alimentación es estable y no varía arriba de $\pm 5\%$, se usa la columna de 90% de tensión secundaria de la tabla de regulación. Si la tensión varía hasta un $\pm 10\%$, se usa la columna de 95%.
- 5 De la tabla de regulación se selecciona el transformador:
 - a) Con un rango de VA continuos igual o mayor que el valor obtenido en el paso 2
 - b) Con un máximo de VA momentáneos igual o mayor que el valor obtenido en el paso 3.

TABLA DE REGULACION			
VA momentáneos a 30% de factor de potencia			
VA continuos	95% Tensión Secundaria	90% Tensión Secundaria	85% Tensión Secundaria
50	170	238	308
75	236	353	471
100	298	447	599
150	590	805	1023
200	1065	1583	2163
250	1290	1949	2680
300	1237	1775	2299
350	1480	2104	2712
500	1838	2651	3441
750	3483	5042	6564
1000	4244	6345	8388
1500	10023	14735	19304
2000	12744	19202	25450
3000	18176	28096	37797
5000	29868	48349	66541

Regulación y referencia cruzada SD transformadores de control tipo K

Las normas NEMA requieren la operación de aparatos magnéticos a 85% de la tensión nominal. Los datos de regulación están calculados para condiciones de temperatura máxima nominal.

3.12.5 MEMORIA DE CALCULO

El comportamiento de los TC's de medición y protección, pueden ser calculados con el circuito equivalente de la *Figura No. 55*.

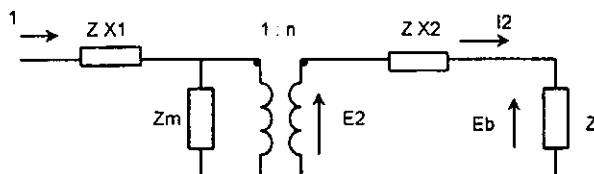


Figura No. 55

Donde el devanado primario del TC se conecta en serie con el circuito de potencia, su corriente primaria I_1 depende del circuito de la red. La impedancia de fuga del devanado primario Z_{X1} no tiene efecto en el comportamiento del TC y puede ser omitida.

Refiriendo todas las cantidades al devanado secundario, queda el circuito equivalente simplificado de la *Figura No. 56*.

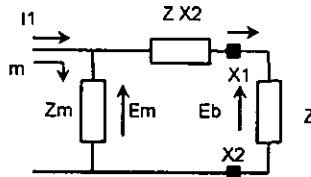


Figura No. 56

$$\frac{I_p}{I_{SEC}} = \frac{N_{SEC}}{N_p} = RTC$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = RTC$$

Donde:

- I_p e I_1 Corriente del primario
- I_{SEC} e I_2 Corriente del secundario
- N_{SEC} Número de vueltas del secundario
- N_p Número de vueltas del primario
- RTC Relación de transformación

3.12.6 REFERENCIA A CATALOGOS

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

CALIBRADO (150 kV BIL A 1050 kV BIL)

BIL kV	Voltaje máximo del sistema (MSV) kV	Tensión no disruptiva (Dry) kV	Distancia mínima de fuga pulgadas	Distancia mínima de paro pulgadas
150	26	50	19	10
200	36	70	33	13
250	48	95	40	18
350	72	140	51	24
550	121	230	92	40
650	145	275	112	48
750	169	325	125	58
900	242	395	169	65
1050	242	460	214	83

Metering current transformer SD

CALIBRADO (150 kV BIL A 1050 kV BIL)

Rango	Rango mecánico de tiempo corto KA RMS máx.	Rango térmico de tiempo corto KA rms, 1 sec.
25 / 50:5	4	3
50/100:5	8	6
75/150:5	12	10
100/200:5	15	13
150/300:5	24	20
200/400:5	30	26
300/600:5	60	39
400/800:5	60	52
500/1000:5	120	60
600/1200:5	120	90
1000/2000:5	120	90
1500/3000:5	120	90

Secondary winding ratios & short-time current ratings SD

ALTA PRECISION (150 kV BIL A 1050 kV BIL)

Nivel básico de aislamiento (BIL) kV	Voltaje máximo del sistema (MSV) kV	Tensión no disruptiva (Dry) kV	Distancia mínima de fuga pulgadas	Distancia mínima de paro pulgadas
150	26	50	19	10
200	36	70	33	13
250	48	95	40	18
350	72	140	51	24
550	121	230	92	40
650	145	275	112	48
750	169	325	125	58
900	242	395	169	65
1050	242	460	214	83

High Accuracy current transformer SD

ALTA PRECISION (150 kV BIL A 1050 kV BIL)

Rango	Rango mecánico de tiempo corto KA RMS máx.	Rango térmico de tiempo corto KA rms, 1 sec.
100/200:5	7.5x15	5x10
150/300:5	12x24	10x20
200/400:5	15x30	12.5x25
300/600:5	15x30	12.5x25
400/800:5	30x60	25x50
500/1000:5	30x60	25x50
600/1200:5	30x60	25x50
800x1600:5	60x120	45x90
1000/2000:5	60x120	45x90
1500/3000:5	60x120	45x90

Secondary winding ratios & short-time current ratings SD

TRANSFORMADORES DE CONTROL

VA	Referencia cruzada	
	Tipo E	Tipo K
25	EO-17	N.A.
50	EO-1	K50
75	EO-18	K75
100	EO-2	K100
150	EO-3	K150
200	EO-19	K200
250	EO-15	K250
300	EO-4	K300
350	EO-16	K350
500	EO-51	K500
750	EO-61	K750
1000	EO-71	K1000
1500	EO-81	K1500
2000	EO-91	K2000
3000	EO-10	K3000
5000	EO-11	K5000

Transformadores de control clase 9070 SD

CODIGO DE TENSIONES PARA TABLEROS DE CONTROL

SUFIJO	TENSIÓN	TAMAÑO
D1	240/480-120	K50
D2	240//480-24	K75
D3	208-120	K100
D4	277-120	K150
D5	600-120	K200
D6	380-110	K250
D7	120-24	K300
D12	480-240	K350
D13	120-12/24	K500
D14	208-24	K750
D15	240/480-24/120	K1000
D16	600-24	K1500
D17	415-110	K2000
D18	208/277/380-95/115	K3000
D19	208/240/277/380/480-24	K5000
D20	208/230/460-115	
D21	120-12	
D22	480-277	
D23	120/240-24	
D24	120/120	
D25	277-24	
D26	208/240/416/480-120	
D27	208/240/480-12	

Transformadores de control Clase 9070 SD

3.13 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS (POTENCIAL)

3.13.1 CLASIFICACION

Los circuitos de potencial de los instrumentos son de alta impedancia, y los transformadores de voltaje se diseñan para operar en cargas del secundario de alta impedancia. En el diseño usual, el voltaje nominal del secundario es 120 Volts, y los transformadores de aparatos de medición se han construido para voltajes nominales del primario hasta 350 kV.

Los transformadores de voltaje son requeridos para resistir los sobrevoltajes dinámicos existentes en la operación del sistema de potencia (del orden del 20% arriba del voltaje nominal) casi indefinidamente.

El devanado primario del transformador de voltaje se conecta en paralelo con la carga para la cual se va a medir o controlar el voltaje

3.13.1.1 MEDICION

Se conectan entre líneas cuya diferencia de potencial se debe determinar y se emplea para reducir el voltaje (usualmente a 120 V), así como alimentar los circuitos de voltaje de la carga conectada del instrumento. Su construcción básica es similar a la de un transformador de potencia que opera al mismo voltaje de entrada, excepto que se diseñan para un funcionamiento óptimo con las cargas de alta impedancia del secundario de los instrumentos conectados. El núcleo se opera a una alta densidad de flujo, y el aislamiento debe ser apropiado para el voltaje de línea a tierra.

3.13.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Los transformadores de voltaje son capaces de operar de manera precisa y continua cuando el voltaje aplicado en el primario está dentro de un $\pm 10\%$ de la capacidad del voltaje primario.

Tabla No. 28 Capacidades y características de los transformadores de potencial

Capacidad de voltaje primario por capacidad de voltaje línea a línea V	Relación	Nivel básico de impulso (kV Cresta)
120 para 208 Y	1:1	10
240 para 416 Y	2:1	10
300 para 520 Y	2.5:1	10
120 para 208 Y	1:1	30
240 para 416 Y	2:1	30
300 para 520 Y	2.5:1	30
480 para 832 Y	4:1	30
600 para 1040 Y	5:1	30
2400 para 4160 Y	20:1	60
4200 para 7280 Y	35:1	75
4800 para 8320 Y	40:1	75
7200 para 12470 Y	60:1	110 o 95
8400 para 14560 Y	70:1	110 o 95

Tabla 19 IEEE Std. 742-1986

Transformador de voltaje para aplicación con 100% de la capacidad del voltaje primario a través del devanado primario cuando es conectado línea a línea o línea a tierra.

Tabla No. 29 capacidades y características de los transformadores de potencial

Capacidad de voltaje primario por capacidad de voltaje línea a línea V	Relación	Nivel básico de impulso (kV Cresta)
120 para 208 Y	1:1	10
240 para 416 Y	2:1	10
300 para 520 Y	2.5:1	10
480 para 832 Y	4:1	10
600 para 1040 Y	5:1	10
2400 para 2400 Y	20:1	45
4800 para 4800 Y	40:1	60
7200 para 7200 Y	60:1	75
12000 para 12000 Y	100:1	110 o 95
14000 para 14000 Y	120:1	110 o 95
24000 para 24000 Y	200:1	150 o 125
34500 para 34500 Y	300:1	200 o 150

Tabla 29 IEEE Std. 242-1986

Los transformadores de voltaje son primordialmente para servicio línea a línea, puede ser aplicados para línea a tierra o línea a neutro en un devanado de voltaje igual a la capacidad del voltaje primario dividido por $\sqrt{3}$.

3.13.2.1 POR BURDEN

Los límites térmicos del burden dados por el fabricante del transformador no se deben exceder en las prácticas normales ya que pueden afectar la precisión del transformador y su tiempo de vida. Los burden térmicos están dados en Volt-Amper y pueden ser calculados mediante una simple suma de los volt-amper de los burden de los dispositivos conectados al secundario del transformador. Si la suma está dentro de la capacidad nominal, el transformador trabajará satisfactoriamente sobre el rango de voltajes de 0 a 110% del voltaje de placa.

Los burden estándar para transformadores de voltaje con un voltaje en el secundario de 120 V son mostrados en la *Tabla No. 30*

Tabla No. 30 Burden estándar para Transformadores de voltaje

Características estándar sobre burden			Características sobre 120 V base		
Designación	Volt-Amper	Factor de potencia	Resistencia ohms	Inductancia Henries	Impedancia ohms
W	12.5	0.10	115.2	3.04	1152
X	25	0.70	403.2	1.09	576
Y	75	0.85	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.0503	36
M	35	0.20	82.3	1.07	411

3.13.2.2 POR PRECISION

La clasificación de la precisión de los transformadores estándar de voltaje está en un rango de 0.3 a 1.2 representando la corrección en por ciento de la relación para obtener la relación real. Estas precisiones son suficientemente altas de modo que cualquier transformador estándar será adecuado para los propósitos de construcción mientras estos sean aplicados dentro de sus límites térmicos y de voltaje.

Clases de precisión de TP's

- 0.1 LABORATORIO (calibración)
- 0.2 Medición de energía para facturación
- 0.6 Medición de energía para estadística
- 1.2 Medición instantánea registrada y protección

3.13.3 ESPECIFICACIONES TIPICAS

1	Tensión nominal del sistema (entre fases)	KV
2	Tensión máxima de diseño	KV
3	Frecuencia nominal	Hz
4	Tipo	
5	Servicio	
6	Número de aisladores (Bushings)	
7	Conexión del primario	
8	Voltaje nominal de los devanados	
	a) Voltaje primario	V
	b) Voltajes secundarios	V
9	Relación de transformación	
10	Número de devanados secundarios	
11	Distancia de fuga mínima	M
12	Nivel nominal de aislamiento	KV
13	Grupo de aislamiento ANSI	
14	Tensión de prueba dieléctrica a 60 HZ.	KV
15	Tensión de prueba dieléctrica a 120 Hz.	KV
16	Tensión de prueba de impulso onda completa (1.2 x 50 µseg.) BIL	KV
17	Tensión de prueba de impulso onda corta	KC
18	Tiempo mínimo de flameo	Microsegundos
19	Tensión nominal primaria (fase-tierra)	V
20	Potencia máxima de calentamiento	VA
21	Clase y potencia de precisión	
22	Posición de montaje	

INFORMACION Y DIBUJOS (información del fabricante)

- 1 Dimensiones generales, mostrando la ubicación de los accesorios
- 2 Longitud total desde la base
- 3 Longitud de las columnas de aisladores
- 4 Longitud de la base a la línea de centros de las conexiones inferiores
- 5 Detalle de las terminales de alta tensión
- 6 Detalle de la base de los transformadores
- 7 Detalle de las terminales de los devanados secundarios
- 8 Lista de partes de repuesto para dos años de operación
- 9 Dibujos de dimensiones generales, incluyendo peso, localización y detalles de las cajas terminales y conectores del primario
- 10 Anclas y detalle de anclaje
- 11 Placas de datos
- 12 Dibujo de los aisladores, características y configuración
- 13 Diagramas de conexiones y polaridades
- 14 Normas, códigos y estándares certificados
- 15 Reporte de las pruebas
- 16 Folletos e instructivos de todo el equipo que se suministre y que cubran su montaje, funcionamiento y mantenimiento e ilustren ampliamente su composición y apariencia
- 17 Curvas definitivas de funcionamiento

3.13.4 MEMORIA DE CALCULO

De acuerdo al burden.

A veces es usual expresarlo en términos de VA o F.P.

$$P[VA] = \frac{V^2}{Z}$$

P	Potencia	[VA]
V	Voltaje	[V]
Z	Impedancia	[Ohms]

Ver memoria de cálculo de los TC's (punto 3.12)

3.13.5 REFERENCIA A CATALOGOS

**TRANSFORMADOR ELECTROMAGNETICO DE VOLTAJE 150 kV BIL a 1050 kV BIL y
TRANSFORMADOR DE VOLTAJE ALTA PRECISION 150 kV BIL a 1050 kV BIL**

BIL kV	Voltaje máximo del sistema (MSV) kV	Tensión no disruptiva (Seco) kV	Distancia mínima de fuga pulgadas	Distancia mínima de paro pulgadas
150	26	50	19	10
200	36	70	33	13
250	48	95	40	18
350	72	140	51	24
550	121	230	92	40
650	145	275	112	48
750	169	325	125	58
900	242	395	169	65
1050	242	460	214	83

Electromagnetic voltage transformer SD and high-accuracy voltage transformer

RELACIÓN DEL DEVANADO SECUNDARIO Y VARIACIÓN DE VOLTAJE DE AMBOS TRANSFORMADORES 150 kV BIL a 1050 kV BIL

Voltaje nominal del sistema (BIL) kV	Voltaje nominal primario (MSV) kV	Relación del secundario	Voltajes del secundario Volts	Relación del terciario	Voltajes del terciario Volts
25/150	14400	120/200:1	120/72	120/200:1	120/72
34.5/200	20125	175/300:1	115/67.08	175/300:1	115/67.08
46/250	27600	240/400:1	115/69	240/400:1	115/69
60/350	34500	300/500:1	115/69	300/500:1	115/69
69/350	40250	350/600:1	115/67.08	350/600:1	115/67.08
115/50	69000	600/1000:1	115/69	600/1000:1	115/69
138/650	80500	700/1200:1	115/67.08	700/1200:1	115/67.08
161/750	92000	800/1400:1	115/65.71	800/1400:1	115/65.71
230/900	138000	1200/2000:1	115/69	1200/2000:1	115/69
230/1050	138000	1200/2000:1	115/69	1200/2000:1	115/69

Secondary Winding ratios & voltage ratings SD

3.14 CUCHILLAS

3.14.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Debe instalarse un juego de cuchillas en adición a cualquier otro medio de interrupción, inmediatamente después del equipo de servicio de la subestación.

Debe instalarse un juego de cuchillas en otros puntos donde se requiera abrir líneas o conexiones para maniobras de operación o mantenimiento.

1. NORMAS.

El diseño la fabricación y el método de pruebas, se regirán con forme a la última revisión de las normas: ASA C-29, Aisladores; ASA C-37, Cuchillas seccionalizadoras; NEMA SG-6 y ASTM. Toda modificación a lo de estas normas debe manifestarse claramente indicando la diferencia entre lo establecido y lo que se propone.

Norma Oficial Mexicana (NOM)

Sección B Interruptores, Cuchillas y Fusibles.

- 2405.10 Accesibilidad y colocación.
- 2405.14 Uso de cuchillas.
- 2405.23 Protección de partes vivas.

2. AISLAMIENTO.

Los aisladores soportes de las cuchillas deben ser de un material libre de burbujas o cavidades de aire, obtenida por proceso húmedo

3. ELEMENTOS DE CONDUCCION.

4. CONTACTOS.

Los contactos deberán ser capaces de soportar continuamente la corriente nominal a la frecuencia de operación, sin necesidad de mantenimiento excesivo. Deberán ser autoalineables, construidos de un material ferroso de alta conductividad, robustos, balanceados y estables contra choques debidos a corrientes de circuito corto y a las operaciones bruscas de apertura y cierre.

Se deberá asegurar que los contactos en la posición "cerrado" tengan una presión efectiva y que están libres de contaminantes y erosión por Efecto Corona. Si hay resortes serán de acero inoxidable y estarán aislados al paso de la corriente.

5. BASE.

Será de acero estructural , tendrá doble galvanizado en caliente y todos los taladros necesarios para su montaje y el de los aisladores, de acuerdo a las normas ASA y NEMA.

6. MECANISMO DE OPERACIÓN.

Cuando se especifiquen Cuchillas Operadas en Grupo, el Mecanismo de Operación deberá ser por medio de aislador giratorio. El funcionamiento del mecanismo debe permitir el giro de la barra de mando. Los aisladores rotatorios deberán estar equipados con baleros de bolas contenidos en caja de acero inoxidable; Las otras partes rotatorias deberán equiparse con ejes de acero inoxidable y bujes de bronce.

7. EMBARQUE.

Conforme a lo propuesto e las normas ASA C-37.32-2.4.8.

8. DIBUJOS E INSTRUCTIVOS.

- Dimensiones generales
- Reportes de pruebas del fabricante
- Instructivos de operación y mantenimiento

La aprobación de CFE de los planos no releva al fabricante del cumplimiento de las especificaciones y de lo estipulado. La CFE se reserva el derecho de modificar las especificaciones las veces que sean necesarias pero de acuerdo con la fase de fabricación de las cuchillas.

3.14.2 ESPECIFICACIONES TÍPICAS

1. NUMERO DE ESPECIFICACIONES

2. CARACTERISTICAS ELECTRICAS

- 2.1 Voltaje nominal
- 2.2 Corriente nominal
- 2.3 Corriente momentánea (4 segundos)
- 2.4 Nivel Básico de Impulso
- 2.5 Referencia técnica NEMA

3. CARACTERISTICAS GENERALES

- 3.1 Número de polos
- 3.2 Número de tiros
- 3.3 Servicio
- 3.4 Montaje
- 3.5 Operación
- 3.6 Mecanismo de operación
- 3.7 Altura de operación
- 3.8 Altura de montaje sobre el piso
- 3.9 Separación entre fases
- 3.10 Distancia del Gozne exterior al Polo más Próximo
- 3.11 Número de aisladores por polo

4. ACCESORIOS

- 4.1 Conectores
- 4.2 Cuchilla de puesta a tierra
- 4.3 Cuernos de Arqueo

Check list de especificación.

CUCHILLAS DESCONECTADORAS EN _____ kV

- a. Tipo
- b. Voltaje nominal
- c. Voltaje máximo de diseño
- d. Corriente nominal
- e. Corriente máxima de corto circuito
- f. Corriente momentánea pico
- g. Nivel básico de impulso
- h. Incremento de temperatura sobre 40 °C de temperatura ambiente
- i. Tolerancia, por sobretensión de switcheo mínima
- j. Prueba de potencial, fase a tierra

En seco, 60 Hz, durante 1 minuto
Húmedo, 60 Hz, durante 10 segundos

- k. Prueba de potencial entre fases con la cuchilla abierta

En seco, 60 Hz, durante 1 minuto
Húmedo, 60 Hz, durante 10 segundos

- l. Normas de diseño y pruebas de cuchillas
- m. Contactos

- Superficie de contacto
- Cantidad de elementos por contacto
- Presión de contacto

- n. Distancias

- Distancia de la cuchilla en posición abierto
- Distancia de descarga
- Distancia de fuga

- o. Resistencia mecánica

- Máxima carga horizontal permitida en las terminales de la cuchilla (kg.)
- Presión de viento máximo permitido
- Factor de ráfaga de viento
- Coeficiente de distribución de presión como función de su forma (geometría)
- Designación de material de pernos de montaje
- Arreglo de soporte de aisladores

Resistencia mecánica nominal en suspensión
Resistencia mecánica nominal a la torsión

- Aisladores rotatorios

Resistencia mecánica nominal a la torsión

- p. Pesos

- Peso de cada polo de cuchilla sin el mecanismo de operación
- Peso del mecanismo de operación

- q. Dimensiones (cuchilla tipo horizontal)
 - Altura vertical
 - Largo
 - Longitud del apilamiento de aisladores
- r. Dimensiones para embarque
 - Peso
 - Altura
 - Ancho
 - Longitud

REQUERIMIENTOS ADICIONALES

- a. Dibujos:
 - Para cada tipo de cuchilla desconectadora, se deberán suministrar los siguientes dibujos:
 - a.1 Longitud total de la base.
 - a.2 Longitud de la columna de aisladores.
 - a.3 longitud desde la base a la línea de centro de los conectores.
 - a.4 Longitud de la proyección horizontal de los contactos móviles, cuando se encuentran en la posición de abierto.
 - a.5 Distancia mínima entre contactos en la posición de abierto.
 - a.6 Detalles de terminales de conexión.
 - a.7 Detalles de la base de la cuchilla desconectadora.
- b. Estimado preliminar de manufactura y entrega.
- c. Tiempo estimado de montaje.

3.14.3 MEMORIA DE CÁLCULO

Para *Tabla No. 31*: y *Tabla No. 32*

Con tiempos de carga entre 1 y 4 segundos la intensidad de corriente momentánea (1 seg.) ha de multiplicarse por

$$\sqrt{t}$$

- t tiempo en segundos.

3.14.4 REFERENCIA A CATÁLOGOS

Cuchillas desconectadoras en aire de operación sin carga, de un tiro, tripolares operación en grupo, manualmente operadas, servicio interno.

7

Tabla No. 31 DATOS DE PRUEBA

Serie	Corriente Nominal	Resistencia contra ruptura en cortocircuitos	
		Corriente De impulso (valor de cresta)	Corriente momentánea (valor eficaz)
	A	kA	kA
7.2 / 15	400	50	25
	630	85	40
	1250	140	60
	2000	150	90
	3000	150	100
20	400	50	25
	630	85	40
	1250	140	60
	2000	150	90
	3000	150	100
30	400	50	25
	630	85	40
	1250	140	60
	2000	150	90
	3000	150	100

CUCHILLA DESCONECTADORA DE UN TIRO TRIPOLAR

Operación en grupo, operación sin carga, servicio interior.

Tensión máxima Volts	Corriente Nominal
7 200	400
	630
	1250
15 000	400
	630
	1250
25 800	400
	630
	1250
36 000	400
	630
	1250

CUCHILLA DESCONECTADORA DE UN TIRO CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA EN UNA UNIDAD

Corriente Nominal A	Tipo	Medidas en mm		
		l_1	V_1	W_1
400	7.2 / 400	218	57	75
630	7.2 / 630	218	57	90
1250	7.2 / 1250	313	80	115
400	15 / 400	283	57	75
630	15 / 630	283	57	90
1250	15 / 1250	390	80	115
400	20 / 400	316	60	65
630	20 / 630	316	60	80
1250	20 / 1250	435	65	140
400	30 / 400	377	83	90
630	30 / 630	377	83	105
1250	30 / 1250	513	75	140

CUCHILLA DESCONECTADORA DE UN TIRO, TRIPOLAR, ALTO AMPERAJE.

Operación en grupo, sin carga servicio interior.

Tipo	Tensión máxima Volts
7.2 / 2000 7.2 / 3000	7200
15 / 2000 15 / 3000	15000
20 / 2000 20 / 3000	25800
30 / 2000 30 / 3000	36000

CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA DE UN TIRO, TRIPOLAR

Operación en grupo, servicio interior.

$I_{th} = 25 \text{ kA} - 1 \text{ seg.}$	

Serie	Tipo	a	b	c	d	h	l	o	p	w	x / y
mm											
7.2	DEP 7.2	150	600	190	650	203	165	55	210	85	150
15	DEP 15	150	600	190	650	203	165	55	210	85	150
20	DEP 20	165	750	205	800	283	245	50	300	100	190
30	DEP 30	185	1000	225	1050	373	295	45	400	120	250

CUCHILLA DESCONECTADORA FUSIBLE, TRIPOLAR

Operación en grupo, sin carga, servicio interior.

Tensión máxima Volts	Amperaje de servicio A
7200	Según fusible
15000	Según fusible

CUCHILLAS DESCONECTADORAS EN AIRE DE OPERACIÓN SIN CARGA DE UN TIRO, MANUALMENTE OPERADAS, SERVICIO INTEMPERIE

Tabla No. 32

Las cuchillas pueden operarse por medio de accionamientos manuales de estribo.

DATOS DE PRUEBA

Serie	Corriente Nominal	Resistencia contra ruptura en cortocircuitos	
		Corriente de impulso (valor cresta)	Corriente momentánea (valor eficaz)
		kA	kA
20	400	50	25
	630	85	40
	1250	140	60
	2000	150	90
30	400	50	25
	630	85	40

CUCHILLA DESCONECTADORA DE UN TIRO, UNIPOLAR Y TRIPOLAR

Las cuchillas están destinadas a operar sin corriente. Se suministran con aisladores acanalados de porcelana o de resina.

Las cuchillas unipolares tipo EFT están provistas solamente para accionamiento manual por medio de pértiga; las cuchillas tripolares tipo DFT pueden accionarse manualmente por medio pértiga o accionamiento tipo estribo.

Tipo	Amperaje nominal A	Tensión nominal Hasta kV
EFT 20 / 400	400	25.8
EFT 20 / 630	630	25.8
EFT 20 / 1250	125	25.8
EFT 20 / 2000	2000	25.8
DFT 20 / 400	400	25.8
DFT 20 / 630	630	25.8
EFT 30 / 400	400	36
EFT 30 / 630	630	36
DFT 30 / 400	400	36
DFT 30 / 630	630	36

CUCHILLA DESCONECTADORA CON BASE PORTAFUSIBLE EN UNA UNIDAD, TRIPOLAR

Operación en grupo, servicio intemperie

Las cuchillas están destinadas a maniobrar sin carga, se suministran con aisladores acanalados de porcelana o de resina.

OPCIONAL EN TODOS LOS CASOS
Accionamiento de estribo

Tipo	Amperes nominales A	Tensión nominal Hasta kV
FST 20 / 400	400	25.8
FST 20 / 630	630	25.8
FST 30 / 400	400	36
FST 30 / 630	630	36

CONCLUSIONES

No existen en el mercado programas de diseño de instalaciones eléctricas con el enfoque que se propone y que sean desarrollados para productos de diferentes fabricantes. Algunas compañías de ingeniería en EU han desarrollado programas de esta naturaleza, ya que una capacidad de cálculo así le da a la empresa de ingeniería una ventaja competitiva.

El objetivo del EREI es el de multiplicar la capacidad de trabajo y cálculo de un ingeniero eléctrico que diseña instalaciones eléctricas industriales cuando realiza ingeniería básica de esta. Especialmente se reconoce que siendo las instalaciones eléctricas las que tienen que satisfacer a las cargas establecidas por los ingenieros de proceso, manufactura o industriales las cargas eléctricas quedan definidas hasta el final de los proyectos, acumulan muchos cambios que pueden impactar a todo el diseño y que este hay que consolidarlo en el último momento con muy poco tiempo. Es entonces parte del objetivo poder realizar todos estos cambios con un mínimo de trabajo del ingeniero eléctrico, acumulado esencialmente en la última etapa del proyecto y con la calidad que permita reducir la cantidad de versiones de los documentos y que al generarlos en el último momento sean más consistentes y sus correspondientes instalaciones sean calculadas en una forma uniforme y consistente.

El alcance del EREI es esencialmente el de diseñar instalaciones eléctricas industriales como las que son típicamente el 90% de las instalaciones eléctricas mexicanas: acometidas de medio voltaje (13.8 a 33 kv.), radiales, radiales con buses de medio voltaje para motores grandes y centros de control de motores en baja tensión. El alcance también se refiere a la ingeniería básica: especificaciones de equipo mayor, diagramas unifilares, listas de cable y conduit, y estimación de costos de una instalación eléctrica tal que satisfaga los requerimientos eléctricos de las cargas con seguridad y calidad de energía.

Las operaciones principales que se contemplarían en este software incluirían las necesarias para abrir un nuevo proyecto o editarlo, y a partir de ahí dar de alta equipos que en el marco teórico son buses (CCM, Tableros, etc.) y conexiones entre ellos de modo que no solo suministramos el conector y arrancador, sino todo el esquema de protección en un ensamble, como lo puede ser para un motor la protección de corto circuito, el arrancador, el alimentador, o para el caso de un CCM su alimentación desde un tablero de distribución con un interruptor electromagnético.

El diseño se completa con la selección del equipo a través de catálogos y algunos casos algoritmos heurísticos o de cálculo directo.

Una vez seleccionado el equipo pasamos a confrontar esta instalación contra sus situaciones límites (Corto Circuito, Arranque de motor más grande, Carga Normal, etc. todos ellos denominados modos de operación) Todo esto en el marco de un proyecto real que implica gran cantidad de cambios: Agregar y modificar equipo en forma continua, reevaluar el impacto de los cambios y comparar versiones del diseño.

Mientras el diseño no está completado, en el modo de cálculo, se puede escoger la opción que reporte el impacto, que condición está haciendo que un equipo no cumpla con algún requerimiento o requisito.

Como entradas desde la consola serían los parámetros del proyecto, su topología y la selección del equipo a partir de catálogos y una aceptación de lo que ha escogido el algoritmo heurístico, como salidas Diagrama unifilar en dos niveles, Catálogo de equipo, cédulas de cable y conduit, especificaciones de equipo mayor.

FLUJOS DE POTENCIA

Solución de Flujos de Carga por Gauss Seidel, Usando Y_{Bus}

Para la solución de flujos de carga sólo se trabaja con la red de secuencia positiva y normalmente se desprecian los acoplamientos magnéticos mutuos.

Para él calculo de flujos se tienen tres tipos de buses:

BUS Generación (Bus Voltaje Controlado) P V en este bus se especifican la magnitud de voltaje y la potencia real. Generalmente es el nodo conectado a la salida de los generadores

BUS Carga P-Q. En este se especifican la potencia real y la reactiva a estos nodos se conecta toda la carga correspondiente (motores, arrancadores, etc.)

BUS Compensador o Slack (Bus Referencia). En este bus se especifican la magnitud de voltaje y el ángulo de fase, aquí se suministran las potencias activa y reactiva necesarias, arrojadas por el cálculo. Podemos tomar un bus de generación como bus compensador.

El problema se ataca como sigue:

1. - Teniendo definido el sistema, se seleccionan tipos de buses y en una tabla se anotan sus características
2. - Establecer límites de potencia reactiva Q_{min} y Q_{max} para mantener el voltaje de generación dentro de sus límites
3. - Formar matriz de admitancias

La matriz primitiva es diagonal de manera que la matriz Y_{bus} se puede formar fácilmente por inspección de la red.

Esta se puede formar como sigue:

$$\begin{aligned}
 Y_{11} &= \sum Y_{1n} \\
 Y_{22} &= \sum Y_{2n} \\
 Y_{33} &= \sum Y_{3n}
 \end{aligned}
 \qquad
 Y_{12} = \sum \text{todos } Y + 1y2 (\text{buses})$$

Y_{11} = la suma de admitancias que llegan al bus referidas por otro bus

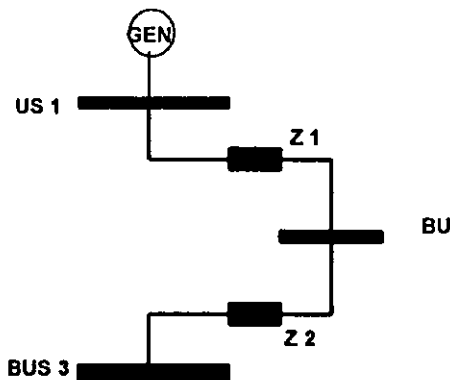
Ejem.

$$y_{11} = \frac{1}{Z_1}$$

$$y_{22} = \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2}$$

La ecuación para el problema de flujos es la sig.

$$I_{BUS} = Y_{BUS} E_{BUS} \quad \text{esto es}$$



$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}$$

4.- Asignación de valores iniciales de voltaje donde no los haya. Como los niveles de voltaje cambian en cada bus debido a los diferentes rangos de carga del sistema, se usa un método iterativo para aproximar estos valores a su valor real.

El método propuesto a usar, por facilidad, es el de Gauss Seidel mejorado con un sistema acelerador para agilizar el cálculo.

El método es tomado como sigue:

Si se tienen tres ecuaciones con tres incógnitas, de la primera ecuación se despeja la primera incógnita, de la segunda ecuación la segunda incógnita y de la tercera la tercera incógnita.

- Se dan valores iniciales a las incógnitas.
- Establecer una tolerancia.
- Fijar un número máximo de iteraciones

Se sustituyen valores en la primera ecuación, el valor que se obtiene de esta ecuación se sustituye en la segunda como X1 junto con los valores iniciales, este nuevo valor se sustituye en la tercera ecuación como X2 junto con los otros valores X1 y el inicial y se obtiene un X3. para agilizar el método insertamos los aceleradores

FACTORES DE ACELERACIÓN [1.4 , 1.6]

$$X_{nacci}^{k+1} = X_p^k + \alpha [X_p^{k+1} - X_p^k]$$

Para cada valor de X_n .

Y procedemos de la misma manera.

5.- Inicia contador de iteraciones

Se Puede establecer un máximo de iteraciones aun sin llegar a la tolerancia deseada.

6.- Se fija el máximo cambio de voltaje
(Esto es la tolerancia.)

7.- Inicia proceso de cálculo

Se tomase el primer bus (bus k) y pregunta

Es k bus compensado?

Si pasa al siguiente bus (bus k+1)

No Hacer nueva pregunta

Es k bus de voltaje controlado?

Si calcula Q

$$Q_p = I_m V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q$$

y se compara Q con Q_{min} y Q_{max} establecidos en el punto 2

Es $Q > Q_{max}$

Sí entonces $Q = Q_{max}$

No continúa

Compara nuevamente

Es $Q < Q_{min}$

Sí entonces $Q = Q_{min}$ y continúa

No entonces asigna a V_p^k el valor de V_p^k nuevo y continúa

Ahora se tienen valores de P y Q del nodo por lo tanto se puede calcular el voltaje

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{q=1}^n Y_{kq} V_q \right]$$

Se hace la comparación de voltajes de acuerdo a la tolerancia

El valor de V cumple con la tolerancia

Si guarda valor de V_n y continúa con siguiente bus

No inicia calculo de valores acelerados

$$V_{n_{acel}}^{k+1} = V_p^k + \alpha \left[V_p^{k+1} - V_p^k \right]$$

y se reinicia en la comparación de buses

8.- Se calculan los flujos en las líneas de p a q y de q a p.

Usando el circuito π

$i_{pq} = \text{Corriente entre p y q}$

$$i_{pq} = (V_p - V_q)Y_{pq} + V_p \frac{Y_{pq}}{2}$$

Bus p:

$$P_{pq} - jQ_{pq} = V_p^* i_{pq}$$

$$V_p^* = (V_p - V_q)Y_{pq} + V_p^* V_p \frac{Y_{pq}}{2}$$

Bus q:

$$P_{qp} - jQ_{qp} = V_q^* = (V_q - V_p)Y_{qp} + V_q^* V_q \frac{Y_{qp}}{2}$$

La diferencia de p y q son las pérdidas.

9.- Se calculan las pérdidas. Se hace una sumatoria de todos los buses y el valor final es el valor a compensar en el bus slack

10.- se imprimen datos

Tabla No 2.3.3.2.1

POR CIENTO DE LA CORRIENTE A PLENA CARGA				
TIPO DE MOTOR	Fusible sin Retardo de Tiempo	Fusible de Dos Elementos (con retardo De tiempo)	Interruptor Termomagnético Instantáneo	Interruptor Termomagnético De Tiempo Inverso*
MOTORES MONOFÁSICOS DE LOS TIPOS SIN LETRA DE CÓDIGO.	300	175	700	250
Todos los motores de CA monofásicos, polifásicos, de jaula de ardilla y síncronos (+) de arranque a tensión plena con resistencias o reactores Sin letra de Código	300	175	700	250
Letra de Código				
F a V	300	175	700	250
B a E	250	175	700	200
A	150	150	700	150
Todos los motores de CA de jaula de ardilla y síncronas con arranque por autotransformador (+): No más de 30 A: Sin letra de código	250	175	700	200
Mas de 30 A: Sin letra de código	200	175	700	200
Letra de Código				
F a V	250	175	700	200
B a E	200	175	700	200
A	150	150	700	150
Motores de jaula de ardilla de alta reactancia: No más de 30 A Sin letra de código.	250	175	700	250
Mas de 30 A sin letra de código.	200	175	700	200

Tabla No 2.3.3.2.1

POR CIENTO DE LA CORRIENTE A PLENA CARGA				
MOTORES DE ROTOR DEVANADO, SIN LETRA DE CÓDIGO.	150	150	700	150
TIPO DE MOTOR	Fusible sin retardo de tiempo	Fusible de dos elementos (con retardo de tiempo)	Interruptor termomagnético instantáneo	Interruptor termomagnético de tiempo inverso*
Motores de CD (voltaje constante)(*)no mayores de 37.3 kW (50 HP).sin letra de código.	150	150	250	150
Mas de 37.3 kW (50 HP). sin letra de código.	150	150	175	150

*En lugar de voltaje constante "se podría también utilizar" tensión constante"

Tabla No 430-152 NOM

Tabla No. 2.3.4.1.1 Compensación en derivación

De los datos arrojados por el estudio de flujos se toma el valor de la carga total instalada en kilowatts y el valor del factor de potencia, con estos valores se entra a la tabla para seleccionar los capacitores. El procedimiento para seleccionar los kilovars es como sigue:

Se toma el factor de potencia obtenido y se compara con la columna izquierda de la tabla, después se hace referencia al valor del factor de potencia requerido y el valor situado en la intersección de ambas cantidades es el factor por el cual hay que multiplicar los kilowatts de la carga. El resultado de esta operación estará expresado en kilovars y será el valor del capacitor.

En el capítulo 3, en el punto 3.7 se darán los demás criterios para la selección de los capacitores.

Fp original	Porcentaje de regulación para corregir Factor de potencia										
	Factor de potencia requerido										
	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90
0.50	0.982	1.008	1.034	1.060	1.086	1.112	1.139	1.165	1.192	1.220	1.248
0.52	0.893	0.919	0.945	0.971	0.997	1.023	1.050	1.076	1.103	1.131	1.159
0.54	0.809	0.835	0.861	0.887	0.913	0.939	0.966	0.992	1.019	1.047	1.075
0.56	0.730	0.756	0.782	0.808	0.834	0.860	0.887	0.913	0.940	0.968	0.996
0.58	0.655	0.681	0.707	0.733	0.759	0.785	0.812	0.838	0.863	0.893	0.921
0.60	0.583	0.609	0.635	0.661	0.687	0.713	0.740	0.766	0.793	0.821	0.840
0.62	0.516	0.542	0.568	0.594	0.620	0.646	0.673	0.699	0.726	0.754	0.782
0.64	0.451	0.474	0.503	0.529	0.555	0.581	0.608	0.634	0.661	0.699	0.717
0.66	0.388	0.414	0.440	0.466	0.492	0.518	0.545	0.571	0.598	0.626	0.634
0.68	0.328	0.354	0.380	0.406	0.432	0.458	0.485	0.511	0.538	0.566	0.594
0.70	0.270	0.296	0.322	0.348	0.374	0.400	0.427	0.453	0.480	0.508	0.536
0.72	0.214	0.240	0.266	0.292	0.318	0.344	0.371	0.397	0.424	0.452	0.480
0.74	0.159	0.185	0.211	0.237	0.263	0.289	0.316	0.342	0.369	0.397	0.425
0.76	0.105	0.131	0.157	0.183	0.209	0.235	0.262	0.288	0.315	0.343	0.371
0.78	0.052	0.178	0.104	0.130	0.156	0.182	0.209	0.235	0.262	0.290	0.318
0.80	0.000	0.026	0.052	0.078	0.104	0.130	0.157	0.183	0.210	0.238	0.266
0.82			0.000	0.026	0.052	0.078	0.105	0.131	0.158	0.186	0.214
0.84					0.000	0.026	0.053	0.079	0.106	0.134	0.162
0.86							0.000	0.26	0.053	0.081	0.109
0.88									0.000	0.028	0.056
0.90											0.000
0.92											
0.94											
0.96											
0.98											

Fp original	Porcentaje de regulación para corregir Factor de potencia									
	Factor de potencia requerido									
	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.0
0.50	1.276	1.306	1.337	1.369	1.403	1.440	1.481	1.529	1.589	1.732
0.52	1.187	1.217	1.348	1.280	1.314	1.351	1.392	1.440	1.500	1.643
0.54	1.103	1.133	1.164	1.196	1.230	1.267	1.308	1.356	1.416	1.559
0.56	1.024	1.054	1.085	1.117	1.151	1.188	1.229	1.277	1.337	1.480
0.58	0.949	0.979	1.010	1.042	1.076	1.113	1.154	1.202	1.262	1.405
0.60	0.877	0.907	0.938	0.970	1.004	1.041	1.082	1.130	1.190	1.133
0.62	0.810	0.840	0.871	0.903	0.937	0.974	1.015	1.063	1.123	1.266
0.64	0.745	0.775	0.806	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.068	1.201
0.66	0.682	0.712	0.743	0.775	0.809	0.846	0.887	0.935	0.995	1.138
0.68	0.622	0.652	0.683	0.715	0.749	0.786	0.827	0.875	0.935	1.078
0.70	0.564	0.594	0.625	0.657	0.691	0.728	0.769	0.817	0.877	1.020
0.72	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0.74	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.755	0.909
0.76	0.399	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.604	0.652	0.712	0.855
0.78	0.346	0.376	0.407	0.439	0.473	0.510	0.551	0.599	0.659	0.802
0.80	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.609	0.750
0.82	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.555	0.698
0.84	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646
0.86	0.137	0.167	0.198	0.230	0.264	0.301	0.342	0.390	0.450	0.593
0.88	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540
0.90	0.026	0.058	0.089	0.121	0.155	0.192	0.233	0.281	0.341	0.484
0.92		0.000	0.031	0.063	0.097	0.134	0.175	0.223	0.283	0.426
0.94				0.000	0.034	0.071	0.112	0.160	0.220	0.363
0.96						0.000	0.041	0.089	0.149	0.292
0.98								0.000	0.260	0.203

Tabla No. 10-11 (pag 10-132) manual de ingeniería eléctrica

7.1 PROCEDIMIENTO DE CALCULO

PARA ALTO VOLTAJE

1. Grupos de maquinas rotatorias similares serán tratados como fuentes individuales cada una como el equivalente a la suma de sus capacidades y la característica típica del grupo.

2. Dado que los buses están en alto voltaje, las características de interrupción de sus elementos de protección se basan en los estándares IEEE Std C37.010-1979 y IEEE Std C37.5-1979 que cubren aplicaciones para alto voltaje (incluyendo medio arriba de 1000V).

3. Se utiliza la red combinada para el primer ciclo (instantáneo) que además satisface los requerimientos para interruptores en alto voltaje (IEEE Std C37.13-1981) y fusibles en alto y bajo voltaje.

4. Seleccionar una base de Potencia.

5. Una Base de voltaje por cada nivel de voltaje

6. Determinar la base de corriente de acuerdo a la siguiente ecuación en cada base de voltaje:

$$Base\ de\ corriente = \frac{Base\ MVA}{\sqrt{3}\ Base\ kV}$$

7. Determinar la base de impedancia de acuerdo a la siguiente ecuación por cada nivel de voltaje.

$$Base\ de\ Impedancia = \frac{(base\ kV)^2}{base\ MVA}$$

8. Si las bases de voltaje son diferentes a las establecidas se tendrá que hacer un cambio de bases de voltaje.

9. Cálculos para la red de primer ciclo

9.1 Se determinan las reactancias equivalentes para cada falla.

9.2 Corriente RMS simétrica

$$I_{sym} = \frac{E}{X} (Base\ de\ Corriente)$$

9.3 Corriente RMS Total Asimétrica

(Capacidades de cierre y Latching para interruptores en alto voltaje antes de 1987)

$$I_{tot} = 1.6 \frac{E}{X} (Base\ de\ Corriente)$$

9.4 Corriente Pico

(Capacidades de cierre y Latching para interruptores en alto voltaje después de 1987)

$$I_{crest} = 2.7 \frac{E}{X} (Base\ de\ Corriente)$$

9.5 **Corto Circuito Asimétrico para fusibles en alto Voltaje**

$$I_{tot} = 1.55 \frac{E}{X} (\text{Base de Corriente})$$

Si el voltaje es menor de 15kV y X/R<4 se utiliza un factor de 1.2

10 **Cálculos para la red interruptiva**

10.1 Se determinan las reactancias y las resistencias equivalentes para cada falla (una red de reactancias y otra de resistencias).

10.2 Se obtienen los valores E/X de cada falla y se multiplican por las respectivas bases de corriente.

10.3 Se obtienen los valores X/R con las reactancias y resistencias equivalentes obtenidas.

10.4 Seleccionar los interruptores en base a

- Capacidad simétrica ó asimétrica
- Tiempo de cierre

10.5 Determinar si los generadores son remotos ó locales

10.6 Entrar a las tablas 4-12 y 4-13 (si los interruptores se calibran con corrientes asimétricas totales) con el valor X/R, y con el tiempo mínimo de cierre de acuerdo a la tabla 4-3 y determinar el factor de multiplicación para cada caso.

10.7 Entrar a las tablas 4-15 y 4-16 (si los interruptores se calibran con corrientes simétricas totales) con el valor X/R, y con el tiempo mínimo de cierre de acuerdo a la tabla 4-3 y determinar el factor de multiplicación para cada caso.

10.8 Se calcula para cada falla con los valores obtenidos E/X multiplicando por factores obtenidos en el punto anterior.

10.9 Se comparan los valores obtenidos en el punto anterior con las capacidades máximas de los interruptores seleccionados.

11. **Cálculos para la red interruptiva de 30 ciclos**

11.1 Con las reactancias de la red, sacar un equivalentes por cada punto de falla

11.2 Por cada punto de falla obtener el valor de la corriente de falla de acuerdo a E/X.

8.1 ANTECEDENTES

PAR

Es el esfuerzo rotatorio de un motor efectivo en su flecha, ó el contra esfuerzo provisto por la carga, y se mide como la fuerza tangencial al radio en pies (del centro de la flecha)

$T = F \times r$ $T = I \times \alpha$	F [N ó kgf] r [m] I = Momento de inercia [N m ó kgf m] α = Aceleración angular [s ⁻²]
--	--

El par a plena carga el motor se expresa como

$T_{FL} = \frac{5250 \times HP}{RPM}$	TFL Par a plena carga HP Valor nominal del motor RPM Velocidad a plena carga 5250 Constante en el sistema ingles
---------------------------------------	---

RPM

$RPM = \frac{7200}{N}$	RPM = Velocidad Síncrona N = Número de polos en el motor
------------------------	---

EFFECTO VOLANTE WK² (Inercia)

Energía de rotación

$I = M \times r^2$	I Momento de Inercia M Masa [kg] r radio de giro [m]
--------------------	--

en el sistema ingles

$I = WK^2$	I Momento de Inercia W Masa [lb] K radio de giro [ft]
------------	---

Fórmulas aplicables

Todos los voltaje están expresados entre líneas.

A	$\%Z = \frac{(Ohms Z)(KVA base)}{10(KV)^2}$
B	$= \frac{100(KVA base)}{1.73(I_{sc})(KV)}$
C	$= \frac{100(KVA base)}{(KVA_{sc})}$
D	$= 100PU.Z.$
	$Ohms Z = \frac{10(\%Z)(KV)^2}{(KVA base)}$
	$Ohms Z_{E_1} = \frac{(E_2)^2(Z_{E_1})}{(E_1)^2}$
	$Z(KVA base 2) = \frac{(KVA base 2)}{(KVA base 1)} Z(KVA base 1)$
A	$KVA_{sc} = \frac{100(KVA base)}{(\%Z)}$
B	$= \frac{1000(KV)^2}{(Ohms Z)}$
C	$= 1.73(KV)I_{sc}$
A	$I_{sc} = \frac{100(KVA base)}{1.73(\%Z)(KV)}$
B	$= \frac{E}{1.73 \times Z_L}$
	$Z = R + jX = \sqrt{R^2 + X^2}$
	$Ohms Z = \frac{1000(KV)^2}{(SKVA)}$
A	$\%Caida de voltaje = \frac{100(SKVA)}{(SKVA) + (KVA_{sc})}$
B	$= 100 \left\{ 1 - \frac{Z_{MS}}{Z_t} \right\}$
	$Sin \theta = \sqrt{1 - (Cos \theta)^2} = \frac{X}{Z} = \frac{X}{\sqrt{R^2 + X^2}}$
	$Cos \theta = \frac{R}{Z} = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}} = \text{Factor de Potencia}$

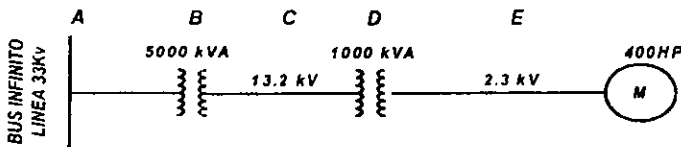
$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$X^2 = Z^2 - R^2 \quad X = \sqrt{Z^2 - R^2}$$

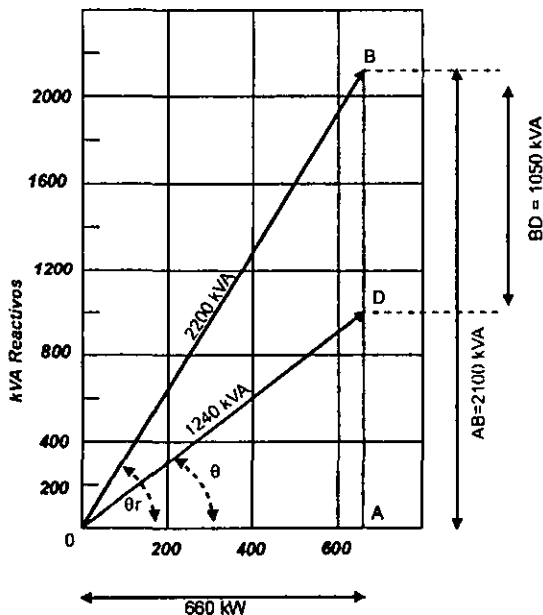
$$I = \frac{E}{1.73Z}$$

E	Volts
Es	Voltaje entre líneas de la fuente
Er	Voltaje entre líneas de las terminales de la carga
I	Corriente de línea en amperes
Z	Impedancia [Ω]
R	Resistencia [Ω]
X	Reactancia inductiva [Ω]
-X	Reactancia capacitiva [Ω]
Z _{MS}	Impedancia de arranque del motor
R _{MS}	Resistencia de arranque del motor
X _{MS}	Reactancia de arranque del motor
Z _{MR}	Impedancia del motor en marcha (plena carga).
R _{MR}	Resistencia del motor en marcha (plena carga)
X _{MR}	Reactancia del motor en marcha (plena carga)
Z _L	Impedancia total de la línea desde el bus infinito a las terminales de la carga
R _L	Resistencia total de la línea desde el bus infinito a las terminales de la carga
X _L	Reactancia total de la línea desde el bus infinito a las terminales de la carga
Z _t	Impedancia total, bus infinito al neutro
R _t	Resistencia total, bus infinito al neutro
X _t	Reactancia total, bus infinito al neutro
SkVA	kVA de arranque
RkVA	kVA reactivos
KVA _{sc}	kVA de corto circuito en el punto seleccionado = 1.73xkVxI _{sc}
I _{sc}	Corriente de corto circuito en el punto seleccionado

8.2 Ejemplo de compensación estática.



Se tiene que el motor tiene 2200 kVA de arranque a 2300V. Esto es a un F.P. de 0.3 de modo que el triángulo de kVA correspondiente se ilustra a continuación.



El componente en fase ($kW = kVA \times \cos \theta_1$) = OA es igual a:

$$kW = OA = kVA \cos \theta_1 = 2200 \times 0.3 = 660$$

El componente cuadrado = AB es igual a:

$$kVA \text{ reactivos} = AB = kVA \sin \theta_1 = 2200 \times 0.955 = 2100$$

Es obvio que sería poco práctico tratar de compensar todo el retraso de la componente reactiva, pero reducir al 50% ó 1050 kVA provee una buena base para futuras consideraciones de este método de reducción de caída de voltaje. Esta reducción se indica por BD, el cual es sustraído de AB, dejando el triángulo resultante OAD donde:

$$OA = 660 \text{ kW}$$

$$AD = AB - BD = 2100 - 1050 = 1050 \text{ kVA}$$

Los kVA totales de entrada (OD) se vuelven:

$$OD = \sqrt{OA^2 + AD^2} = \sqrt{660^2 + 1050^2} = 1240$$

La impedancia efectiva

$$Z_{MS} = \frac{1000(kV)^2}{kVA_{entrada}} = \frac{1000(2.3)^2}{1240} = 4.26\Omega$$

El factor de potencia en la figura OA/OD

$$F.P. = \cos\theta = \frac{OA}{OD} = \frac{660}{1240} = 0.532 \qquad \qquad \qquad \sin\theta = \frac{AD}{OD} = \frac{1050}{1240} = 0.845$$

8.3 PROCEDIMIENTO GRÁFICO P/ CALCULO DE CAIDA DE TENSION.

Representar con una escala conveniente el segmento OA los kVA de corto circuito en las terminales del motor.

Trazar el segmento OB de cero a 100% donde el 100% representa el voltaje nominal del motor.

Trazar una línea BA del 100% de voltaje al punto que representa los kVA de corto circuito en la abscisa.

Determine en el tramo OA la cantidad correspondiente a OC (kVA de arranque) y después trace una vertical CD a la extensión horizontal del punto B, después una línea desde el punto D hasta el origen O.

La intersección entre BA y DO en E indica el punto en el que el voltaje y los kVA salen de balance. La distancia vertical desde BD hasta E representa el porcentaje de caída de tensión.

Cuando se requieran muchos valores aproximados, usar el método gráfico permite ahorrar tiempo ó se puede usar como verificador de los métodos matemáticos.

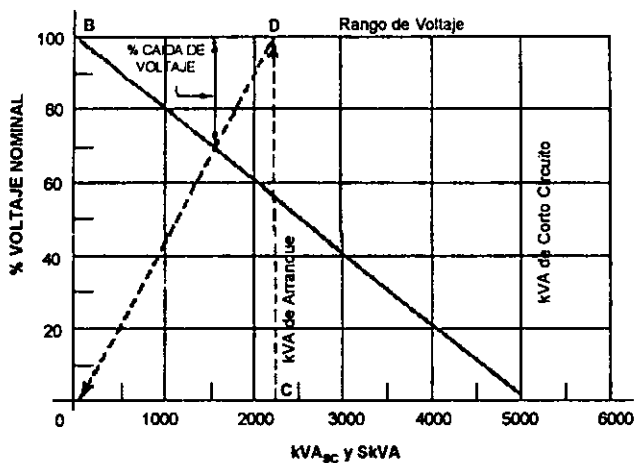


Figura No. 1 Método para determinar la caída de tensión.

8.4 METODOS DE ARRANQUE (Curvas típicas de kVA y Par para motores de Inducción de Jaula de ardilla)

Figura No. 2.5.10A, Figura No. 2.5.10B, Figura No. 2.5.10C, Figura No. 2.5.10D

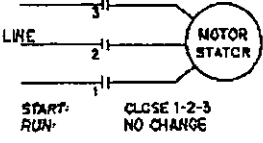
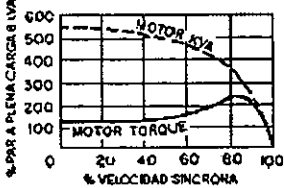
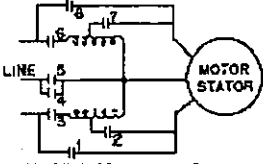
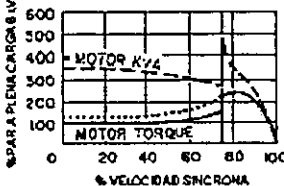
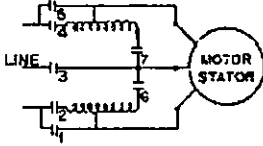
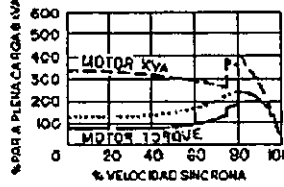
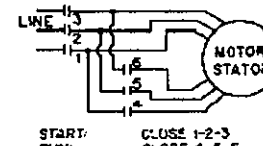
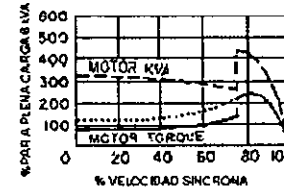
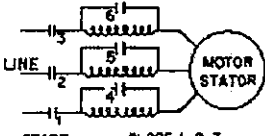
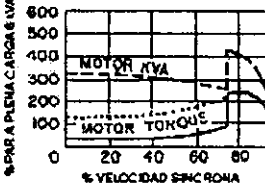
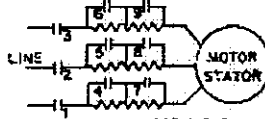
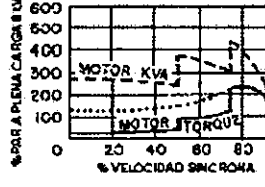
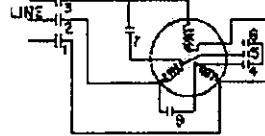
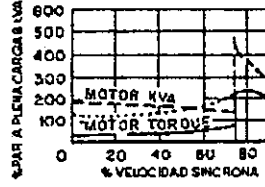
<p>Figura No. 2.5.10A Arranque a pleno voltaje</p> <p>Se debe usar siempre a menos que: Una capacidad limitada del sistema de potencia haga necesario el uso de kVA reducidos ó por que se requieran incrementos de par en el arranque</p>	 <p>START: RUN: CLOSE 1-2-3 NO CHANGE</p>	
<p>Figura No. 2.5.10B Autotransformador (Transición Abierta)</p> <p>Conectado a la línea durante el arranque el autotransformador reduce el voltaje del motor abriendo el circuito durante la transición a pleno voltaje con ondas en la línea no deseables (algunas veces)</p>	 <p>START: CLOSE 2-3-5-6-7 RUN: OPEN 2-3-5-6-7 CLOSE 1-4-8</p>	
<p>Figura No. 2.5.10C Autotransformador (Transición Cerrada)</p> <p>El circuito no es interrumpido durante el arranque. En la parte de transferencia la reactancia del autotransformador permanece en serie con el devanado del estator</p>	 <p>START: CLOSE 6-7-2-3-4 TRANSFER: OPEN 6-7 RUN: CLOSE 1-5</p>	
<p>Figura No. 2.5.10D Arranque de una parte del devanado</p> <p>No requiere autotransformador, reactor ó resistor y usa solo un switch. Disponible en dos ó más pasos de arranque dependiendo del tamaño, velocidad ó voltaje del motor</p>	 <p>START: RUN: CLOSE 1-2-3 CLOSE 4-5-6</p>	

Figura No. 2.5.10E, Figura No. 2.5.10F, Figura No. 2.5.10G

METODO DE ARRANQUE	DIAGRAMA DE ARRANQUE CONEXIONES PRIMARIAS	CURVAS TÍPICAS DE KVA Y PAR P/ MOTORES DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA
<p>Figura No.2.5.10E Arranque c/Reactor</p> <p>Usado para motores mayores, tiene la ventaja de simplicidad y cierre de transición, pero de un par de arranque menor por KVA trazado por la línea que el arranque con autotransformador</p>	 <p>START: RUN: CIERRE 1-2-3 CIERRE 4-5-6</p>	
<p>Figura No.2.5.10F Arranque con Resistor</p> <p>Se usa ocasionalmente en motores pequeños en redes de bajo voltaje donde se requieren varios pasos de arranque y donde ninguna apertura entre los pasos es permitida</p>	 <p>START: RUN: CIERRE 1-2-3 CIERRE 4-5-6 CIERRE 7-8-9</p>	
<p>Figura No. 2.5.10G Arranque Estrella-Delta</p> <p>No requiere de autotransformador, reactor ó resistencia. El motor arranca conectado en estrella y opera conectado en delta</p>	 <p>START: RUN: CIERRE 1-2-3-4-5-6 CIERRE 7-8-9</p>	

8.5 HOJA DE CÁLCULO (EXCEL) P/ CALCULO DE TIEMPO DE ARRANQUE Y CAÍDA DE TENSIÓN

To use this spreadsheet, input your data in the fields shown in blue

Formulas are shown in the right of the spreadsheet

MOTOR START STUDY



PROJECT NAME: T-TOWN, PA
 DATE: 10-Abr-98
 ENGINEER: J Doe

PROJECT NO.: 00-0-0000
 CUSTOMER: XYZ Co.
 FILENAME: MS.XLS

NOTES:

- 1
- 2
- 3

*PU BASE:
 480 V & 10 MVA

SYSTEM DATA		MOTOR DATA							
Source SC Level	254 MVA	HP	900 HP						
Source Cable Impedance	0.0000 * pu	Speed	3600 RPM						
Transformer Rating	1.00 MVA	Voltage Rating	460 Volts						
Transformer Impedance	0.0530 pu xfmr base	Efficiency	0.946 * pu						
Load Cable Impedance	0.0000 * pu	PF	0.874 * pu						
Base Voltage	480 Volts	WK2	175 lb-ft						
REDUCED-VOLTAGE STARTING		Full Load Current	1019 Amps						
Autotxmr Tap Setting	1.00 * pu	Full Load Torque	1313 lb-ft						
Autotxmr Impedance	0.0000 * pu	LOAD DATA							
Switch across the line @	100 % Speed	Load BHP	795 HP						
Reactor Impedance	0.0000 * pu	Load WK2	200 lb-ft						
Speed - Percent	0%	20%	40%	60%	80%	90%	95%	98%	
Speed - RPM	0	720	1440	2160	2880	3240	3420	3528	
Motor Current at 100%V, pu	8.75	8.60	6.40	6.25	5.92	5.55	3.60	3.20	
Motor Torque at 100%V, pu	0.80	0.89	0.96	1.09	1.36	1.88	2.20	2.40	
Load Torque, pu	0.133	0.035	0.151	0.213	0.204	0.195	0.186	0.186	
OUTPUT									
Voltage at Source, pu	0.982	0.983	0.983	0.983	0.984	0.985	0.989	0.990	
Voltage at Bus, pu	0.746	0.751	0.756	0.761	0.770	0.782	0.839	0.861	
Voltage at Motor, pu	0.746	0.751	0.756	0.761	0.770	0.782	0.839	0.861	
Torque - Motor, pu	0.485	0.546	0.598	0.687	0.879	1.251	1.688	1.938	
Torque - Load, pu	0.117	0.031	0.133	0.188	0.180	0.173	0.164	0.164	
Torque - Net, pu	0.368	0.515	0.465	0.498	0.698	1.078	1.524	1.774	
Time - Incremental, sec	0.000	1.513	1.364	1.387	1.116	0.376	0.128	0.061	
Time - Accumulated, sec	0.000	1.513	2.877	4.264	5.380	5.756	5.885	5.945	
Current at Bus, amp	5358	5268	5148	5056	4850	4613	3392	2931	
Current - Motor, amp	5358	5268	5148	5056	4850	4613	3392	2931	
IMPEDANCES									
Source, pu	0.039	0.039	0.039	0.039	0.039	0.039	0.039	0.039	
Source Cable, pu	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
Transformer, pu	0.530	0.530	0.530	0.530	0.530	0.530	0.530	0.530	
Autotransformer, pu	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
Reactor, pu	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
Load Cable, pu	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
Motor, pu	1.676	1.714	1.767	1.810	1.910	2.038	2.976	3.534	
Total, pu	2.245	2.283	2.337	2.379	2.480	2.607	3.546	4.704	

Total Start Time: 5.95 Seconds

	FORMULA	UNITS
SOURCE VOLTAGE	$\sqrt{(SOURCE\ CABLE\ Z + XFMR\ Z + LOAD\ CABLE\ Z + AUTOXFMR\ Z + REACTOR\ Z + MOTOR\ Z)}$ TOTAL IMPEDANCE	PU
BUS VOLTAGE	$\sqrt{(LOAD\ CABLE\ Z + AUTOXFMR\ Z + REACTOR\ Z + MOTOR\ Z)}$ TOTAL IMPEDANCE	PU
MOTOR VOLTAGE	$MOTOR\ Z * A / (TOXFMR\ TAP\ SETTING, pu)$ TOTAL IMPEDANCE	PU
MOTOR TORQUE	$MOTOR\ TORQUE, pu * (MOTOR\ V, pu)^2 * (BASE\ VOLTAGE, V)^2$ (MOTOR VOLTAGE RATING, V) ²	PU
LOAD TORQUE	$LOAD\ BHP * LOAD\ TORQUE, pu$ MOTOR HP	PU
NET TORQUE	MOTOR TORQUE, pu - LOAD TORQUE, pu	PU
INCREMENTAL TIME	$Z * (LOAD\ WK2 + MTR\ WK2) * (PRESENT\ SPEED, pu - PREVIOUS\ SPEED, pu) * MTR\ RPM^2$ (PRESENT NET TORQUE, pu + PREVIOUS NET TORQUE, pu) * 5250 * 308 * MOTOR HP	SEC
ACCUMULATED TIME	PRESENT ACCUMULATED TIME + NEXT TIME INCREMENTAL	SEC
CURRENT AT BUS	$\frac{10000 * 1000 * BUS\ VOLTAGE, pu}{1.7321 * (AUTOXFMR\ Z, pu + REACTOR\ Z, pu + LOAD\ CABLE, pu + MOTOR\ Z, pu) * BASE\ VOLTAGE, V}$	AMPS
MOTOR CURRENT	$\frac{CURRENT\ AT\ BUS, amperes}{AUTOTRANSFORMER\ TAP\ SETTING, pu}$	AMPS
SOURCE Z	$\frac{BASE\ MVA}{SOURCE\ MVA}$	PU
XFMR Z	$\frac{XFMR\ Z\ ON\ XFMR\ BASE, pu * BASE\ MVA}{XFMR\ MVA\ RATING}$	PU
MOTOR Z	$\frac{BASE\ MVA * 1000 * (MOTOR\ VOLTAGE\ RATING, V)^2}{MOTOR\ KVA * (BASE\ VOLTAGE, V)^2 * (AUTOXFMR\ TAP\ SETTING, pu)^2 * MOTOR\ CURRENT, pu}$	PU
MOTOR KVA	$MOTOR\ HP * 0.746 (KW / HP)$ MOTOR PF, pu * MOTOR EFFICIENCY, pu	KVA
TOTAL Z	SOURCE Z + MTR Z + SOURCE CABLE Z + XFMR Z + AUTOXFMR Z + LOAD CABLE Z + REACTOR Z	PU
MOTOR FLA	$\frac{1000 * MOTOR\ KVA}{(1.7321 * MOTOR\ VOLTAGE\ RATING, V)}$	AMPS
MOTOR FULL LOAD TORQ	(5250 * MOTOR HP) / MOTOR RPM	FT-LB

SISTEMAS DE TIERRAS

PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

El diagrama de bloques de la *Figura No. 2* ilustra la secuencia para diseñar una malla de tierra.

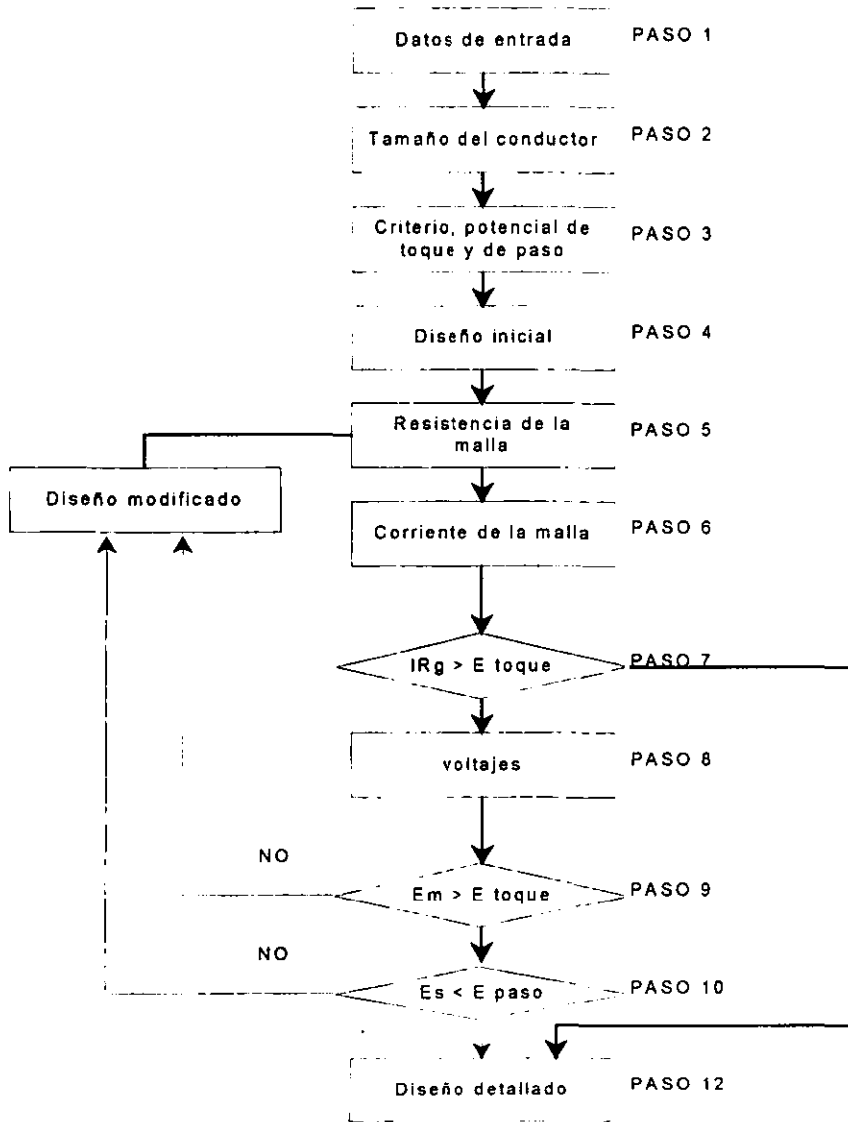


Figura No. 2 Diagrama de bloques para el procedimiento de diseño de redes de tierra

Paso 1. - DATOS DE CAMPO.

Area ocupada por la malla de tierra (A) y resistividad del terreno (ρ).

El área que ocupará la malla podrá determinarse a partir del plano general del arreglo de la subestación. En el cual estarán indicados los límites y disposición de los equipos.

La resistividad del terreno podrá determinarse por cualquier método o de datos promedio proporcionados por tablas.

TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMS-METRO
TIERRA ORGANICA MOJADA	10
TIERRA HUMEDA	10 ²
TIERRA SECA	10 ³
ROCA SOLIDA	10 ⁴

Las pruebas de resistividad determinarán el perfil de resistividad y el modelo a utilizar.

Paso 2. - DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR.

Cálculo de la corriente de falla. Tiempo de duración de la falla y diámetro del conductor de la malla.

El tamaño del conductor se determina con las siguientes ecuaciones:

$$A \text{ mm}^2 = I \sqrt{\frac{tc \cdot \alpha_r \cdot \rho_r \cdot 10^4}{TCAP \left[\ln \left(1 + \frac{T_m - T_a}{K_o - T_a} \right) \right]}}$$

Donde:

- I Corriente rms en kiloamperes
- A Sección transversal del conductor en mm²
- T_m Temperatura máxima permisible en °C
- T_a Temperatura ambiente en °C
- T_r Temperatura de referencia para las constantes del material en °C
- α_0 Coeficiente térmico de resistividad a 0 °C
- α_r Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r
- ρ_r Resistividad del conductor a la temperatura de referencia T_r en $\mu\Omega/\text{cm}^3$
- K₀ $1/\alpha_0$, o $(1/\alpha_r) - T_r$
- T_c Tiempo de duración del flujo de corriente en segundos
- TCAP Factor de capacidad térmica en J / cm³ / °C

La corriente de falla podrá calcularse con la fórmula descrita y será la máxima que podrá conducir cualquier conductor en el sistema de tierra. El tiempo de duración de la falla reflejará el tiempo máximo posible para la liberación de la falla, incluido el tiempo de una protección de respaldo.

El diámetro del conductor de la malla se calculará a partir de la sección del conductor.

TIEMPO DE DURACIÓN DE LA FALLA en segundos	CIRCULAR MILS POR AMPERE		
	CABLE SOLO	CON UNIONES DE SOLDADURA DE LATON	CON UNIONES DE CONECTORES
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

Tabla No. 1 Calibres del conductor de cobre mínimo que previenen la fusión

Paso 3. - CALCULO DE POTENCIAS DE PASO Y DE CONTACTO TOLERABLES

Los voltajes de paso y de contacto tolerables se calculan con las siguientes ecuaciones:

- Potencial de paso

$$E_{paso_{30}} = (1000 + 6C_s(h_s, K)\rho_s)0.116/\sqrt{t_s}$$

$$E_{paso_{70}} = (1000 + 6C_s(h_s, K)\rho_s)0.157/\sqrt{t_s}$$

- Potencial de contacto

$$E_{cont_{30}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K)\rho_s)0.116/\sqrt{t_s}$$

$$E_{cont_{70}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K)\rho_s)0.157/\sqrt{t_s}$$

Donde:

C_s Factor de reducción del valor nominal de la resistividad superficial.

$C_s = 1$ Para cuando no existe una capa superficial en la subestación o determinado a partir de la *Figura No. 3* cuando se tenga una capa superficial de alta resistividad y pequeño espesor.

ρ_s Resistividad del material de la superficie en ohms-metro

t_s Duración de la corriente en segundos

La selección del tiempo t_s está basado en el criterio del ingeniero de diseño apoyado en la NORMA.

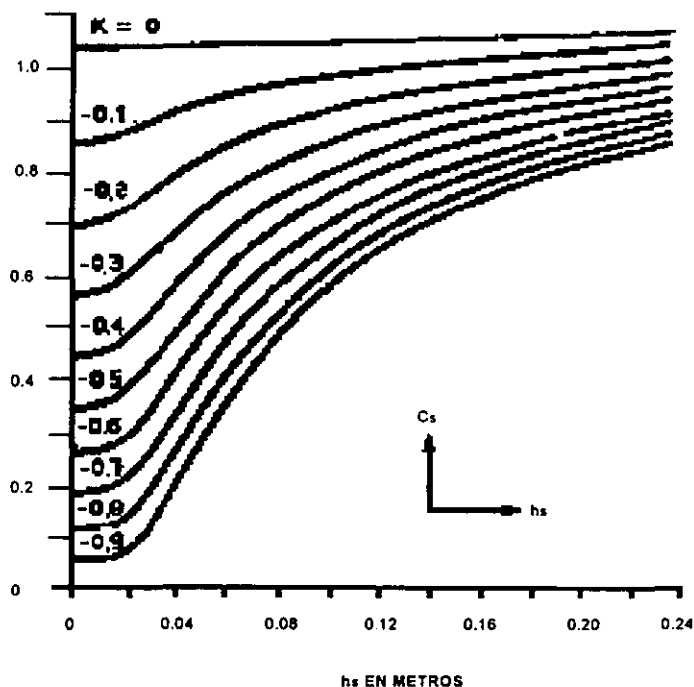


Figura No. 3 Valores de C_s

Paso 4. - DISEÑO INICIAL DE LA MALLA.

El diseño preliminar de la malla deberá incluir un conductor rodeando el área completa de la subestación, además de conductores cruzados en dos direcciones formando una retícula para permitir la conexión a tierra de los diferentes equipos.

El espaciamiento entre conductores y la localización de varillas de tierra deberá basarse en la corriente I_G y en el área a proteger con la malla.

Paso 5. - RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

Puede determinarse un valor preliminar de la resistencia a partir de la siguiente ecuación para profundidades entre 0.25 y 2.5 metros:

$$R_s = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

Donde:

- R_g Resistencia a tierra en ohms
- h Profundidad de la malla en metros
- ρ Resistividad promedio del suelo en ohms-metro
- A Area ocupada por la malla en m²

Para el diseño final pueden encontrarse estimaciones más precisas de esta resistencia, especialmente cuando se usan varillas para alcanzar capas de mayor conductividad en el subsuelo. Para esta aplicación se utilizarán las ecuaciones necesarias para incluir el efecto de dos diferentes resistividades en el cálculo de la resistencia de la red y del grupo de varillas.

Paso 6. - CORRIENTE DE MALLA

La corriente I_G se determina por las siguientes ecuaciones. Para evitar un sobredimensionamiento del sistema de tierra, deberá usarse en el diseño de la malla solamente aquella parte de la corriente total de falla $3I_0$ que fluye de la malla hacia el terreno (que contribuye a los voltajes de paso y de malla y a la elevación de potencial de la malla).

$$I_G = C_p D_f I_0$$

Donde:

- I_G corriente máxima de malla en amperes
- D_f Factor de decremento para un tiempo de duración total de la falla t_f en segundos.
- C_p Factor de la proyección que toma en cuenta los incrementos relativos de la corriente de falla a lo largo de la vida útil de la instalación, cuando no existirán incrementos en la corriente de falla, $C_p = 1$.
- I_0 Corriente simétrica de malla (valor rms) en amperes.

La corriente I_G deberá reflejar la peor condición de falla (tipo y colocación), el factor de decremento y cualquier expansión futura del sistema eléctrico.

DURACION DE LA FALLA Y DEL CHOQUE ELECTRICO Tiempo en segundos	FACTOR DE DECREMENTO
0.08	1.65
0.10	1.25
0.25	1.10
0.50 O MÁS	1.00

Paso 7. - COMPARACION DE POTENCIALES.

Si la máxima elevación de potencial de la malla del diseño preliminar está por debajo del valor del voltaje de contacto tolerable, ya no es necesario realizar más cálculos, únicamente se agregarán si es necesario, conductores adicionales para puesta a tierra del equipo.

Paso 8. - CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO EN LA MALLA.

Se calcularán con las ecuaciones ya descritas.

Paso 9. - COMPARACION DEL POTENCIAL DE CONTACTO EN MALLA, CON EL POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.

En este paso se compararán el potencial de contacto en la malla llamado también potencial de malla, con el potencial de contacto tolerable, el diseño puede completarse (Paso 10) y si no, tendrá que modificarse el diseño preliminar (Paso 11).

Paso 10. - Si los voltajes de paso y de contacto en la malla son menores a los voltajes tolerables, el diseño necesitará únicamente de conductores adicionales para puesta a tierra de los equipos, si no, tendrá que revisarse el diseño preliminar.

Paso 11. - Si se exceden los límites de los potenciales tolerables, se requerirá de una revisión en el diseño de la malla. Está revisión incluirá espaciamientos más pequeños entre conductores, varillas de tierra adicionales, etc.

Paso 12. - DETALLES EN EL DISEÑO.

Después de satisfacer los requerimientos para cumplir con los voltajes tolerables, deberá revisarse el diseño final para incluir conductores que hagan falta cerca de los equipos que se van a conectar a tierra, adicionar varillas en las bases de los apartarrayos o en los neutros de transformadores, etc.

DESCRIPCION DE LA HOJA DE CÁLCULO DE EXCEL (GRID)

Los datos en color azul son las variables de entrada y serán modificadas por el usuario de acuerdo a los datos del sistema y del terreno.

Los datos en color negro son las variables de salida arrojadas por el programa de acuerdo a los datos de entrada.

1. El programa toma los datos del sistema por medio del usuario y determina la implementación de la malla de tierra más apropiada, la cual debe ser analizada por el ingeniero eléctrico para comprobar su viabilidad.
2. Las operaciones que realiza el programa están determinadas de acuerdo al método mencionado en el presente apéndice.

Algunas de las variables utilizadas por el programa de Excel son las siguientes:

Rg	Resistencia a tierra en Ohms
h	Profundidad de la malla en metros
ρ	Resistividad promedio del suelo en ohms-metro
A	Area ocupada por la malla en m ²
C _s	Factor de reducción del valor nominal de la resistividad superficial
I	Corriente rms en kiloamperes
A	Sección transversal del conductor en mm ²
Tm	Temperatura máxima permisible en °C
Ta	Temperatura ambiente en °C
Tr	Temperatura de referencia para las constantes del material en °C
α_0	Coefficiente térmico de resistividad a 0 °C
α_r	Coefficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia Tr
ρ_r	Resistividad del conductor a la temperatura de referencia Tr en $\mu\Omega/cm^3$
K ₀	$1/\alpha_0$ o $(1/\alpha_r) - Tr$
Tc	Tiempo de duración del flujo de corriente en segundos
TCAP	Factor de capacidad térmica en J / cm ³ / °C

- K_m Factor de espaciamiento para voltaje de la malla
- K_s Factor de corrección por geometría de la malla
- E_s Voltaje de paso en un punto fuera de la esquina de la malla a 1m en diagonal hacia a fuera de la malla en volts
- E_m Voltaje de malla en el centro de la esquina en volts
- E_p Potencial de paso

A continuación se muestra una copia de la hoja de cálculo antes descrita:

IEEE Std 80-1986 Ground Grid Calculation Form

Project No.: 04-6562-003
 Engineer: T.P. Smith

Project Name: Cottage Grove
 Date: 12/09/94

System Input Data:			
Line-to-Line Voltage:	138	kV	
Line-to-Ground Fault Current (I _g):	40000	Amps	
Soil Resistivity (ρ):	100	ohm-meters	
Fault Duration (t _c):	1.0	seconds	
Grid Input Data:		Notes:	
Length:	60	meters	1 Form based on calculation procedure outlined in IEEE Standard 80, pg 111. 2 Enter data in blue fields 3 The Excel form password is "Grid". 4 Assumes rectangular grid 5 Assumes Cs is a function of hs and K 6 Assumes grid depth 0.25 < h < 2.5m. 7 Assumes ground rods along perimeter 8 Estep & Etouch based on 70Kg
Width:	60	meters	
Parallel Conductor Spacing (D):	5.0	meters	
Depth of Grid Conductors (h):	0.5	meters	
Diameter of Grid Conductors (d):	0.0134	meters	
Surface Material Resistivity (ρ _s):	5000	ohm-meters	
Surface Material Thickness (h _s):	0.2	meters	
Number of Ground Rods:	36		
Length of Ground Rods:	9.1	meters	
Output Data:		Page No.(1)	Equation No.(1)
R _g :	0.78	ohms	82 40
C _s :	0.79		41 N/A
Total Length of Grid Conductors:	1939	meters	115 N/A
n:	13.00		187 N/A
K _m :	0.61		113 68
K _i :	2.89		114 69
K _s :	0.44		115 74
E _m :	3617	volts	114 70
E _s :	2625	volts	114 73
E _{touch} :	1093	volts	46 24a
E _{step} :	3900	volts	46 26a
Criteria:			Status:
Step 9 of figure 26, page 111.	E _m < E _{touch} :	3617 < 1093	not met
Step 10 of figure 26, page 111.	E _s < E _{step} :	2625 < 3900	met

Figura No. 2.2.2

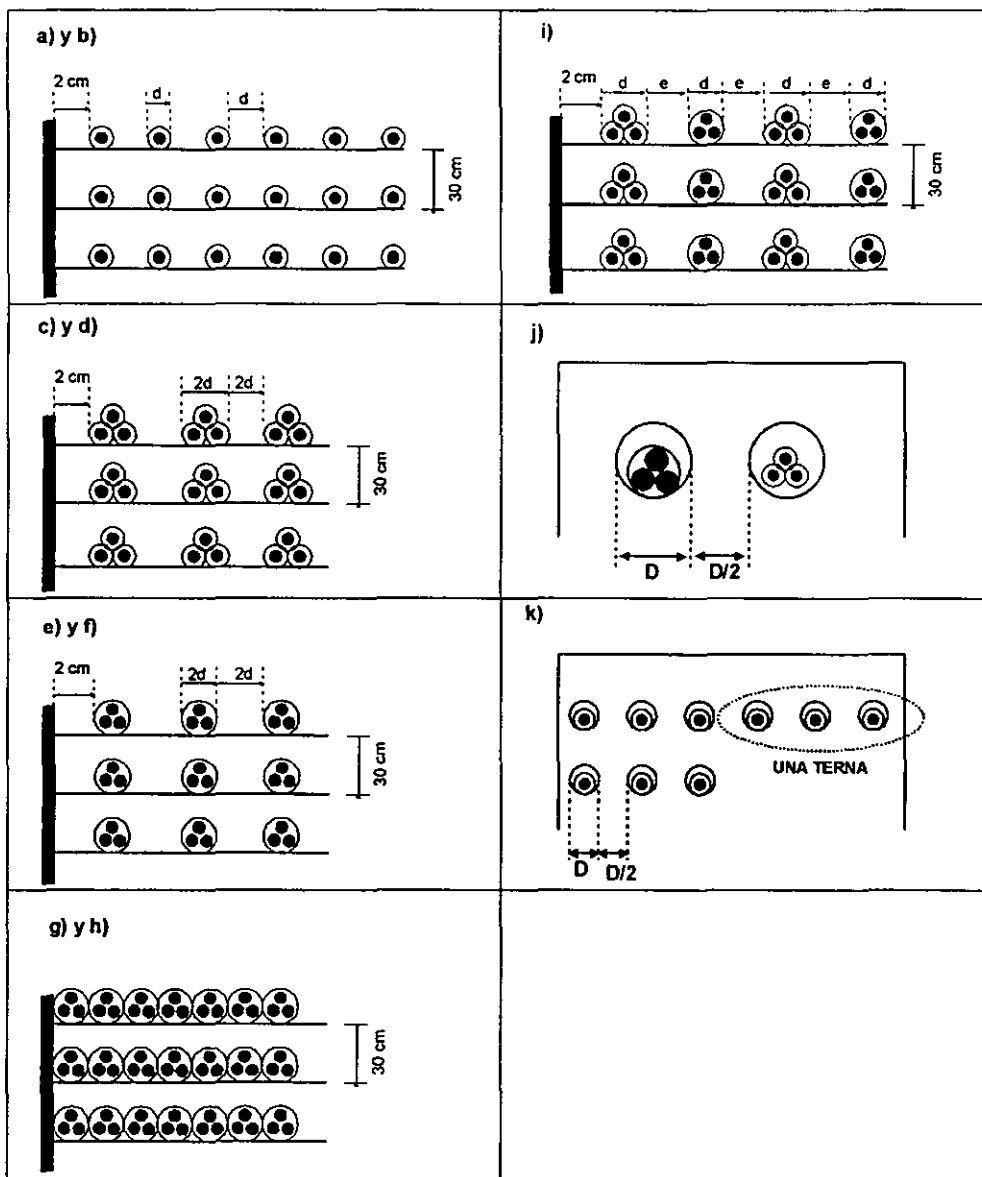


Tabla No. 2.2.3A Constantes de conductores de cobre para un espaciamento simétrico de 1 ft

Calibre del conductor		Resistencia R a 50°C 60 Hz	Reactancia X_A a 1 ft espaciamento 60 Hz
[cmil]	[AWG No.]	[Ω /conductor/1000ft]	[Ω /conductor/1000ft]
1000000		0.0130	0.0758
900000		0.142	0.0769
800000		0.0159	0.0782
750000		0.0168	0.0790
700000		0.0179	0.0800
600000		0.0206	0.0818
500000		0.0246	0.0839
450000		0.0273	0.0854
400000		0.0307	0.0867
350000		0.0348	0.0883
300000		0.0407	0.0902
250000		0.0487	0.0922
211600	4/0	0.0574	0.0953
167800	3/0	0.0724	0.0981
133100	2/0	0.0911	0.101
105500	1/0	0.115	0.103
83690	1	0.145	0.106
66370	2	0.181	0.108
52630	3	0.227	0.111
41740	4	0.288	0.113
33100	5	0.362	0.116
26250	6	0.453	0.121
20800	7	0.570	0.123
16510	8	0.720	0.126

Tables 44-3 de IEEE Std 141-1985

Tabla No. 2.2.3B Constantes para cable ACSR con un espaciamento simétrico de 1 ft

Calibre del conductor		Resistencia R a 50°C 60 Hz	Reactancia X_A a 1 ft espaciamento 60 Hz
[cmil]	[AWG No.]	[Ω /conductor/1000 ft]	[Ω /conductor/1000 ft]
1590000		0.0129	0.0679
1431000		0.0144	0.0692
1272000		0.0161	0.0704
1192500		0.0171	0.0712
1113000		0.0183	0.0719
954000		0.0213	0.0738
795000		0.0243	0.0744
715500		0.0273	0.0756
636000		0.0307	0.0768
556500		0.0352	0.0786
477000		0.0371	0.0802
397500		0.0445	0.0824
336400		0.0526	0.0843
266800		0.0662	0.0945
	4/0	0.0835	0.1099
	3/0	0.1052	0.1175
	2/0	0.1330	0.1212
	1/0	0.1674	0.1242
	1	0.2120	0.1259
	2	0.2670	0.1215
	3	0.3370	0.1251
	4	0.4240	0.1240
	5	0.5340	0.1259
	6	0.6740	0.1273

Table 4A-4 of IEEE Std 141-1985

Tabla No. 2.3.3.2

LETRA NEMA	kVA/HP con rotor bloqueado a pleno voltaje		
A	0	-	3.14
B	3.15	-	3.54
C	3.55	-	3.99
D	4.0	-	4.49
E	4.5	-	4.99
F	5.0	-	5.59
G	5.6	-	6.29
H	6.3	-	7.09
J	7.1	-	7.99
K	8.0	-	8.99
L	9.0	-	9.99
M	10.0	-	11.19
N	11.2	-	12.49
P	12.5	-	13.99
R	14.0	-	15.99
S	16.0	-	17.99
T	18.0	-	19.99
U	20.0	-	22.39
V	22.4	-	y más

Table 430-7(b) NEC

Tabla No. 2.4.3.1A Datos de impedancia para Transformadores Trifásicos con primarios arriba de 15000V y secundarios de 600V ó menores

kVA [39]	X/R Sugerido	Rango normal de % de impedancia (ver Notas)
112.5	3.0	1.6 - <u>2 Min</u> - 6.2
150.0	3.5	1.5 - <u>2 Min</u> - 6.4
225.0	4.0	2.0 - <u>2 Min</u> - 6.6
300.0	4.5	2.0 - <u>4.5 Min</u> - 6.0
500.0	5.0	2.1 - <u>4.5 Min</u> - 6.1
750.0	6.0	3.2 - <u>5.75 - 6.75</u> - 6.8
1000.0	7.0	3.2 - <u>5.75 - 6.75</u> - 8.0
1500.0	7.0	3.5 - <u>5.75 - 6.75</u> - 6.8
2000.0	8.0	3.5 - <u>5.75 - 6.75</u> - 6.8
2500.0	9.0	3.5 - <u>5.75 - 6.75</u> - 6.8

Tabla 1 IEEE Std 242-1988

- Notas
- 1 - Los valores subrayados son de ANSI C57.12.10-1997[1], ANSI C57 12 22-1980 [2] y NEMA 210-1976[10]
 - 2 - Transformadores de redes (con interruptores de tres posiciones) tienen 5% Z para 300-1000 kVA, 7% para 1500-2000 kVA, (con interruptores de 2 posiciones) 4% Z para 500-750 kVA Ver ANSI C57 12-40-1982[3]
 - 3 - Bancos trifásicos con tres transformadores monofásicos pueden tener valores tan bajos como 1.2%

Tabla No. 2.4.3.1B Datos de impedancia para Transformadores Trifásicos con secundarios de 2400V ó mas (750-60000 kVA)

kV Primarios			kV Primarios BIL			% Estándar de Impedancia
2.4	-	22.9	60	-	150	5.5 ó 6.5
		34.4			200	6.0 ó 7.0
		43.8			250	6.5 ó 7.5
		67.0			350	7.0 ó 8.0
		115.0			450	7.5 ó 8.5
		138.0			550	8.0 ó 9.0

Tabla 2 IEEE Std 242-1988

- Notas
1. Los valores actuales están dentro de $\pm 7.5\%$ de los valores estándar [1]
 2. Agregar 0.5% para cambios de tap por carga [8]
 3. Valores bajos son usualmente para transformadores elevadores OA 55°C ó OA 55/65°C
 4. Valores mas altos son para transformadores elevadores OA 65°C
 5. La relación X/R es similar a la tabla anterior. Consulte al fabricante ó use los valores presentados en [4] para transformadores de 2500 kVA en adelante

Tabla No. 2.4.3.1C Datos de Impedancia para transformadores monofásicos.

kVA 10	Razón X/R Sugerida	Rango de % de Impedancia normal (%Z)*	Factores de Impedancia** para fallas línea-Neutro	
			%X	%R
25.0	1.1	1.2 – 6.0	0.6	0.75
37.5	1.4	1.2 – 6.5	0.6	0.75
50.0	1.6	1.2 – 6.4	0.6	0.75
75.0	1.8	1.2 – 6.6	0.6	0.75
100.0	2.0	1.3 – 5.7	0.6	0.75
167.0	2.5	1.4 – 6.1	1.0	0.75
250.0	3.6	1.9 – 6.8	1.0	0.75
333.0	4.7	2.4 – 6.0	1.0	0.75
500.0	5.5	2.2 – 5.4	1.0	0.75

Tabla 14 IEEE Std 242-1986

* Los estándares nacionales no especifican %Z para transformadores monofásicos. Consulte al fabricante para los valores de cálculo.

** Basado en la capacidad de corriente del devanado (1/2 de los kVA de placa dividido entre el voltaje de línea a neutro del secundario)

Tabla No. 2.4.3.1D Factor de Espaciamento X_B en Ω /Conductor/1000ft

Separación [in]												
[ft]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	-	-0.0571	-0.0412	-0.0319	-0.0252	-0.0201	-0.0159	-0.0124	-0.0093	-0.0066	-0.0042	-0.0020
1	-	0.0018	0.0035	0.0051	0.0061	0.0080	0.0093	0.0106	0.0117	0.0129	0.0139	0.0149
2	0.0159	0.0169	0.0178	0.0186	0.0195	0.0203	0.0211	0.0218	0.0225	0.0232	0.0239	0.0246
3	0.0252	0.0259	0.0265	0.0271	0.0277	0.0282	0.0288	0.0293	0.0299	0.0304	0.0309	0.0314
4	0.0319	0.0323	0.0328	0.0333	0.0337	0.0341	0.0346	0.0350	0.0354	0.0358	0.0362	0.0366
5	0.0370	0.0374	0.0377	0.0381	0.0385	0.0388	0.0392	0.0395	0.0399	0.0402	0.0405	0.0409
6	0.0412	0.0415	0.0418	0.0421	0.0424	0.0427	0.0430	0.0433	0.0436	0.0439	0.0442	0.0445
7	0.0447	0.0450	0.0453	0.0455	0.0458	0.0460	0.0463	0.0466	0.0468	0.0471	0.0473	0.0476
8	0.0478											

Tabla 4A-5 IEEE Std 141-1993

Tabla No. 2.4.3.1E Factor de Espaciamento X_B en Ω /Conductor/1000ft

Separación [cuartos de in]				
[in]	0	1/4	2/4	3/4
0	-	-	-0.0729	-0.0636
1	-0.0571	-0.0519	-0.0477	-0.0443
2	-0.0412	-0.0384	-0.0359	-0.0339
3	-0.0319	-0.0301	-0.0282	-0.0267
4	-0.0252	-0.0238	-0.0225	-0.0212
5	-0.0201	-0.01795	-0.01795	-0.01684
6	-0.0159	-0.01494	-0.01399	-0.01323
7	-0.0124	-0.01152	-0.01078	-0.01002
8	-0.0093	-0.00852	-0.00794	-0.00719
9	-0.0066	-0.00605	-0.00529	-0.00474
10	-0.0042	-	-	-
11	-0.0020	-	-	-
12	-	-	-	-

Tabla 4A-6 IEEE Std 141-1993

Tabla No. 2.4.3.2A Valores de Reactancia Típicos para maquinas síncronas y de inducción, en P.U. de los kVA de capacidad de la maquina*

	X_d'	X_d''
Generadores de turbina**		
2 polos	0.09	0.15
4 polos	0.15	0.23
Generadores de polos salientes con devanados amortiguadores**		
12 polos ó menos	0.16	0.33
14 polos ó menos	0.21	0.33
Motores síncronos		
6 polos	0.15	0.23
8-14 polos	0.20	0.30
16 polos ó mas	0.28	0.40
Condensadores síncronos**	0.24	0.37
Convertidores síncronos**		
600V corriente directa	0.20	-
250V corriente directa	0.33	-
Motores de Inducción grandes arriba de 600V	0.17	-
Motores pequeños usualmente 600V ó menos	Ver tablas No. 2.4.3.2B y C	

Tabla 4-1 IEEE Std 141-1983

- Notas
- Bases kVA aproximadas para motores síncronos pueden ser determinadas de los HP's del motor como sigue:
 F.P. 0.8 del motor – kVA base = HP nominales
 F.P. 1.0 del motor – kVA base = 0.8 HP nominales
 - * Usar los valores del fabricante si están disponibles
 - ** X_d' no se usa normalmente en los cálculos de corto circuito

Tabla No. 2.4.3.2B Multiplicadores de Reactancias (ó impedancias) de maquinas rotatorias

Tipo de Maquina Rotatoria	Red Instantánea	Red Interruptiva
Todos los generadores de turbina; todos los hidrogenadores con devanados amortiguadores; todos los condensadores	$1.0X_d'$	$1.0X_d'$
Hidrogenadores sin devanados amortiguadores	$0.75X_d'$	$0.75X_d'$
Todos los motores síncronos	$1.0X_d'$	$1.5X_d'$
Motores de Inducción		
Arriba de 1000 HP a 1800 RPM ó menos	$1.0X_d'$	$1.5X_d'$
Arriba de 250 HP a 3600 RPM	$1.0X_d'$	$1.5X_d'$
Todos los demás, 50 HP y mas.	$1.0X_d'$	$1.5X_d'$
Todos los menores a 50 HP	Despreciable	Despreciable

Tabla 4-1 IEEE Std 141-1983

Tabla No. 2.4.3.2C Multiplicadores de Reactancia (ó impedancia) para maquinas rotatorias.
 (Cambios a la Tabla No. 2.4.3.2B para la comprensión de los cálculos en sistemas multivoltaje.)

Tipo de Maquina Rotatoria	Red Instantánea	Red Interruptiva
Motores de Inducción		
Todos los demás, mayores de 50 HP	$12X_d^*$	$3.0X_d^{**}$
Todos los menores de 50 HP	$1.67X_d^{***}$	Despreciable

Tabla 4-2 IEEE Std 141-1983

- * O estimar la red instantánea $X=0.20$ P.U. basado en la capacidad del motor
- ** O estimar la red interruptiva $X=0.60$ P.U. basado en la capacidad del motor
- *** O estimar la red instantánea $X=0.28$ P.U. basado en la capacidad del motor.

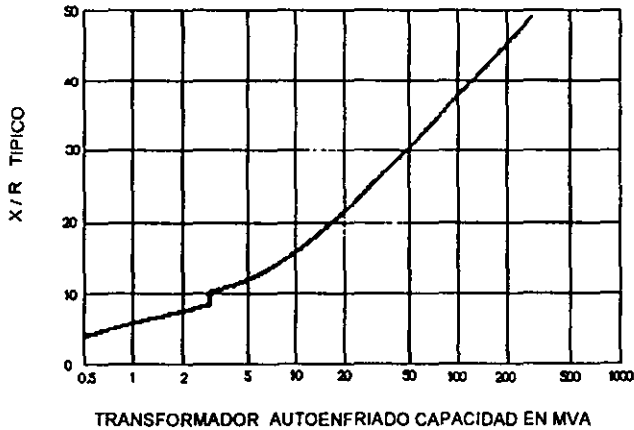


Figura No. 2.4.3.3A Valores de X/R para transformadores

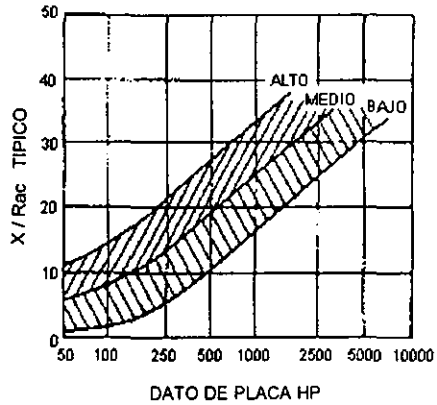
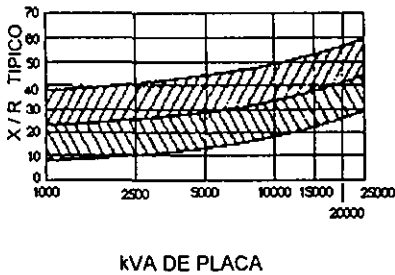


Figura No. 2.4.3.3.B Valores de X/R para Generadores y motores Síncronos (Rotor sólido y polos salientes)

Figura No. 2.4.3.3.C Valores de X/R para motores de inducción Trifásicos

Tabla No. 2.4.4.1A Lista de abreviaturas de relevadores de uso común por números de función

No. De función del Dispositivo Relevador	Función de Protección
21	Distancia
25	Sincronía
27	Bajo voltaje
32	Direccional de potencia
40	Pérdida de excitación (campo)
46	Balance de fases (Balance de corriente, corriente de secuencia cero)
47	Voltaje de secuencia de fases (Inversión de voltajes de fase)
49	Térmico (Generalmente por sobrecarga)
50	Sobrecorriente instantánea
51	Sobrecorriente con retardo de tiempo
59	Sobrevoltaje
60	Balance de voltaje (entre dos circuitos)
67	Direccional de sobrecorriente
81	Frecuencia (generalmente baja frecuencia)
86	Bloqueo
87	Diferencial

Tabla No. 2.4.4.1B Sufijos comunes aplicados a los números de función de los relevadores

Letra	Aplicación del Relevador
A	Alarma solamente
B	Protección de bus
G	Protección de falla a tierra (relevador CT en un circuito de un sistema neutral) ó protección de generador.
GS	Protección de falla a tierra (El relevador CT es toroidal ó del tipo sensor a tierra)
L	Protección de Línea
M	Protección de motor
N	Protección de falla a tierra (Embobinado del relevador conectado en un circuito residual CT)
T	Protección de transformador
V	Voltaje

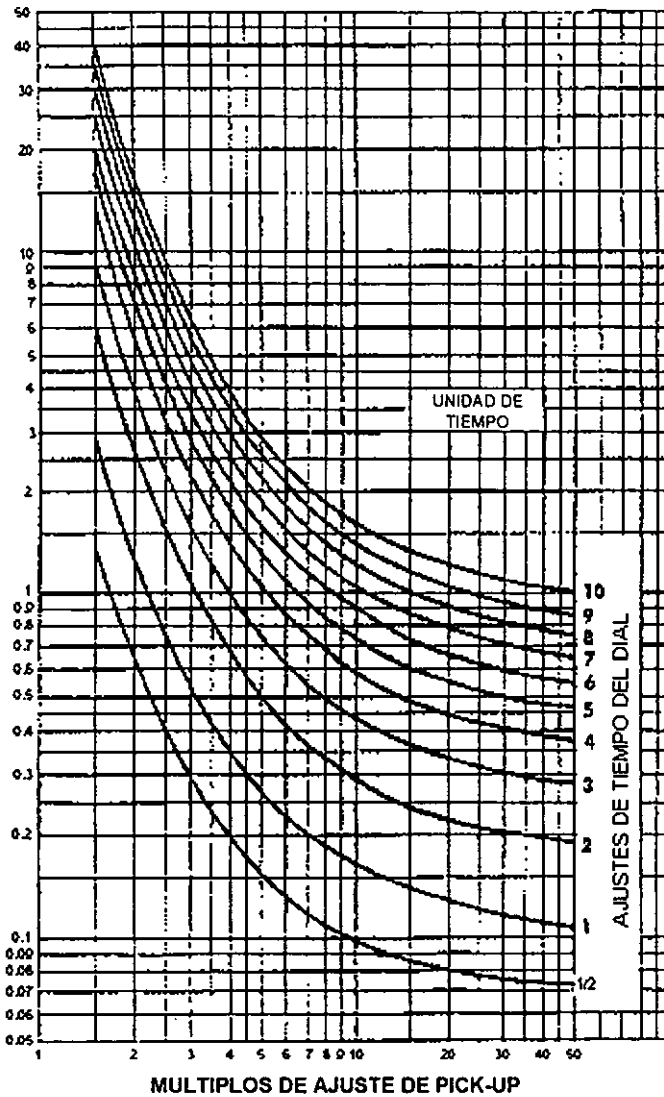
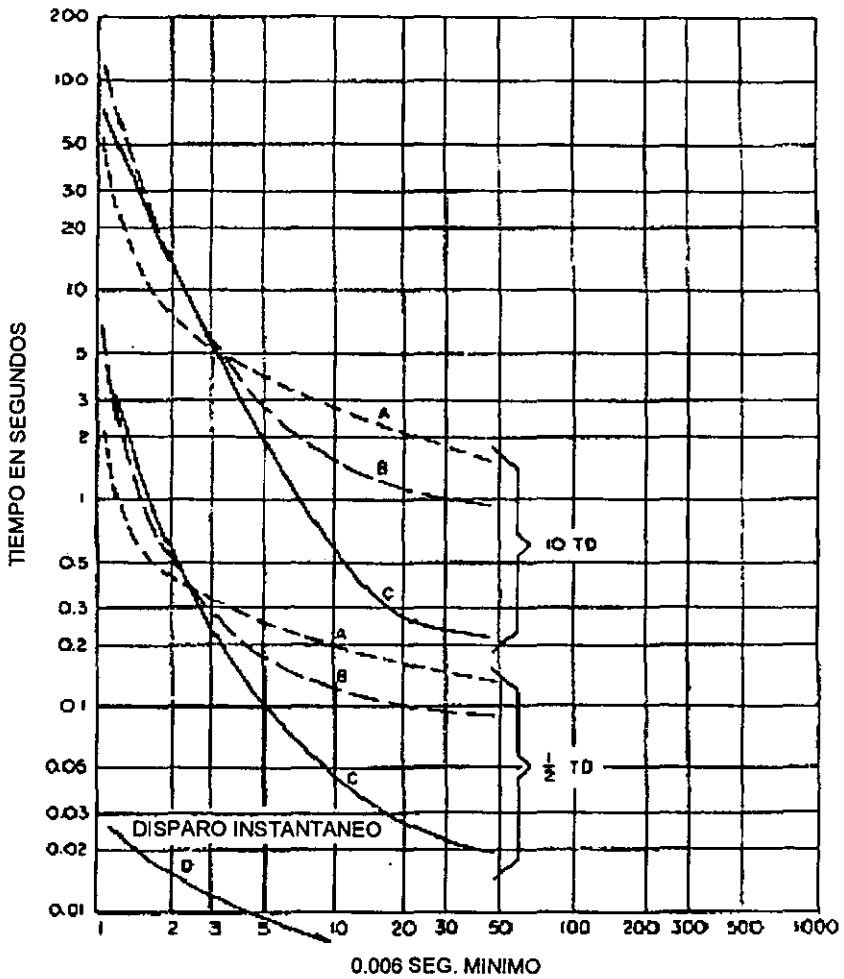


Figura No. 2.4.5.2.1A Características de Tiempo-corriente de un relevador típico de sobrecorriente de tiempo inverso



- A INVERSO
- B MUY INVERSO
- C EXTREMADAMENTE INVERSO
- D INSTANTANEO
- TD AJUSTE DEL DIAL DEL RELEVADOR DE TIEMPO

Figura No. 2.4.5.2.1B Características de un relevador típico Tiempo-Corriente

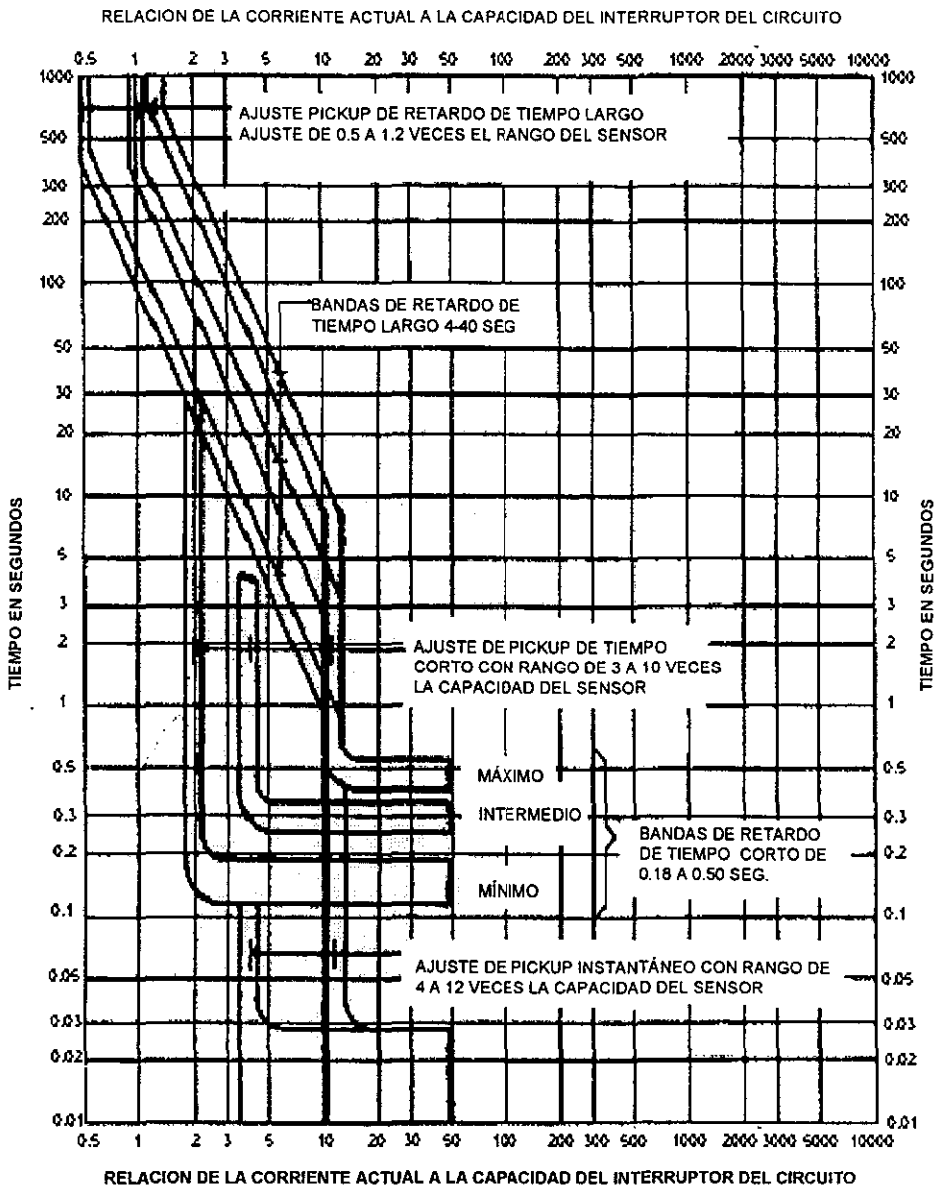


Figura No. 2.4.5.2.3A Límites de ajuste para interruptores de potencia en bajo voltaje (Los rangos pueden variar dependiendo del fabricante)

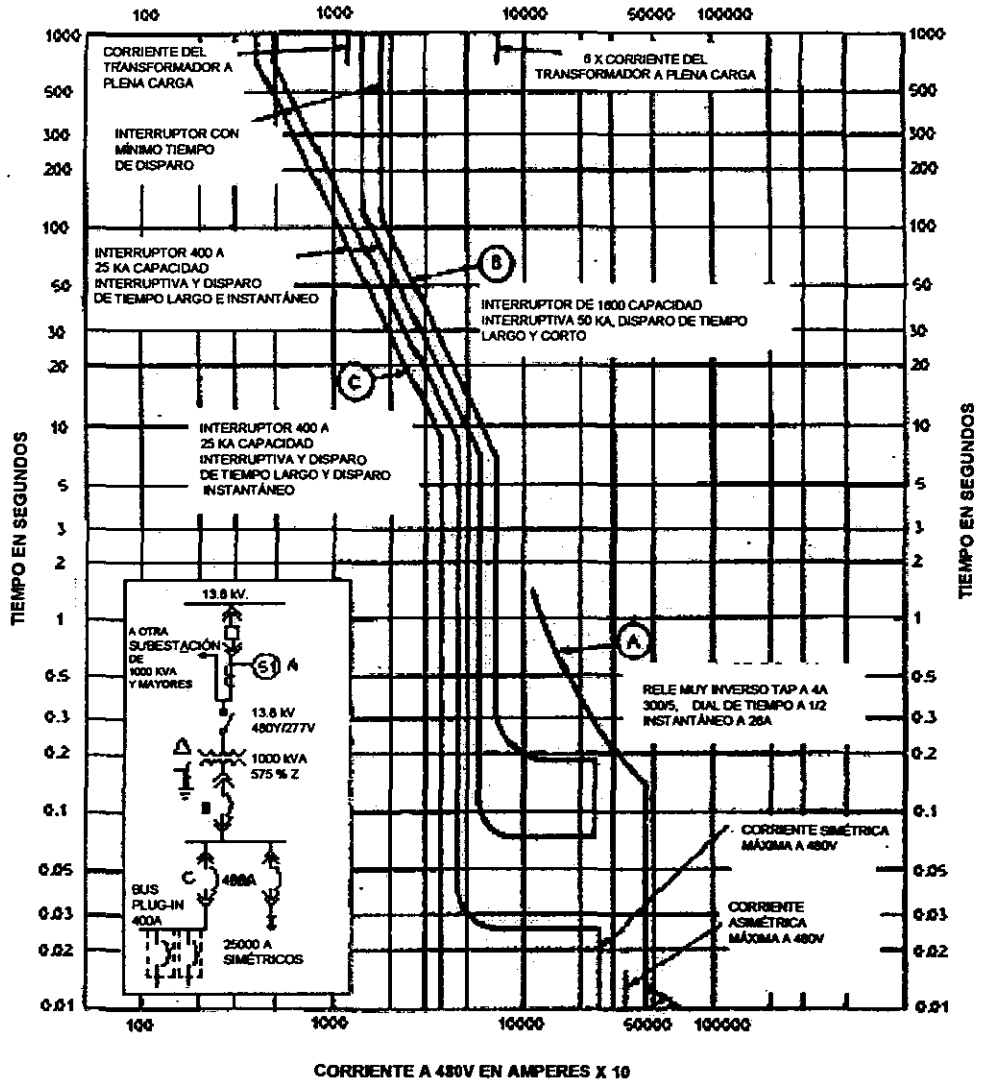


Figura No. 2.4.5.2.3B Curvas características de disparo tiempo-corriente (Interruptores de potencia en bajo voltaje en el secundario de una unidad de subestación)

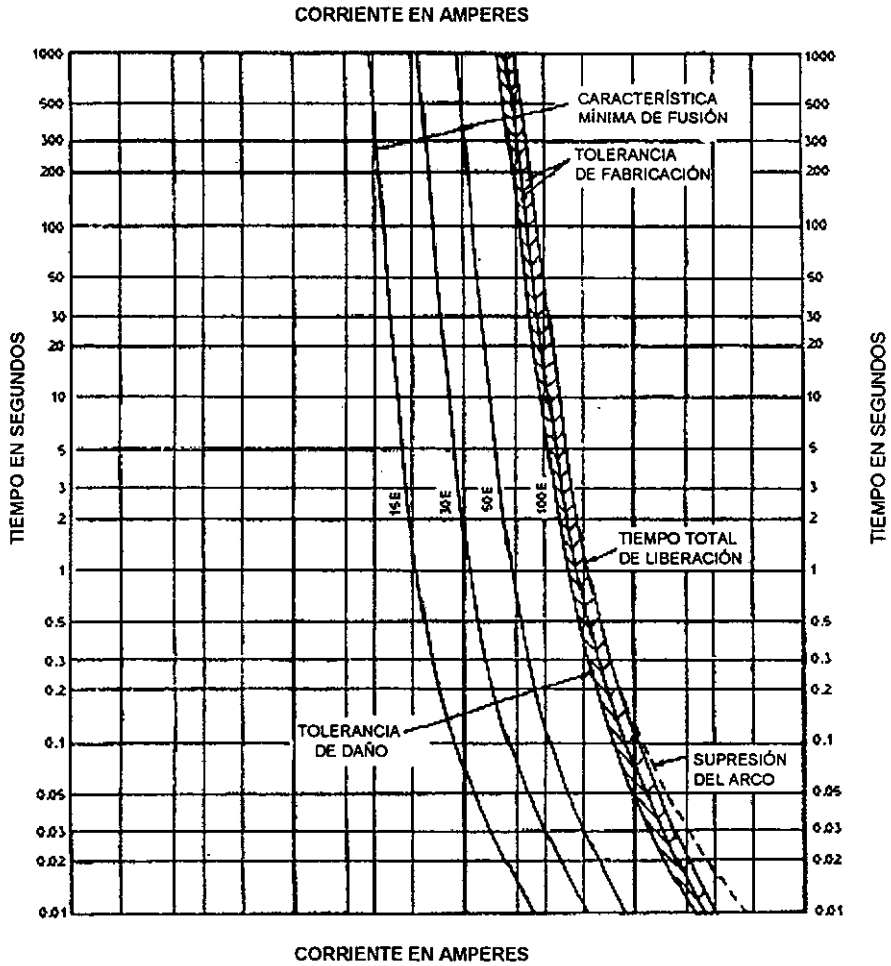


Figura No. 2.4.5.2.4 Curvas típicas características tiempo-corriente de fusibles.

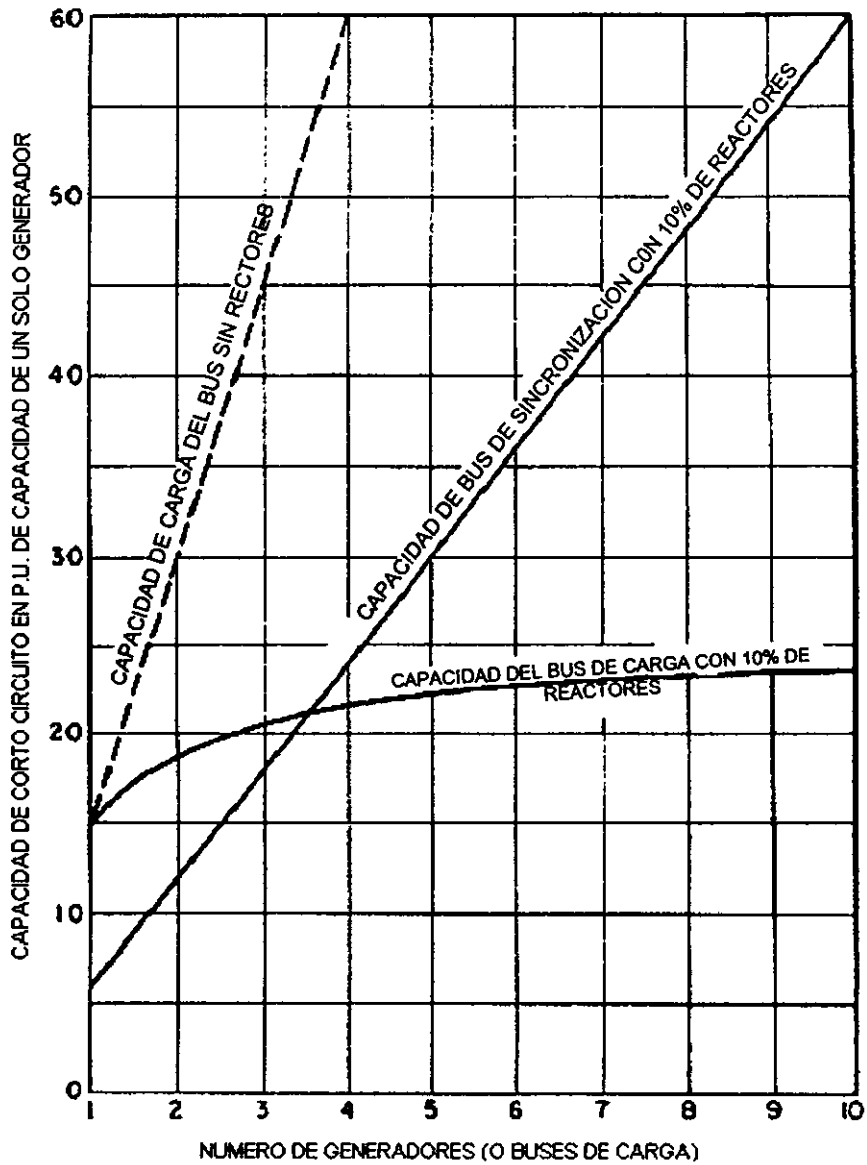


Figura No. 2.4.6.3 Efecto de los reactores de sincronización en la contribución de corto circuito para el arreglo de bus e sincronización.

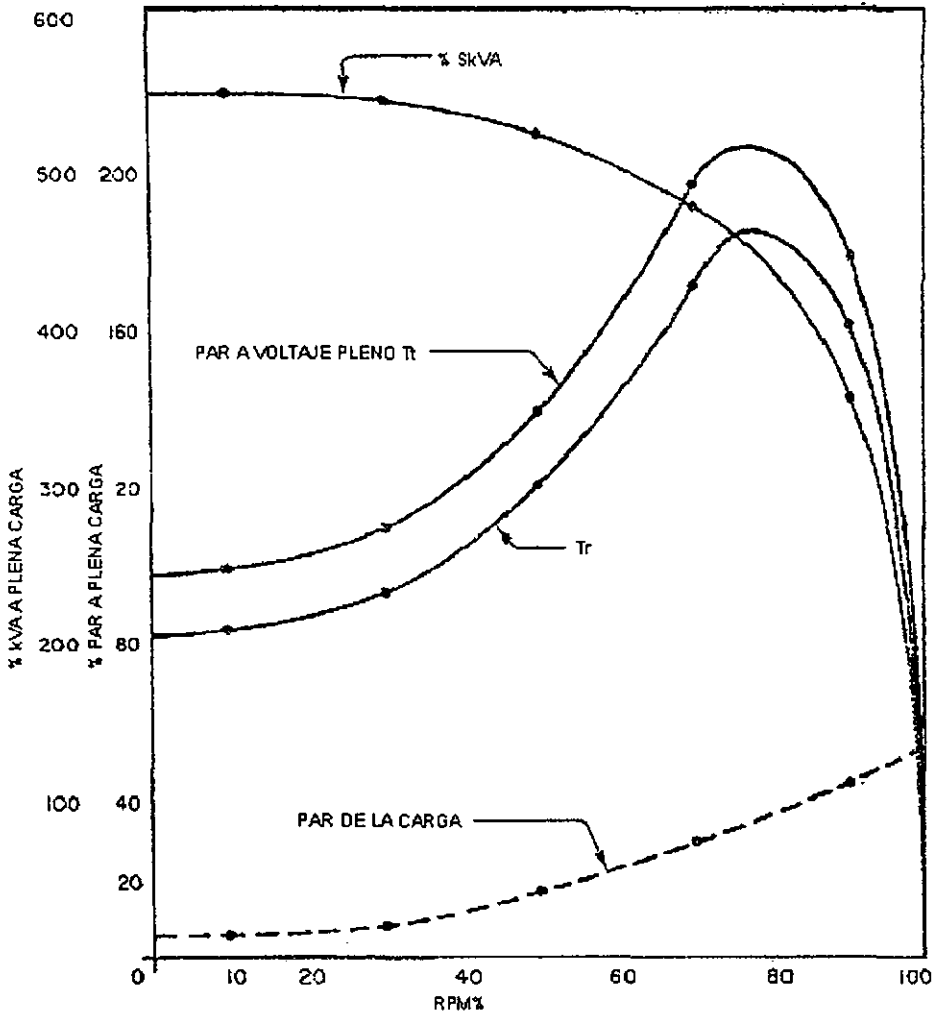


Figura No. 2.5.6 Par y kVA vs. Para el tiempo de aceleración y calculo de pérdidas.

Tabla No. 3.1.1.1 Selección de motores eléctricos trifásicos

PARA ESTE TIPO DE EQUIPO	QUE REQUIEREN ESTOS PARES		CON ESTAS CARACTERISTICAS DE CARGA	TIPO Y DESCRIPCIÓN
	DE ARRANQUE	MÁXIMO DE MARCHA		
Bombas para suministro de agua. Bombas industriales y químicas. Torres de enfriamiento. Equipos para manejo de aire Compresoras Transportadores Maquinarias de proceso Equipos para procesos petroleros y químicos	100 a 150% del par a plena carga	200 a 250% del par a plena carga	Operación continua, velocidad (por encima de 720 RPM), fácil arranque; sujetos a sobrecargas de corta duración; buena regulación de velocidad	De rendimiento energético. Diseño B NEMA, pares nomales; corriente normal de arranque; se pueden usar con inversores de frecuencia variable/voltaje variable; de eficiencia mayor que la de los motores estándar de diseño B.
Bombas centrífugas Sopladores y ventiladores Talladoras Moladoras Tornos Compresoras Transportadores	100 a 150% del par a plena carga	200 a 250% del par a plena carga	Condiciones variables de carga, velocidad constante; sujetos a sobrecargas de corta duración; buena regulación de la velocidad	Diseño B NEMA: Pares normales; corriente normal de arranque; se pueden usar con inversores de frecuencia variable/voltaje variable
Bombas reciprocantes Alimentadores Compresoras Trituradoras Molinos de bolas y de cabillas	200 a 300% del par a plena carga	No más del par a plena carga	Alto par de arranque debido a alta inercia, contrapresión, fricción en la parada o condiciones mecánicas semejantes; las necesidades de par decrecen durante la aceleración, hasta el par a plena carga; no sujetos a sobrecargas severas; buena regulación de la velocidad	Diseño C NEMA: Alto par; corriente normal de arranque; no se recomienda su uso con inversores de frecuencia variable
Presas punzonadoras Grúas Malacates Frenos de presas Cizalladoras Bombas para pozos petroleros Centrífugas	Hasta el 300% del par a plena carga	200 a 300% del par a plena carga; se requiere pérdida de velocidad durante las cargas pico	Cargas intermitentes; pueden requerir arranques, detenciones y ciclos de contramarcha frecuentes; en la máquina se emplea un volante para soportar las cargas pico; mala regulación de la velocidad para suavizar las cargas pico; pueden requerir la aceleración de carga de alta inercia	Diseño D NEMA: Par alto; alto deslizamiento; los tipos estándar tienen características de deslizamiento del 5 a 8% o del 8 al 13%
Sopladores Ventiladores Máquinas herramientas Mezcladoras Transportadores Bombas	Algunos requieren bajo par; otros requieren varias veces el par a plena carga	200% del par a plena carga en cada velocidad	Se desea selección de la velocidad y bastan dos, tres o cuatro velocidades fijas; el par de arranque puede ser bajo en los sopladores hasta alto en los transportadores; las máquinas para cortar metales suelen ser de HP constantes; las cargas de fricción (transportadores) suelen ser de par constante; las cargas de fluidos o aire (sopladores) son de par variable	De velocidades múltiples. Par general normal en devanado o velocidad dominantes; devanados consecuentes de los polos o devanados separados para cada velocidad; con base en los requisitos de carga, pueden ser de caballos de potencia constantes, de par constante, de par variable
Tinturadoras Transportadores Rodillos dobladores Molinos de bolas y de cabillas Sopladores centrífugos Bombas Presas impresoras Grúas y malacates Centrífugas	Pueden proporcionar un par hasta el par máximo en parada	200 a 300% del par a plena carga	Cargas que requieren muy alto par de arranque con baja corriente de arranque; se requiere ajuste de la velocidad dentro de un rango limitado (2 a 1); control del par durante la aceleración o aceleración controlada	De rotor devanado. Se necesita sistema de control del rotor para dar lugar a las características deseadas; el control puede ser de resistores, reactores o inversores de frecuencia fija, en el circuito secundario (rotor); la velocidad real de la carga depende del ajuste del control del rotor

Tabla 30-4 del Manual de Ingeniería eléctrica

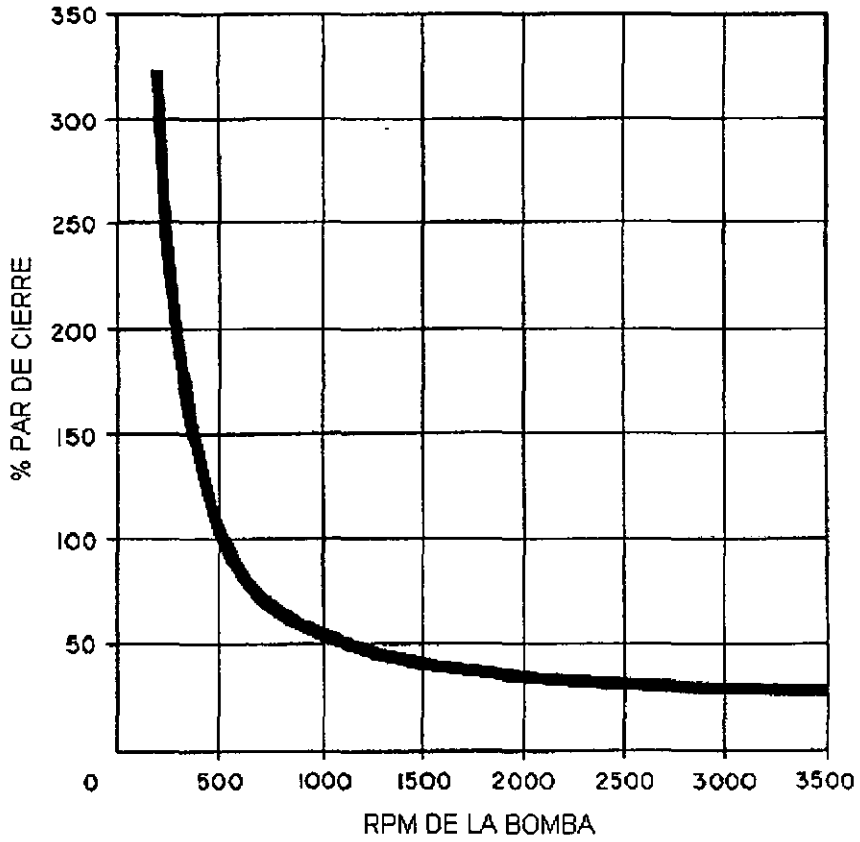


Figura No 3.1.1.5A RPM de la bomba vs % Par de cierre

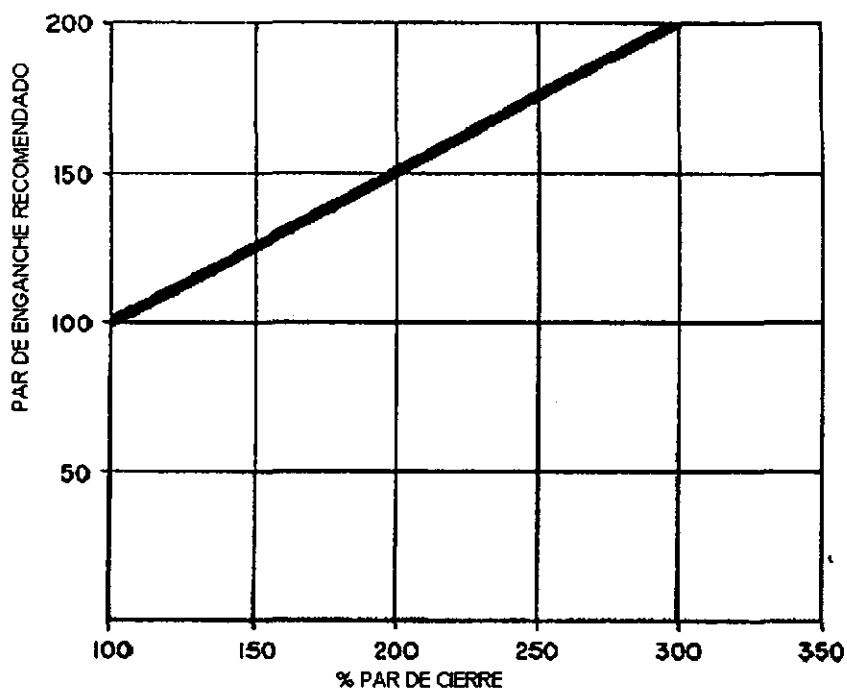


Figura No. 3.1.1.5B % Par de cierre vs Par de enganche recomendado

TABLA No. 3.1.2A

HP	3600 RPM	1800 RPM	1200 RPM	900 RPM	720 RPM	600 RPM	514 RPM	450 RPM	400 RPM	360 Y MENOS
HASTA 6000	I	IS	S	S	S	S	S	S	S	S
HASTA 1500	I	IS	S	S	S	S	S	S	S	S
1000	I	IS	IS	S	S	S	S	S	S	S
900	I	IS	IS	IS	S	S	S	S	S	S
800	I	IS	IS	IS	S	S	S	S	S	S
700	I	IS	IS	IS	IS	S	S	S	S	S
HASTA 600	I	I	IS	IS	IS	IS	IS	S	S	S
250	I	IS	IS	IS	IS	IS	IS	S	S	S
HASTA 200	I	I	I	I	I	I	I	S	S	S
60	I	I	I	I	I	I	I	S	S	S
50	I	I	I	I	I	I	I			
Y MENOS	I	I	I	I	I	I	I			

Tabla 7-1 El ABC de la Teoría y la aplicación de motores eléctricos polifásicos en la industria

- Nota 1 La tabla muestra una base para la selección de motor síncrono vs. Inducción Si un motor debe de ser de F.P adelantado depende si alguna bonificación por F.P. más alto compensa la baja eficiencia del motor de F.P. adelantado. Este debe ser calculado sobre la base de costo de energía por KWH y horas de operación por año vs. Bonificación por alto F.P.
- Nota 2 Como indicio de guía los espacios marcados con "S" son síncronos, los espacios marcados "IS" son de preferencia inducción a menos que el costo de la energía dependa del F.P. , en cuyo caso el motor síncrono debería recibir consideración.
- Nota 3 Donde la penalidad por F.P. afecta la instalación de un motor de inducción existente, se instalan capacitores en vez de reemplazar el motor de inducción por uno de tipo síncrono, sin embargo los capacitores no mejoran la situación gratis, ya que tienen un costo de operación que debe considerarse.

Tabla No. 3.1.2B. Pares a rotor bloqueado de diseño A y B para motores de una velocidad, polifásicos.

VELOCIDAD SINCRONA [RPM]								
HP	60 hertz	3600	1800	1200	900	720	600	514
	50 hertz	3000	1500	1000	750
½	140	140	115	110
¾	175	135	135	115	110
1	275	170	135	135	115	110
1 ½	...	175	250	165	130	130	115	110
2	...	170	235	160	130	125	115	110
3	...	160	215	155	130	125	115	110
5	...	150	185	150	130	125	115	110
7 ½	...	140	175	150	125	120	115	110
10	...	135	165	150	125	120	115	110
15	...	130	160	140	125	120	115	110
20	...	130	150	135	125	120	115	110
25	...	130	150	135	125	120	115	110
30	...	130	150	135	125	120	115	110
40	...	125	140	135	125	120	115	110
50	...	120	140	135	125	120	115	110
60	...	120	140	135	125	120	115	110
75	...	105	140	135	125	120	115	110
100	...	105	125	125	125	120	115	110
125	...	100	110	125	120	115	115	110
150	...	100	110	120	120	115	115	...
200	...	100	100	120	120	115
250	...	70	80	100	100
300	...	70	80	100
350	...	70	80	100
400	...	70	80
450	...	70	80
500	...	70	80

Tabla 2-17 ABC de la Teoría y Aplicación de Motores Eléctricos Polifásicos en la Industria.

Tabla No. 3.1.2C Pares a rotor bloqueado de motores de diseño C

HP	1800 RPM	1200 RPM	900 RPM
3	-	250%	225%
5	250%	250%	225%
7.5	250%	225%	200%
10	250%	225%	200%
15	225%	220%	200%
20-200	200%	200%	200%

Tabla 2-2A de El ABC de la Teoría y Aplicación de Motores Eléctricos Polifásicos en la Industria.

Tabla No 3.1.2D Pares a rotor bloqueado de motores de Diseño D

HP	1800 RPM	1200 RPM	900 RPM
3-150	275%	275%	275%

Tabla 2-26 de El ABC de la Teoría y Aplicación de Motores Eléctricos Polifásicos en la Industria.

Tabla No. 3.1.2E Pares de Colapso de los motores de diseño A y B

Velocidad Síncrona RPM								
HP	60 hertz	3600	1800	1200	900	720	600	514
	50 hertz	3000	1500	1000	750
½	225	200	200	200
¾	275	220	200	200	200
1	300	265	215	200	200	200
1 ½	250	280	250	250	210	200	200	200
2	240	270	240	240	210	200	200	200
3	230	250	230	230	205	200	200	200
5	215	225	215	215	205	200	200	200
7 ½	200	215	205	205	200	200	200	200
10-125 inclusive	200	200	200	200	200	200	200	200
150	200	200	200	200	200	200	200	...
200	200	200	200	200	200	200
250	175	175	175	175	175
300-350	175	175	175	175
400-500 inclusive	175	175

Tabla 2-3 de El ABC de la Teoría y Aplicación de Motores Eléctricos Polifásicos en la Industria

Tabla No. 3.1.2F Valores de WK² de la carga referidos a la velocidad de la flecha del motor, a la cual los motores de jaula de ardilla pueden acelerar sin daño

HP	Carga WK ² (Exclusivo del WK ² del Motor), Lb-Pies						
	VELOCIDAD						
	3600	1800	1200	900	720	600	514
1	...	5.8	15	31	53	82	118
1 ½	1.8	8.6	23	45	77	120	174
2	2.4	11	30	60	102	158	228
3	3.5	17	44	87	149	231	335
5	5.7	25	71	142	242	375	544
7 ½	8.2	39	104	208	356	551	798
10	11	51	137	273	467	723	1048
15	16	75	200	400	685	1061	1538
20	21	99	262	525	898	1393	2018
25	26	122	324	647	1108	1719	2491
30	31	144	384	769	1316	2042	2959
40	40	189	503	1007	1725	2677	3881
50	49	232	620	1241	2127	3302	4788
60	58	275	735	1473	2524	3819	5680
75	71	338	904	1814	3111	4831	7010
100	92	441	1181	2372	4070	6320	9180
125	113	542	1452	2919	5010	7790	11310
150	133	640	1719	3456	5940	9230	...
200	172	831	2238	4508	7750
250	210	1017*	2744	5540
300	246	1197	3239
350	281	1373	3723
400	315	1546
450	349	1714
500	381	1880

Tabla 3-4 de B ABC de la Teoría y Aplicación de Motores Eléctricos Polifásicos en la Industria.

Tabla No. 3.1.2G Potencias Nominales para motores grandes

NEMA MG1-20.10			
[HP]	[HP]	[HP]	[HP]
100	400	1000	3000
125	450	1250	3500
150	500	1500	4000
200	600	1750	5000
250	700	2000	5500
300	800	2250	6000
350	900	2500	6000

Tabla 3-5A de B ABC de la Teoría y Aplicación de Motores Eléctricos Polifásicos en la Industria.

Tabla No. 3.1.2H

PAR (%) PORCENTAJE DE PAR NOMINAL A PLENA CARGA	
A Rotor Bloqueado (par de arranque)	60
De jalón (aceleración)	60
De colapso (par de desenganche)	175

Tabla 3-5B de B ABC de la Teoría y Aplicación de Motores Eléctricos Polifásicos en la Industria.

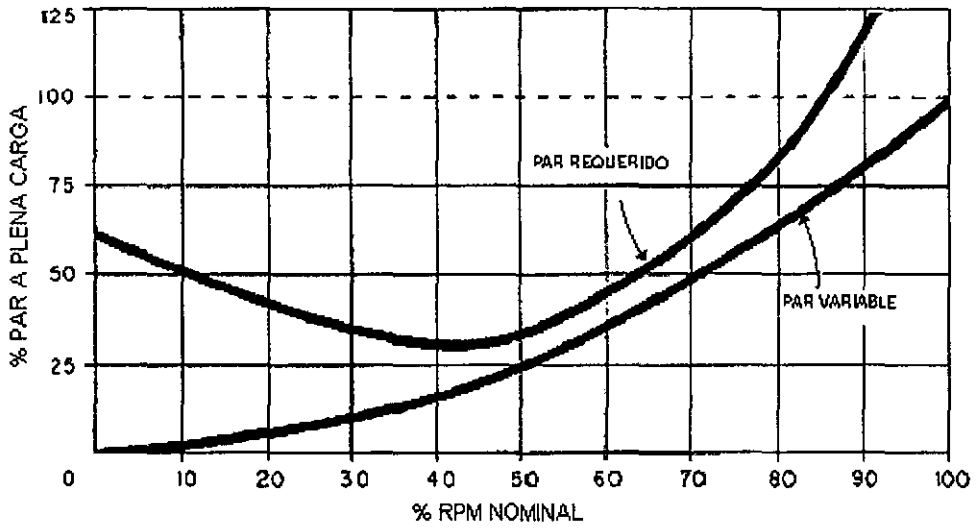


Figura No. 3.1.2H %RPM nominal vs. %Par a plena carga

Tabla No. 3.1.2I Valores de WK² de la carga referidos a la velocidad de la flecha del motor a la cual los motores de jaula de ardilla pueden acelerar sin daño (Motores Grandes)

VELOCIDAD RPM	3600	1800	1200	900	720	600	514	450	400	360	327	300
HP												
100	12670	16830	21700	27310	33690
125	15610	20750	26760	33680	41550
150	13410	18520	24610	31750	39960	49300
200	12600	17530	24220	32200	41540	52300	64500
250	9530	14830	21560	29800	39640	51200	64400	79500
300	6540	11270	17550	25530	35300	46960	60600	76400	94300
350	7530	12980	20230	29430	40710	54200	69900	88100	108800
400	4199	8500	14670	22870	33280	46050	61300	79200	99800	123200
450	4666	9460	16320	25470	37090	51300	68300	88300	111300	137400
500	5130	10400	17970	28050	40850	55600	75300	97300	122600	151500
600	443	2202	6030	12250	21190	33110	48260	66800	89100	115100	145100	179300
700	503	2514	6900	14060	24340	38080	55500	76900	102600	132600	167200	206700
800	560	2815	7780	15830	27440	42950	62700	86900	115900	149800	189000	233700
900	615	3108	8590	17560	30480	47740	69700	96700	129000	166900	210600	260300
1000	668	3393	9410	19260	33470	52500	76600	106400	141900	183700	231800	286700
1250	790	4073	11380	23390	40740	64000	93600	130000	173600	224800	283900	351300
1500	902	4712	13280	27350	47750	75100	110000	153000	204500	265000	334800	414400
1750	1004	5310	15060	31170	54500	85900	126000	175400	234600	304200	384600	476200
2000	1096	5880	16780	34860	61100	96500	141600	197300	264100	342600	433300	537000
2250	1180	6420	18440	38430	67600	106800	156900	218700	293000	380300	481200	596000
2500	1256	6930	20030	41900	73800	116800	171800	239700	321300	417300	528000	655000
3000	1387	7860	23040	48520	85800	136200	200700	280500	376500	489400	620000	769000
3500	1491	8700	25850	54800	97300	154800	228600	319900	429800	559000	709000	881000
4000	1570	9460	28460	60700	108200	172600	255400	358000	481600	627000	796000	989000
4500	1627	10120	30890	66300	118700	189800	281400	395000	532000	693000	881000	1095000
5000	1662	10720	33160	71700	128700	206400	306500	430800	581000	758000	963000	1198000
5500	1677	11240	35280	76700	138300	222300	330800	465600	628000	821000	1044000	1299000
6000	...	11690	37250	81500	147500	237800	354400	499500	675000	882000	1123000	1398000
7000	...	12400	40770	90500	164900	267100	399500	565000	764000	1001000	1275000	1590000
8000	...	12870	43790	98500	181000	294500	442100	626000	850000	1114000	1422000	1775000
9000	...	13120	48330	105700	195800	320200	482300	685000	931000	1223000	1563000	1953000
10000	...	13170	48430	112200	209400	344200	520000	741000	1009000	1327000	1699000	2125000
11000	50100	117900	220000	366700	556200	794000	1084000	1428000	1830000	2291000
12000	51400	123000	233500	387700	590200	844800	1155000	1524000	1956000	2452000
13000	52300	127500	244000	407400	622400	893100	1224000	1617000	2078000	2608000
14000	52900	131300	253600	425800	652800	934200	1289000	1707000	2195000	2758000
15000	53100	134500	262400	442900	681500	983100	1352000	1793000	2309000	2904000

Tabla 2-6 de El ABC de la Teoría y Aplicación de Motores Eléctricos Polifásicos en la Industria

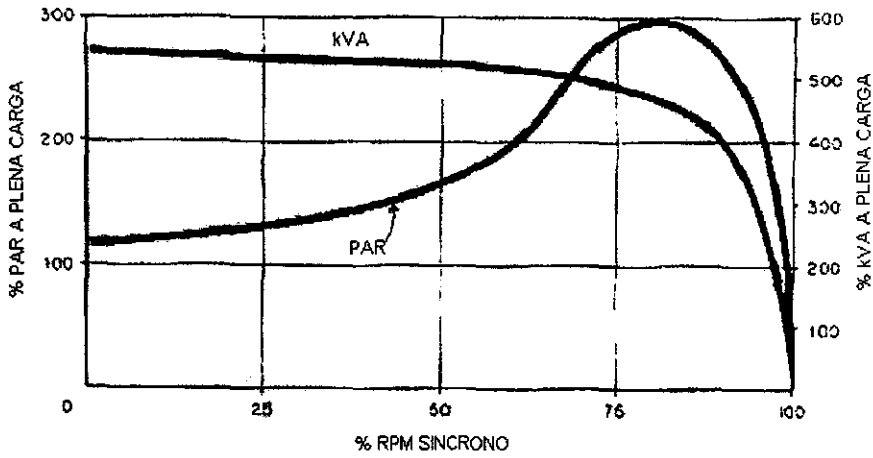


Figura No. 3.1.2.2A %RPM sincrónico vs % Par a plena carga

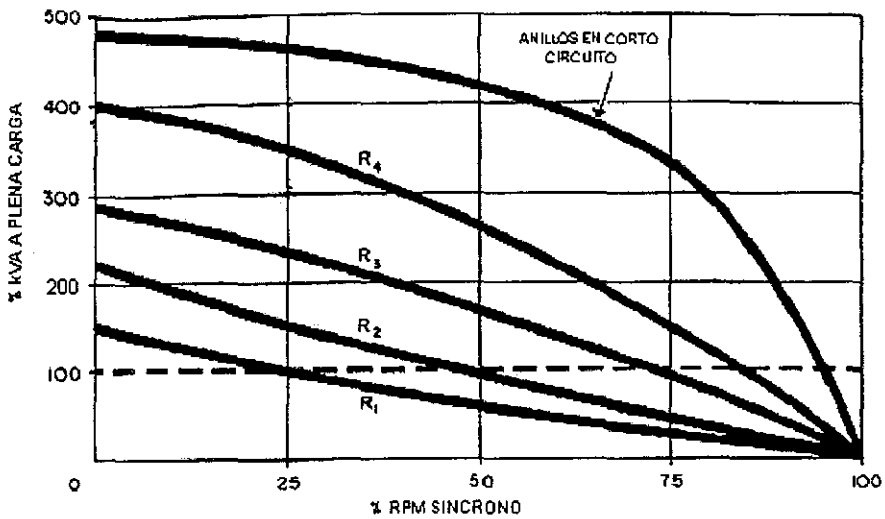


Figura No. 3.1.2.2B %RPM sincrónico vs %kVA a plena carga

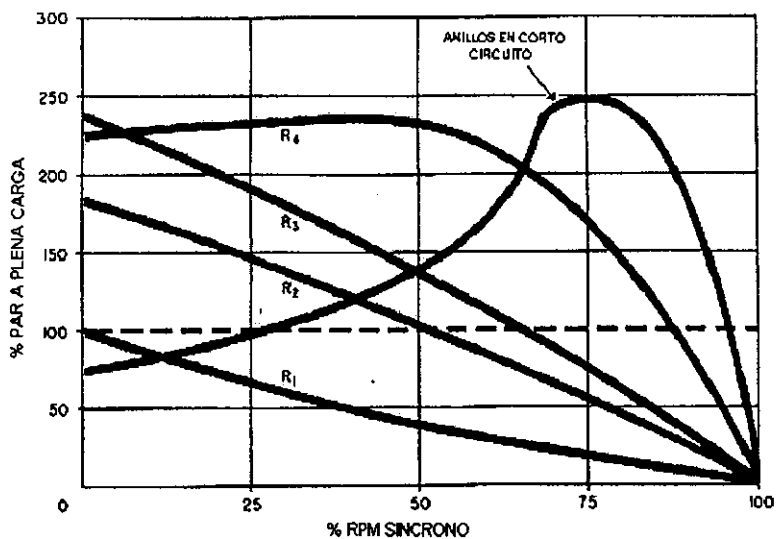


Figura No. 3.1.2.3A %RPM Sincrono vs %Par a plena carga

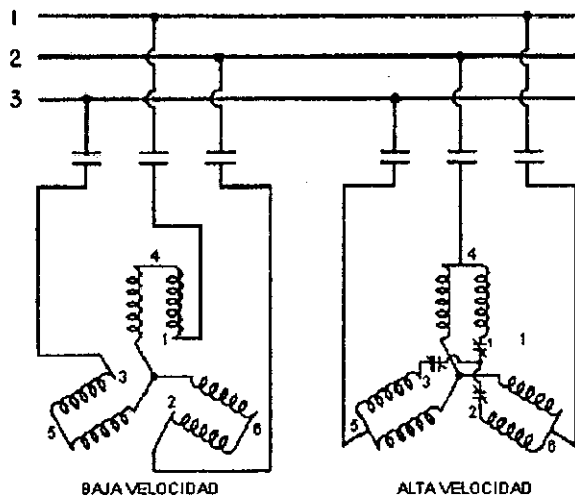


Figura No. 3.1.2.4A Conexiones del embobinado del motor para par variable

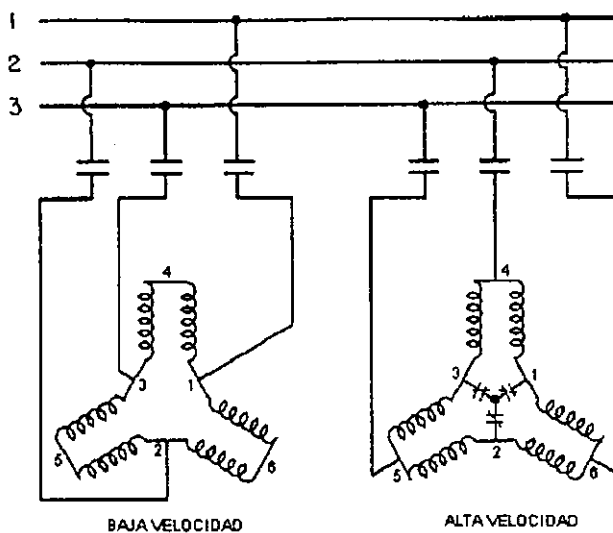


Figura No. 3.1.2.4B Conexiones del embobinado del motor para par constante

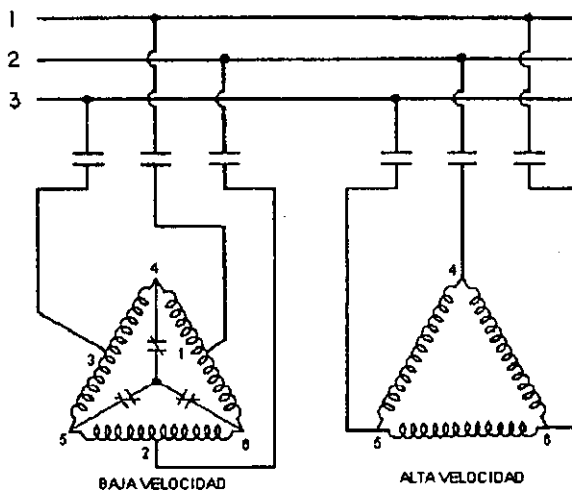


Figura No. 3.1.2.4C Conexiones del embobinado del motor para HP constante

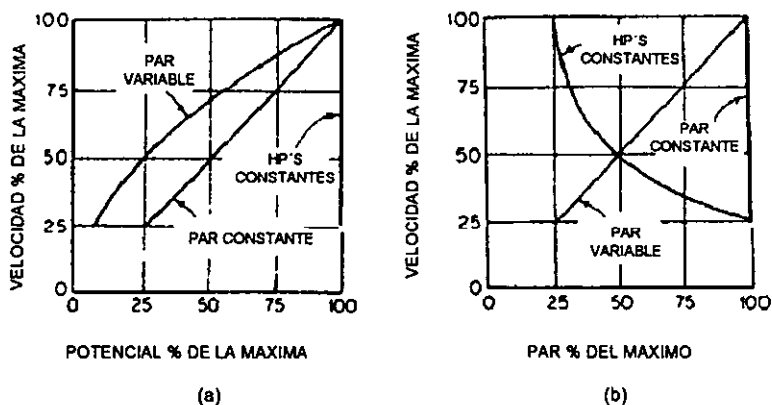


Figura No. 3.1.2.4D Características básicas de carga de los motores de velocidades múltiples que tienen una razón de velocidades máximas de 4:1 (a) Potencia (b) Par

TABLA 3.1.2.6

Eficiencia Nominal %	Eficiencia Mínima Garantizada %	Eficiencia Nominal %	Eficiencia Mínima Garantizada %
95.0	94.1	80.0	77.0
94.5	93.6	78.5	75.5
94.1	93.0	77.0	74.0
93.6	92.4	75.5	72.0
93.0	91.7	74.0	70.0
92.4	91.0	72.0	68.0
91.7	90.2	70.0	66.0
91.0	89.5	68.0	64.0
90.2	88.5	66.0	62.0
89.5	87.5	64.0	59.5
88.5	86.5	62.0	57.5
87.5	85.5	59.5	55.0
86.5	84.0	57.5	52.5
85.5	82.5	55.0	50.5
84.0	81.5	52.5	48.0
82.5	80.0	50.5	46.0
81.5	78.5		

Tabla No. 3.4.1.5 Aumentos en precio fuera de los límites normales.

% de Z Especificado abajo del límite mínimo estándar			% de Aumento	% de Z Especificado arriba del límite máximo estándar			% de Aumento
0.99	a	0.95	2.0	1.01	a	1.05	2.0
0.94	a	0.90	4.0	1.05	a	1.10	3.0
0.89	a	0.85	6.0	1.11	a	1.15	4.0
0.84	a	0.80	8.0	1.15	a	1.20	5.0
0.79	a	0.75	11.0	1.2	a	1.25	6.0
0.74	a	0.70	14.0	1.25	a	1.30	7.0
0.69	a	0.65	16.0	1.31	a	1.35	8.0
0.64	a	0.60	18.0	1.36	a	1.40	9.0
0.59	a	0.55	20.0	1.41	a	1.45	10.0
0.54	a	0.50	23.0	1.40	a	1.50	11.0

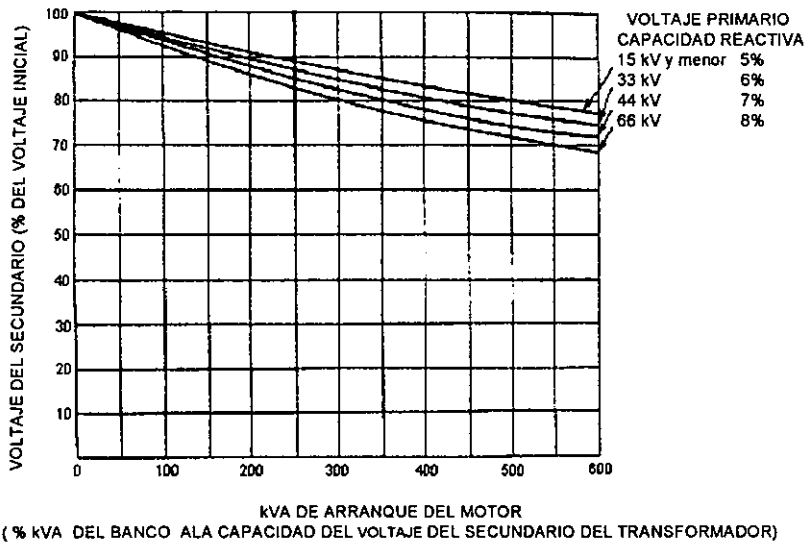


Figura No. 3.4.1.8 Voltaje en el secundario del transformador.

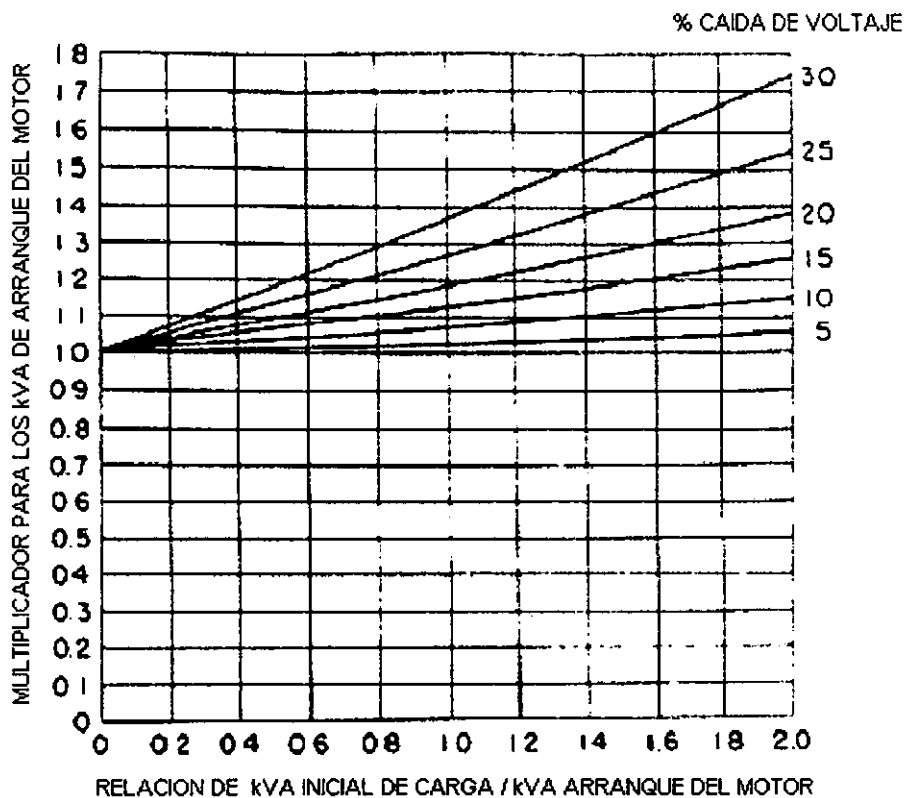


Figura No. 3.4.1.7 Efecto aproximado de una carga inicial que consiste en motores de inducción a plena carga

Tabla No.3.4.1.8 Comparación de costos capitalizados de transformadores de 20 MVA 115/13.8 kV

Tipos OA, OA/FA y OA/FOA/FOA, para subestaciones de distribución

PERDIDAS	OA	OA/FA	OA/FOA/FOA
Perdidas kW			
Hierro	27000	22100	19600
Ventiladores y bombas		1400	1800
Cobre	38000	54800	71500
Totales	65000	78300	92900
Perdidas reactivas kVAR			
%Z	7.2	9.6	10.6
%I _{ex}	1	1	1
Excitación	200	150	120
Impedancia	1440	1540	1700
Totales	1640	1590	1820
Evaluación (PU)			
Perdidas en el hierro	11/Watt	11/Watt	11/Watt
Perdidas totales	8/Watt	8/Watt	8/Watt
Perdidas reactivas	80/kVAR	80/Watt	80/kVAR
Costos			
Costo inicial	810000	705000	625000
Perdidas en el Hierro	297000	243100	215600
Perdidas totales	520000	626400	743000
Perdidas reactivas	131200	135200	145600
SUBTOTAL	1758200	1709700	1729200
INSTALACION	81000	70500	62500
TOTAL	1839200	1880200	1791700

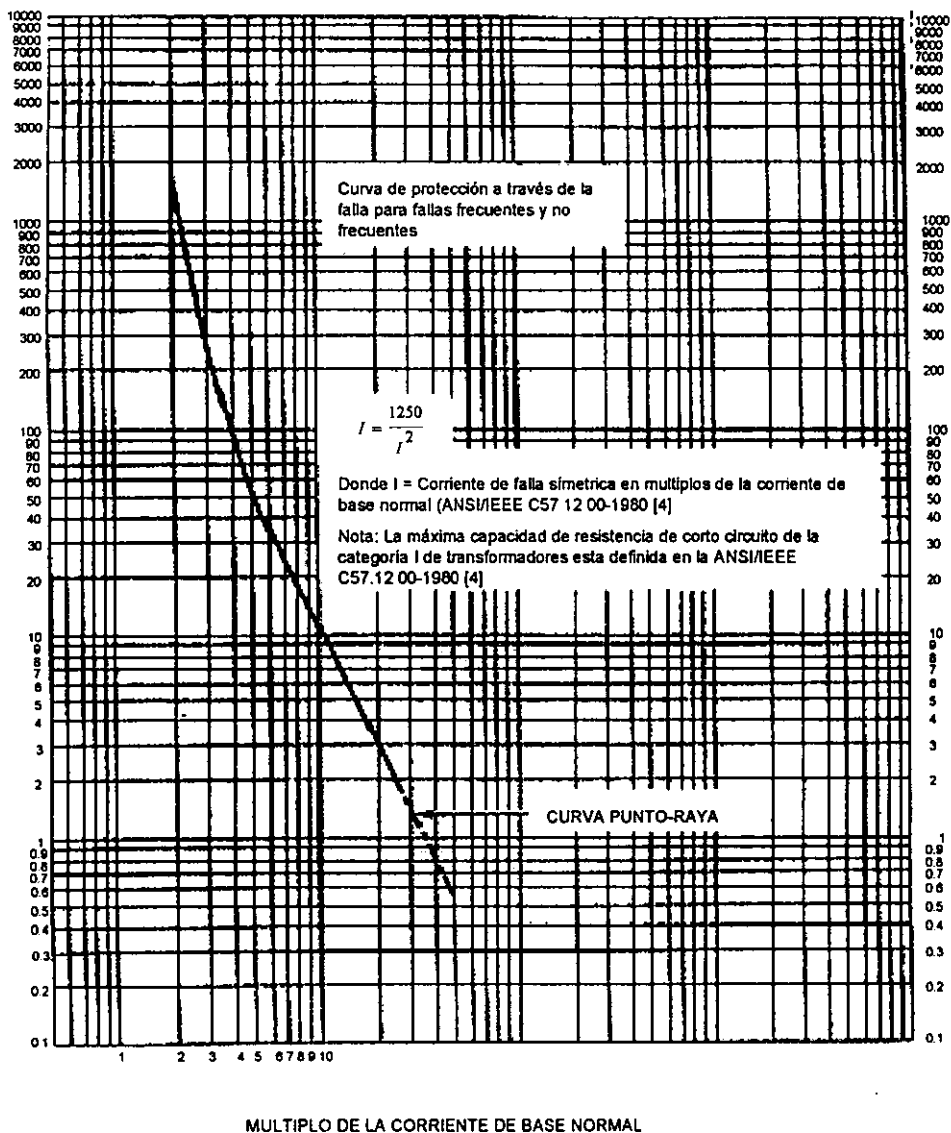


Figura No. 3.4.2.2A Curvas de protección para transformadores inmersos en liquido categoría I (5 kVA a 500 kVA monofásicos, 15 kVA a 500 kVA trifásicos)

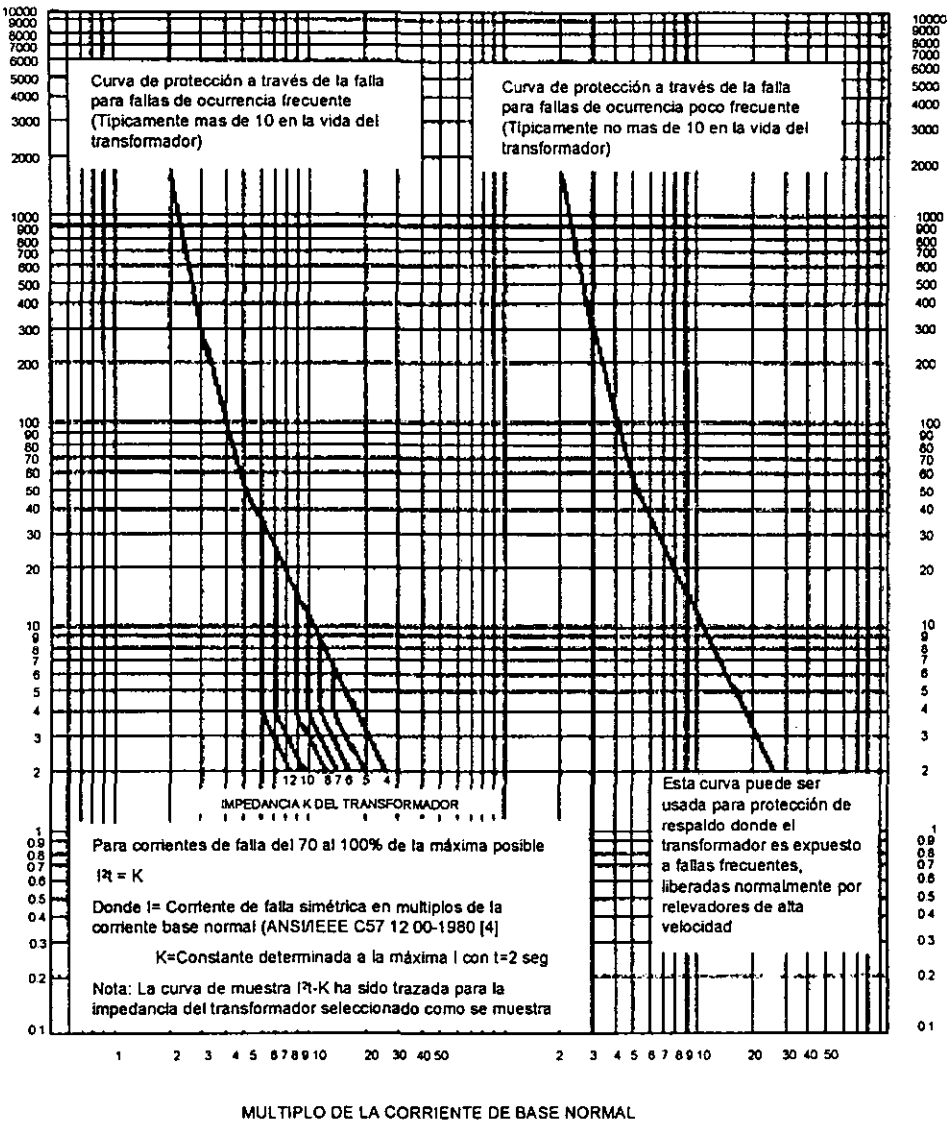


Figura No. 3.4.2.2B Curvas de protección para transformadores inmersos en liquido categoria II (501 kVA a 1667 kVA monofásicos, 501 kVA a 5000 kVA trifásicos)

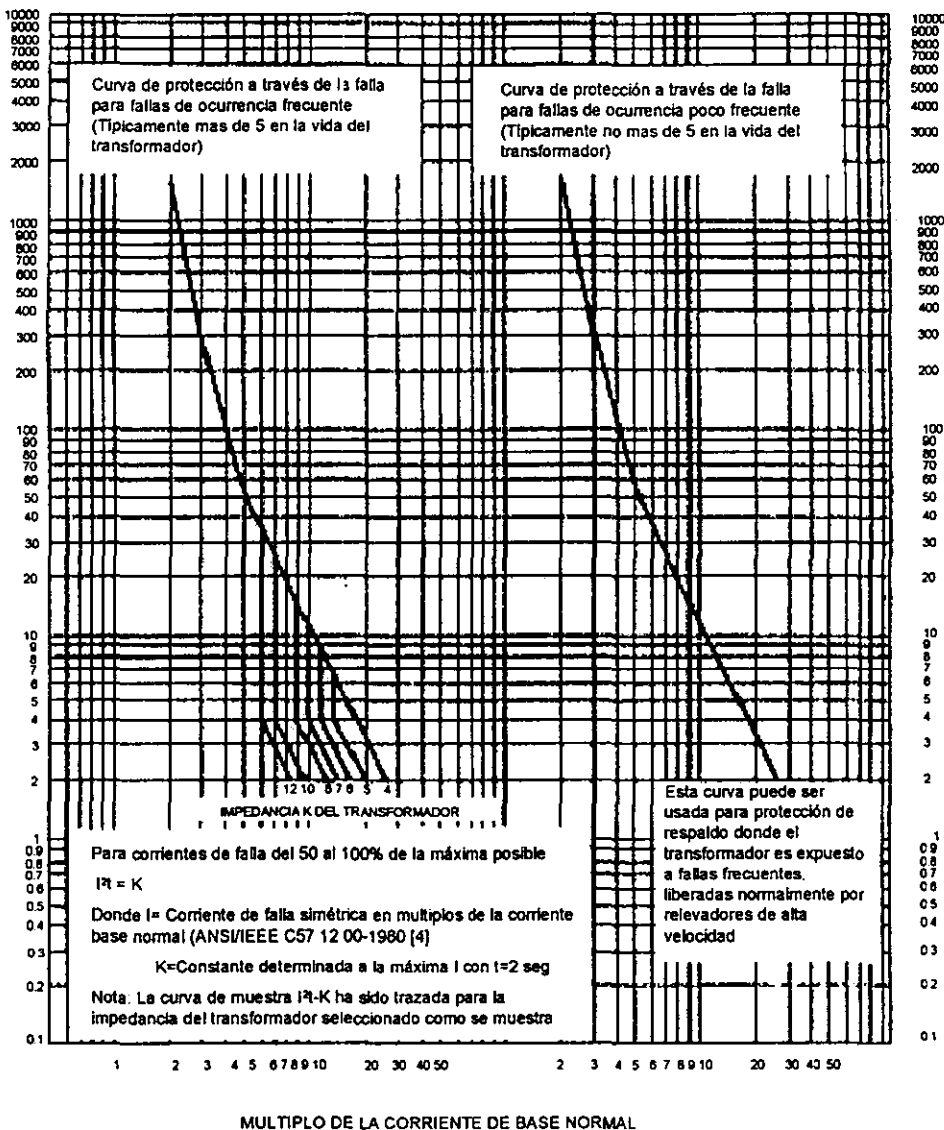


Figura No. 3.4.2.2C Curvas de protección para transformadores inmersos en líquido categoría III (1668 kVA a 10000 kVA monofásicos, 5001 kVA a 30000 kVA trifásicos)

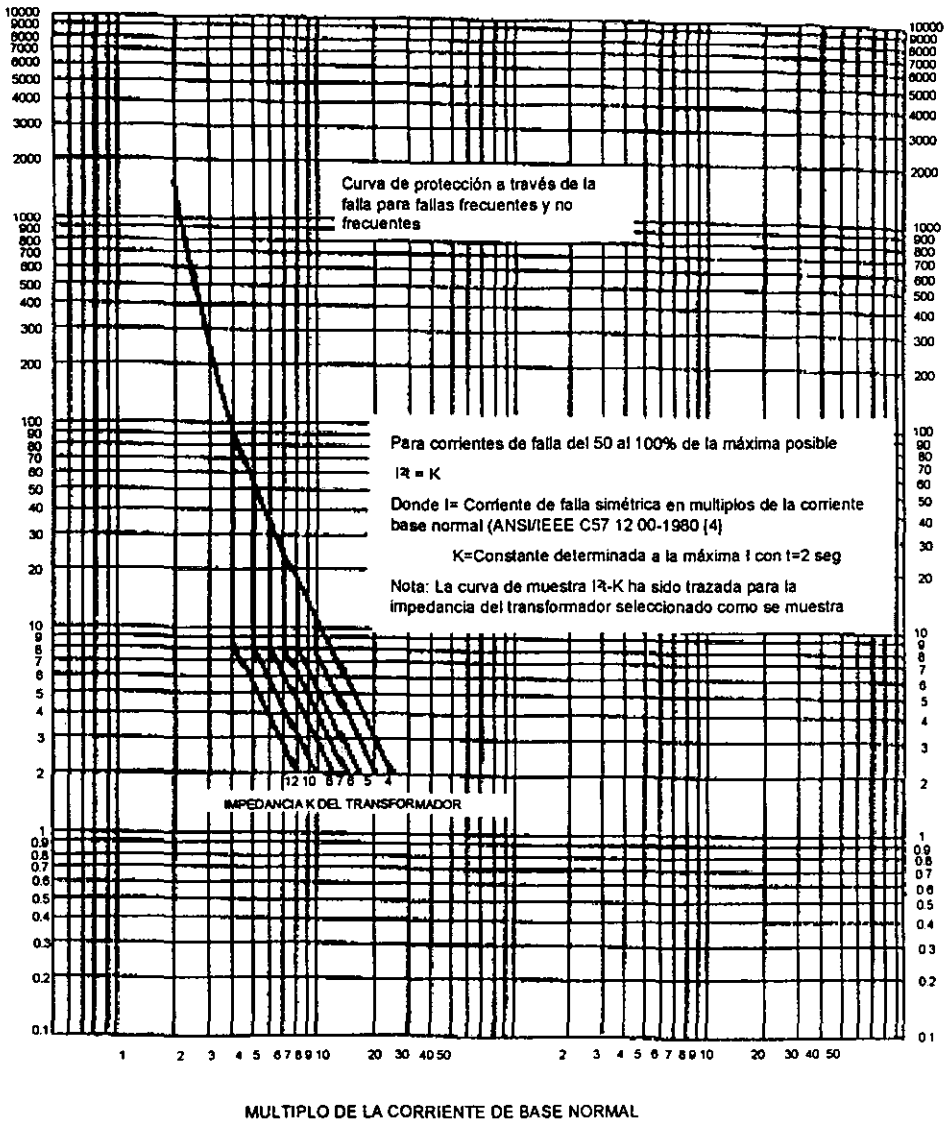


Figura No. 3.4.2.2D Curvas de protección para transformadores inmersos en líquido categoría IV (Arriba de 10000 kVA monofásicos, arriba de 30000 kVA trifásicos)

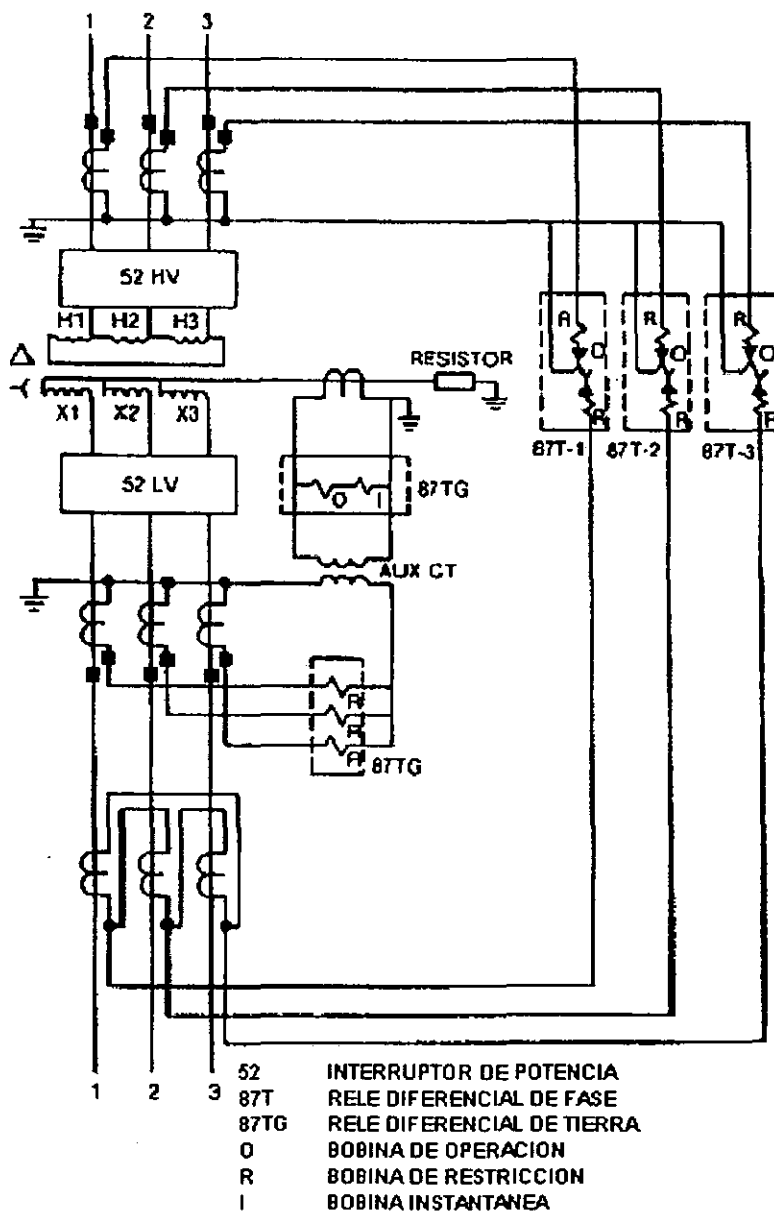


Figura No.3.4.2.2E Transformador de fase y relevador CT diferencial a tierra y conexiones a la bobina de corriente.

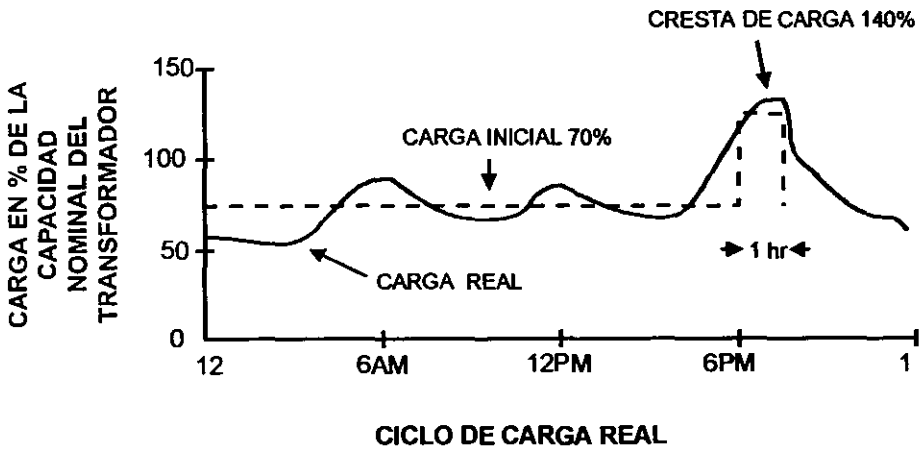
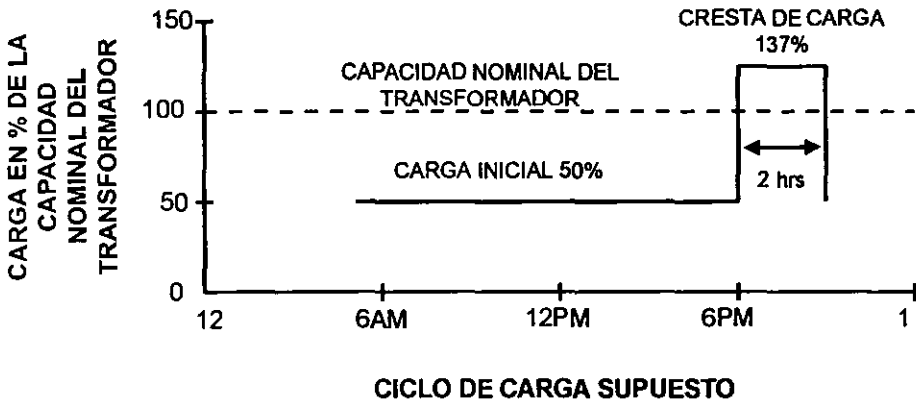


Figura No. 3.4.3.1 Ciclo de carga

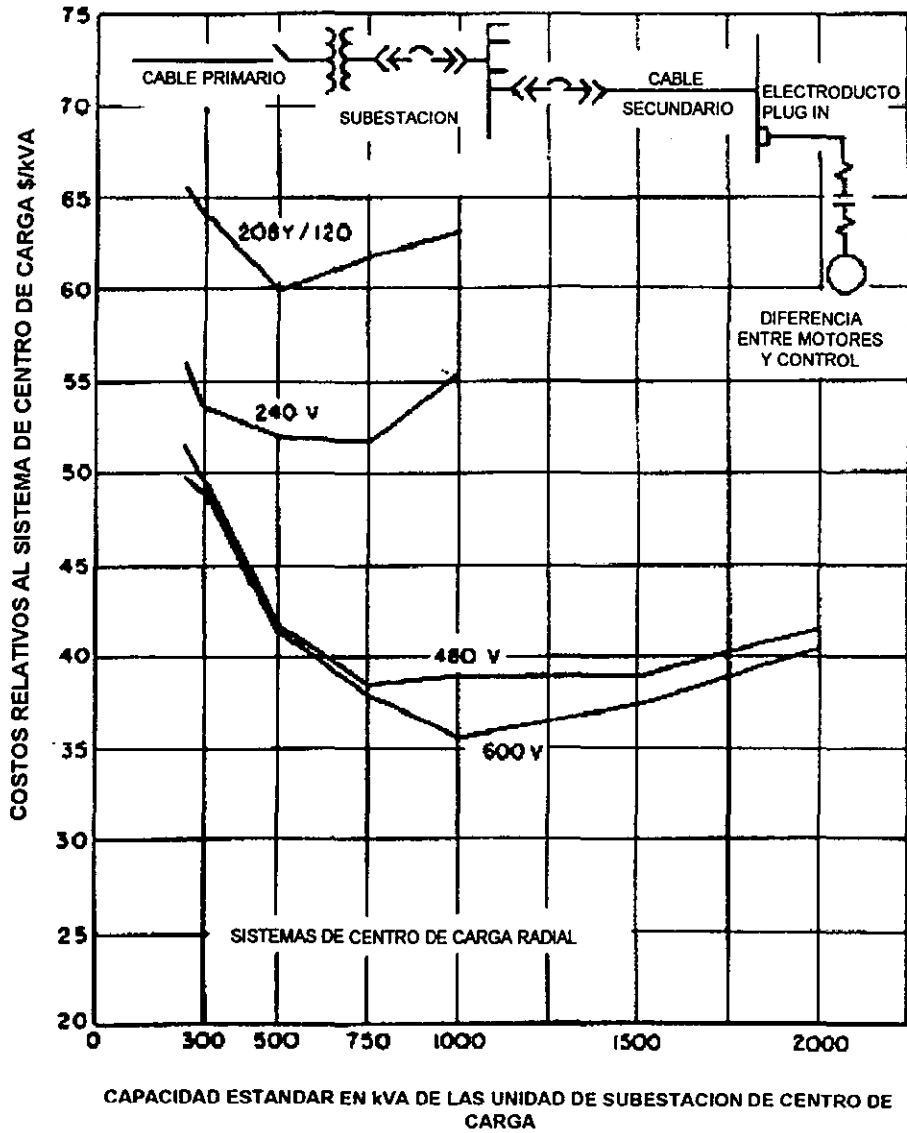


Figura No. 3.6.2

Gráfica que muestra el costo comparativo aproximado de centros de carga de sistemas radiales de 208Y/120-, 240-, 480-, y 600 V

REFERENCIA A NOM-001-SEMP-1994 PARA ACOMETIDAS

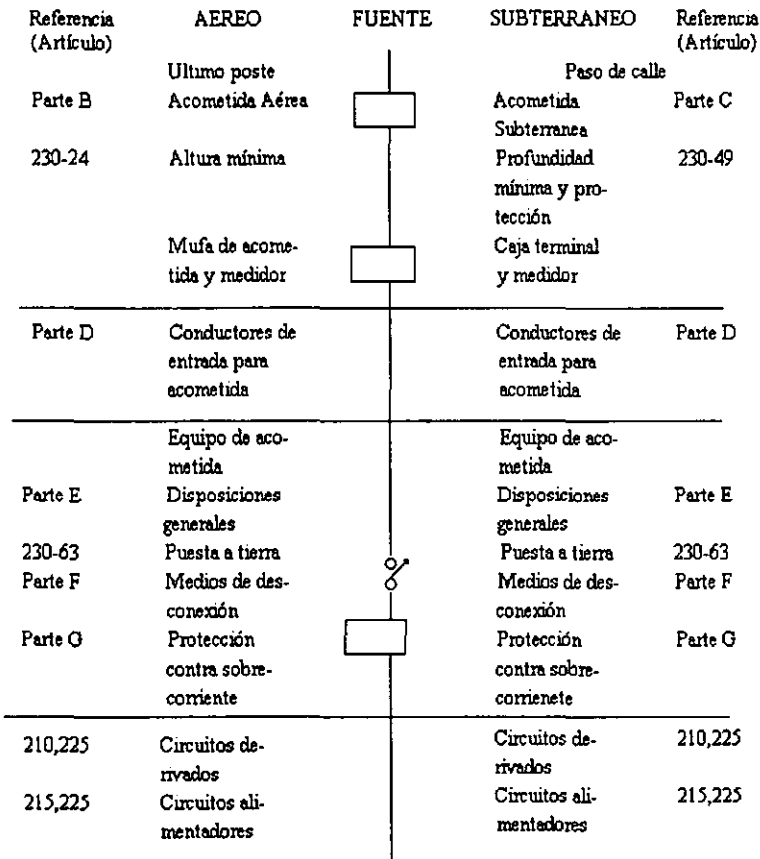


Diagrama 230-1 Acometidas

Figura No. 3.3.1

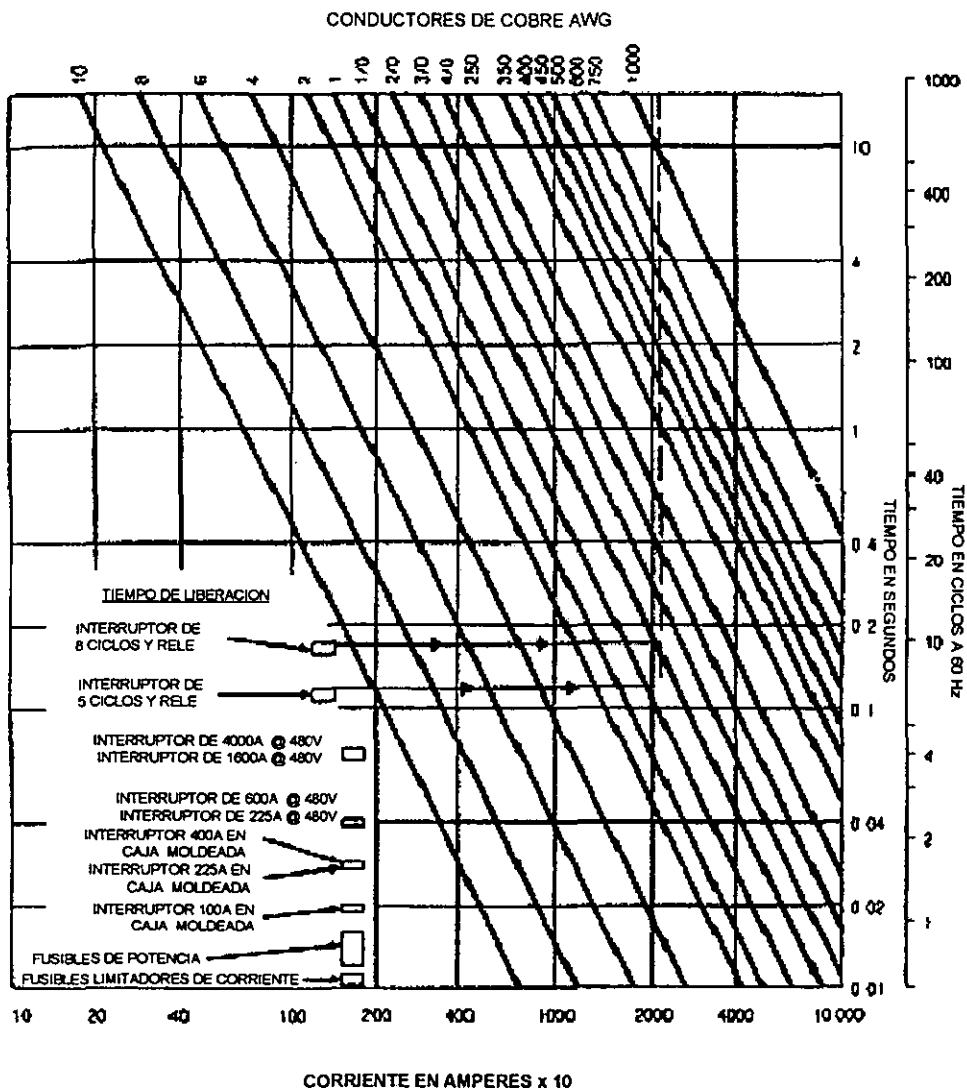


Figura No. 3.3.6A Corriente máxima de corto circuito para conductores de cobre aislado; Temperatura inicial de 75°C y final de 200°C; para otras temperaturas, utilizar los factores de corrección de la Figura 3.3.6C

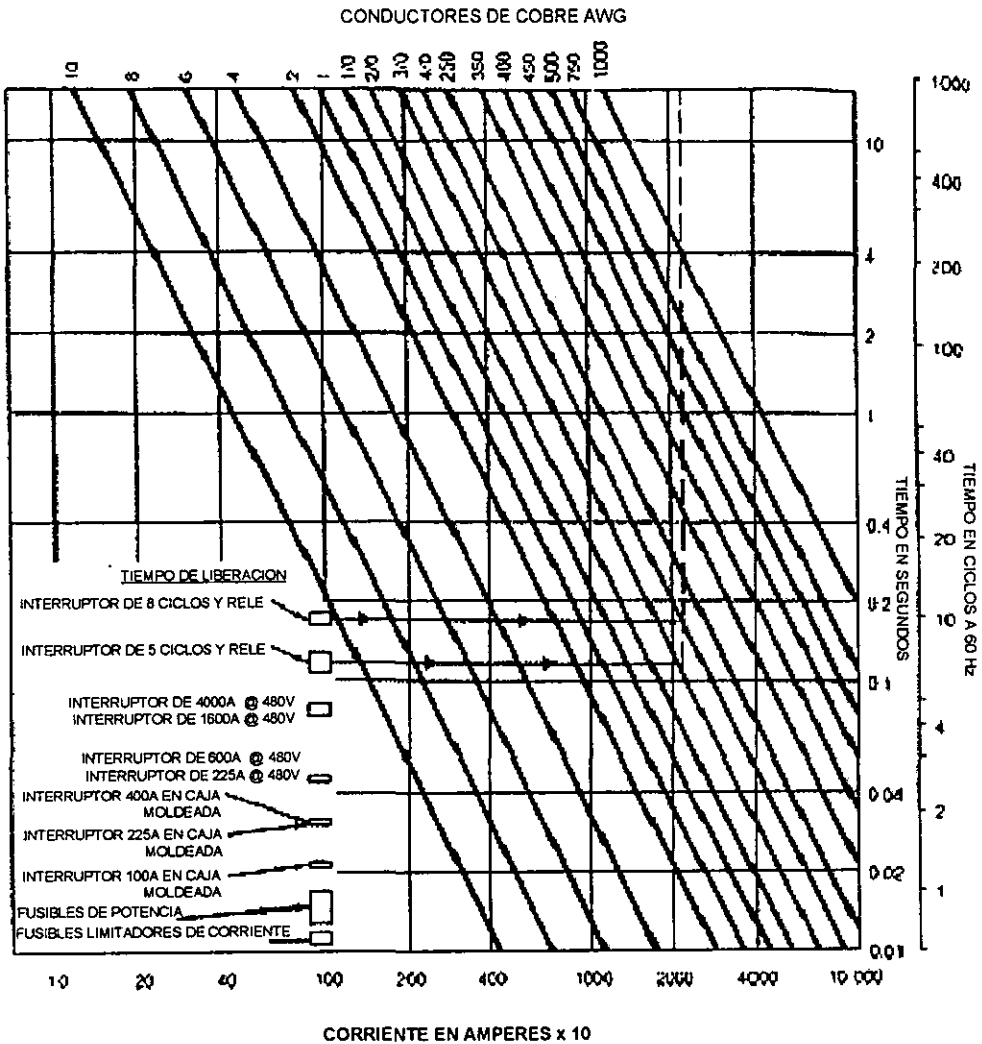


Figura No. 3.3.6B Corriente máxima de corto circuito para conductores de aluminio aislado; Temperatura inicial de 75°C y final de 200°C; para otras temperaturas, utilizar los factores de corrección de la Figura 3.3.6C

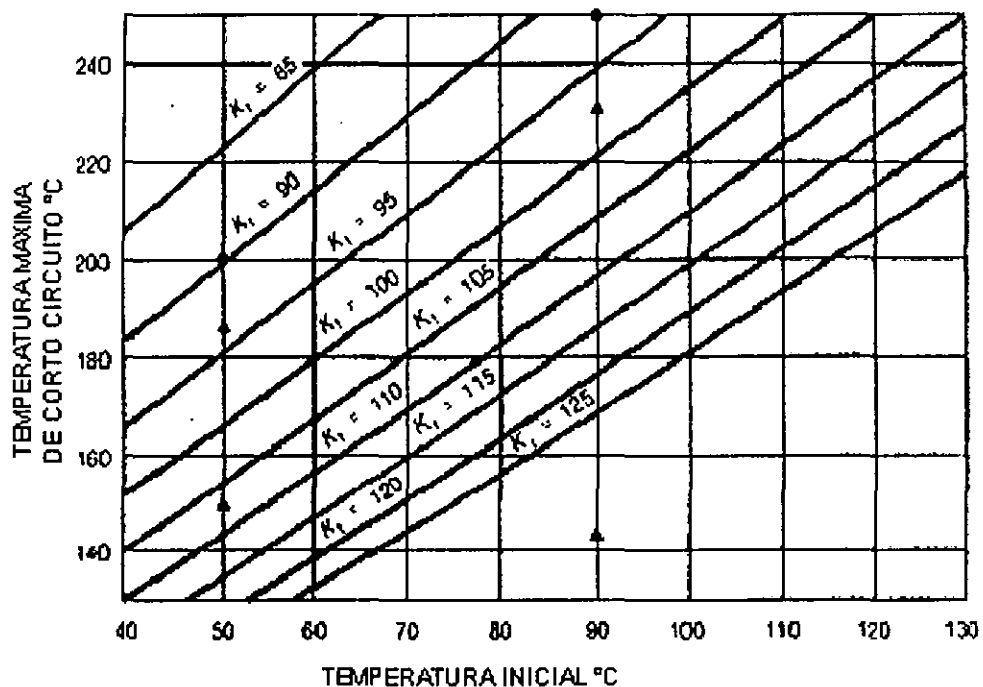


Figura No. 3.3.6C Factores de corrección K_t para temperaturas iniciales y máximas de corto circuito

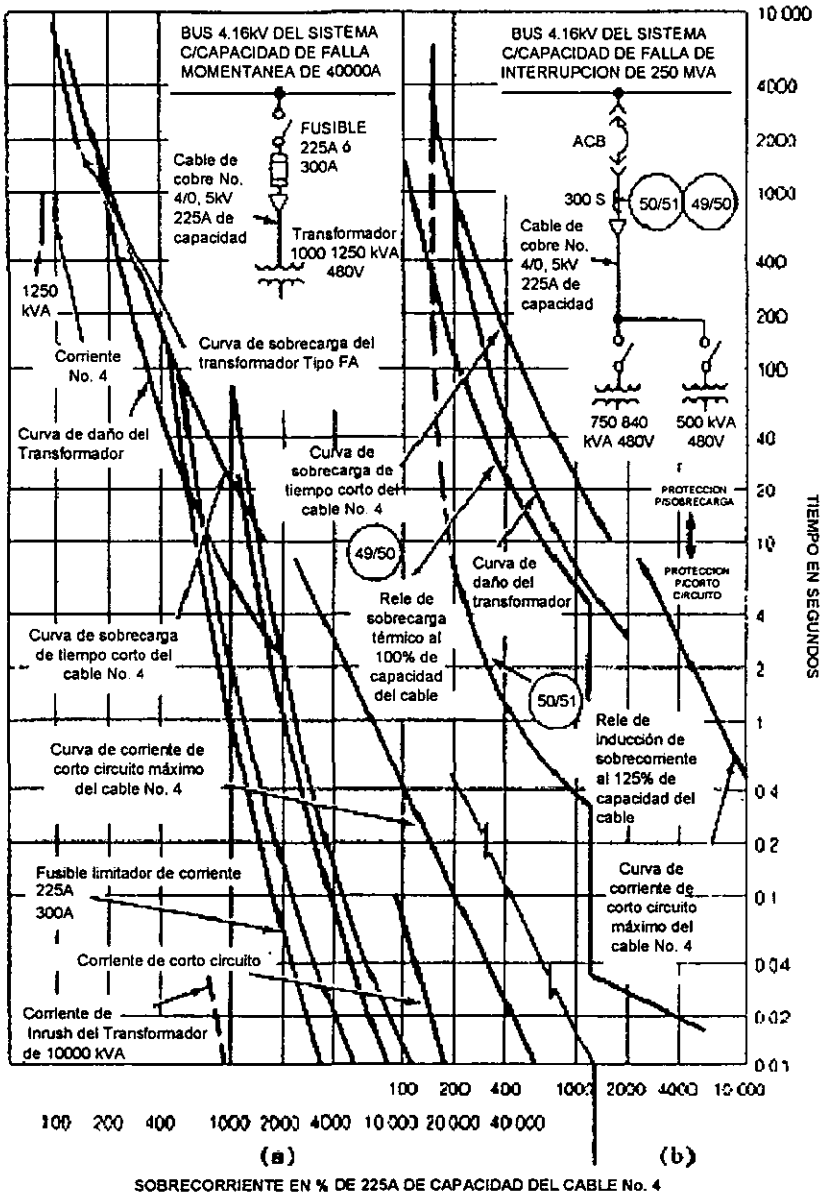


Figura No. 3.3.6D

Protección contra sobrecarga y corto circuito de cables de 5 kV.

(a) Fusibles de potencia ó limitadores de corriente.

(b) Relevadores de sobrecorriente.

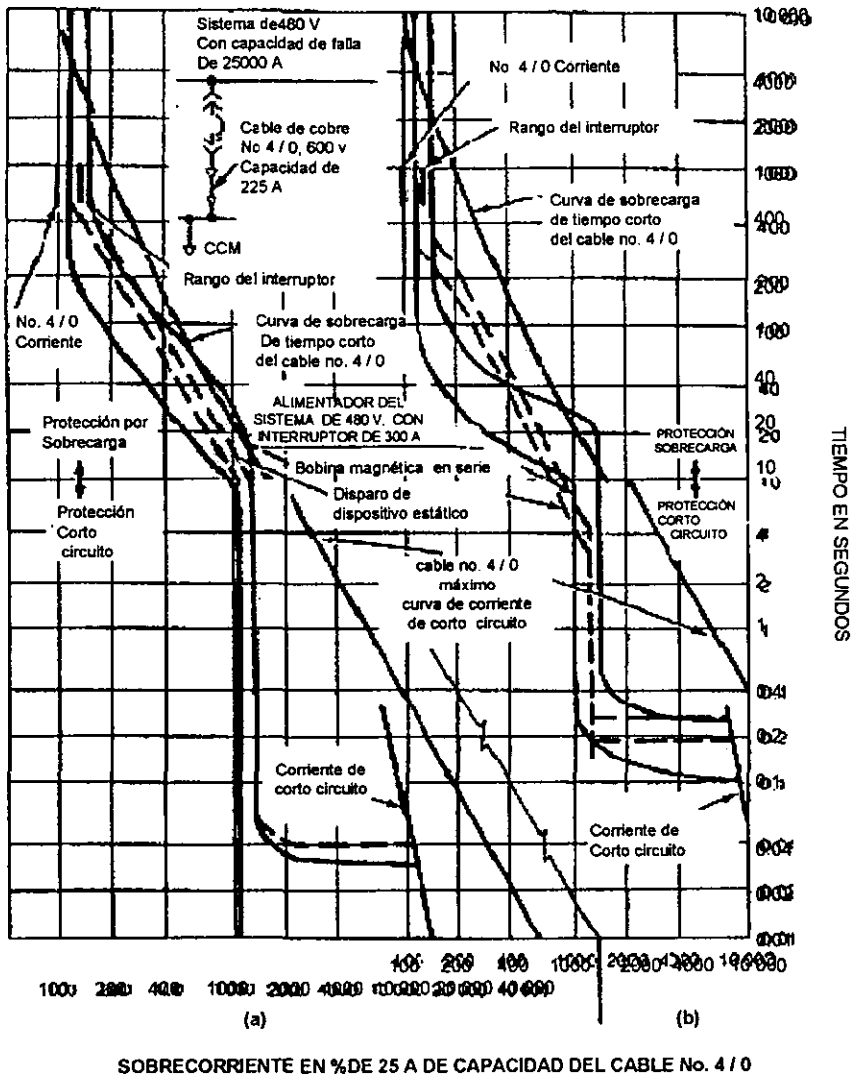


Figura No. 3.3.6E

Protección contra sobrecarga y corto circuito de cables de 600V.
 (a) Interruptores equipados con instantáneos y de tiempo largo
 (b) Interruptores equipados con tiempo largo y tiempo corto

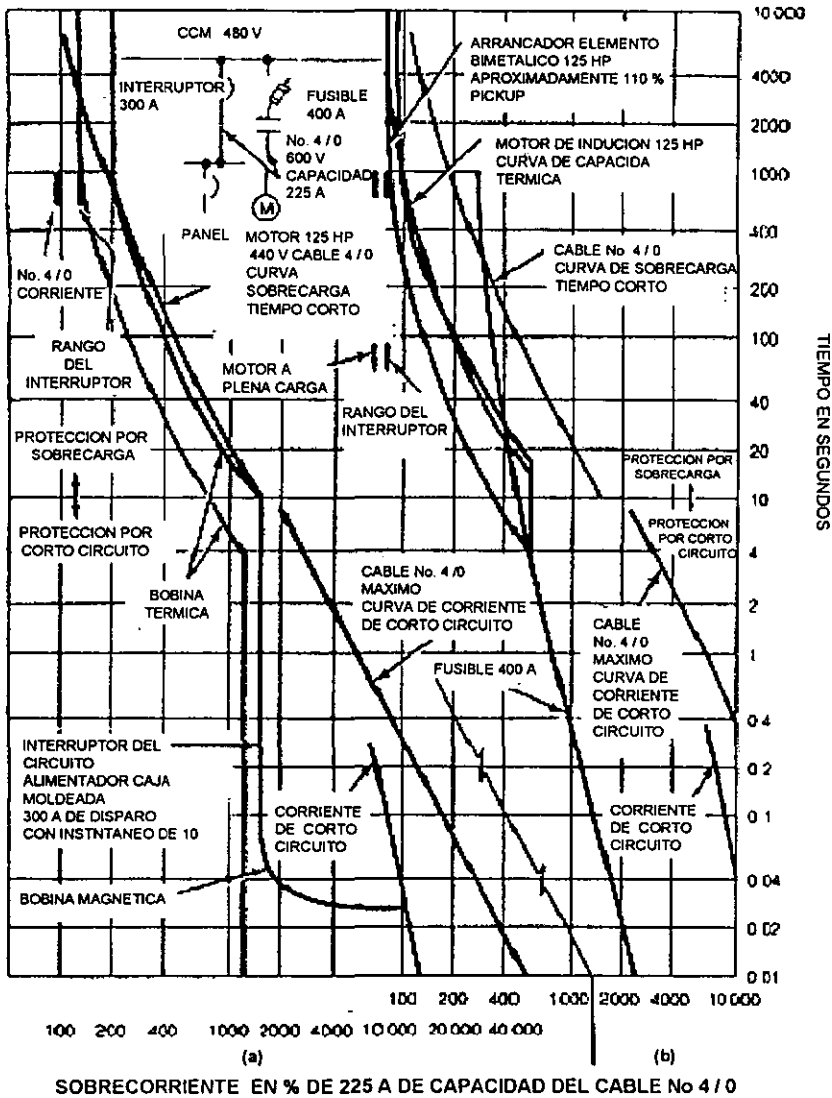


Figura No. 3.3.6F Protección contra sobrecarga y corto circuito de cables de 600V
 (a) Interruptores termomagnéticos
 (b) Elementos térmicos y fusibles

CLASIFICACION DE CARGAS

Tabla No.2.1.2.11 definiciones generales

Periodo de punta	Es el tiempo comprendido entre las 18:00 y las 22:00 hrs. De lunes a sábado. Excepto los días de descanso obligatorio establecidos en el artículo 74 de la ley federal del trabajo
Periodo base	Es el resto de las horas del mes, no comprendidas en el periodo de punta
Demanda facturable (DF)	Es el resultado de sumar a la demanda máxima en periodo de punta la quinta parte de la diferencia de demandas, máxima media en periodo de base menos demanda de punta o pico.
Demanda de punta o pico (DP)	Queda determinada a través del kilowattorímetro instalado en planta, indicando la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 25 min. Del periodo de punta.
Demanda máxima medida en periodo de base (DB)	Es la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 min. Del periodo de base.
Energía de punta (kWHP)	Es la energía consumida durante el periodo de punta.
Energía de base (kWHB)	Es la energía consumida durante el periodo de base.
Energía facturable de punta mínima (kWHPm)	Es el 80% del producto de la demanda máxima medida en el periodo de punta por el número de horas del periodo de punta.
Energía facturable de punta excedente (kWHPe)	Es el resultado de restar a la energía consumida durante el periodo de punta, la energía facturable de punta mínima. En aquellos casos en que la energía facturable de punta mínima sea superior a la energía consumida durante el periodo de punta. (la energía de punta excedente = 0)
Energía facturable de base (kWHB)	Es el resultado de restar a la energía total consumida durante el mes, la suma de la energía facturable de punta mínima y la energía facturable de punta excedente.
Energía total consumida (kWHT)	Resulta de la lectura de energía tomada del kilowattorímetro por un periodo de un mes correspondiente al periodo de facturación.

Tabla No.2.1.1.5 Factores de carga típicos para algunas industrias (en %)

Industria	Fc	industria	Fc	Industria	Fc
Acetileno	70	Hielo	90	Muebles	65
Armadora de autos	70	Herrerías	50	Panaderías	55
Carpintería	65	Imprentas	60	Papel	75
Carne	80	Jabón	60	Periódicos	75
Cartón (fábrica)	50	Laminadora	70	Pinturas	70
Cemento (fábrica)	65	Lavanderías	80	Química	50
Cigarros	60	Niquelado	75	Refinerías	60
Dulces	45	Madererías	65	Refrescos	55
Fundición	70	Mamoleras	70	Textiles	65
Galletas	55	Mecánico	75	Vestido calzado	45
					65

• **Criterios de especificación de UPS**

Las especificaciones deben contener los siguientes puntos:

- *Los requerimientos de energía eléctrica de estado estacionario y transitoria del equipo de carga critica que se va a alimentar con la UPS.* La mayoría de los fabricantes de computadoras tendrán esta información disponible. Se deben dar las condiciones bajo las cuales la UPS cumplirá estos requerimientos de carga(falla de energía, condiciones de batería, operación del motor o generador y fallas internas de la UPS).
- *La confiabilidad y la facilidad de mantenimiento de la UPS requerida.* Esto se expresa, por lo general, como el tiempo medido entre fallas (MTBF), en horas, de la UPS para que cumplan los requerimientos de energía eléctrica de la carga crítica, y el tiempo medido para reparar (MTTR), en horas, cualquier unidad rectificadora-inversora con fallas en el sistema. La especificación debe describir como se van a medir estos requerimientos y como los va a demostrar el vendedor.
- *Los términos de aceptación de la UPS por el cliente.* Estos términos deben incluir las pruebas que se llevarán a cabo en la planta del vendedor, las pruebas de la instalación completa en el sitio y la eficiencia del equipo para su aceptación.

BIBLIOGRAFIA

IEEE Std 141-1993 RED BOOK

IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION FOR INDUSTRIAL PLANTS
1994

IEEE Std. 242-1986 BUFF BOOK

IEEE RECOMENDED PRACTICE FOR PROTECTION AND COORDINATION OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS

INDUSTRIAL POWER SYSTEMS HANDBOOK

DONALD BEEMAN

McGRAW HILL

1a EDICION 1955

ENGINEERING DEPENDABLE PROTECTION FOR AN ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM

A SIMPLE APPROACH TO SHORT CIRCUIT CALCULATIONS

COOPER BUSSMAN INDUSTRIES

MANUAL TECNICO DE CABLES DE ENERGIA

2a EDICION

Mc GRAW HILL

CONDUMEX

MEXICO 1985

ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

ENRIQUEZ HARPER

EDITORIAL LIMUSA

MEXICO 1996

MANUAL DE INGENIERIA ELECTRICA

DONALD G. FINK / H. WAYNE BEATY

Mc GRAW HILL

MEXICO 1995

INDUSTRIAL AND COMMERCIAL WIRING

KENNARD C. GRAHAM

AMERICAN TECHNICAL PUBLISHERS INC.

USA 1991

SISTEMAS DE DISTRIBUCION

ROBERTO ESPINOZA

LIMUSA

MEXICO 1990

EL ABC DE LA TEORÍA Y APLICACIÓN DE MOTORES ELÉCTRICOS POLIFÁSICOS EN LA INDUSTRIA.

G.L. OSCARSON, M.H. GOTTFRIED GUTIERREZ

EDITORIAL GRUPO FUERZA

1a EDICION MEXICO D.F. 1983

CATALOGOS DE EQUIPO Y PRODUCTOS SQUARE D, SIEMENS, FEDERAL PACIFIC, CONDUMEX,

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEMP-1994

NATIONAL ELECTRICAL CODE (NEC) 1996

INDUSTRIAL SYSTEM DATA BOOK

GENERAL ELECTRIC

PREPARED FOR INDUSTRY SALES AND ENGINEERING OPERATION

INDICE POR PAGINA

Introducción	I
Índice temático	II
Filosofía para el diseño de instalaciones eléctricas industriales	1
Interacción con otras disciplinas	1
El proyecto de ingeniería	1
Planeación del Negocio	2
Planeación del sitio	2
Planeación del proyecto	2
Disciplinas Involucradas	3
Disciplinas líderes: Ingeniería química e Ingeniería Mecánica	3
Investigación y desarrollo	3
Flujo de información en el proyecto	4
La aportación de la ingeniería eléctrica	4
Expectativas de la ingeniería eléctrica	4
Importancia de la planeación eléctrica	5
Principales etapas	6
La energía eléctrica	6
Productividad y seguridad	6
El diseño eléctrico	7
Alcance y Responsabilidades	7
Herramientas que utiliza	8
De la ingeniería básica a la ingeniería de detalle	8
La ingeniería básica	8
Descripción de los objetivos	8
Alcance	9
El diseñador y la ingeniería Básica	10
La ingeniería de detalle	11
Descripción de los objetivos	11
Alcance	12
El diseñador y la ingeniería de detalle	12
Documentación de la ingeniería básica	13
Antecedentes	13
Lay-out de equipo	13
DTI	13
Descripción del proceso	13
Clasificación de áreas	14
Importancia	14
Categorización	14
Impacto en la selección de equipo	15
Diagrama de clasificación de áreas	15
Diagrama unifilar	16
Descripción funcional	16
Especificaciones de equipo mayor	16
Memoria de cálculo y criterios de diseño	17
Utilidad	17
Información contenida	17
El alcance del trabajo eléctrico en ingeniería básica	17
Generalidades	17
Introducción	17
Referencias	18
Descripción de áreas	18
Distribución de fuerza y tierras	18
Sistema de distribución	18
Líneas de servicio	18
Servicio en mediana tensión	19
Servicio en baja tensión	19

Conexiones a tierra	19
Alumbrado	19
Alumbrado y cargas misceláneas	19
Instrumentación y control	20
Instrumentación, controles eléctricos y alarmas	20
Sistemas de respaldo de energía	20
Cuarto de control eléctrico	20
Varios	20
Trayectorias de cables	20
Instalaciones eléctricas industriales (Estructura típica)	21
Tipos de estructuras	21
Alta tensión	21
Baja tensión	21
Network	21
El servicio eléctrico	22
Niveles de voltaje de suministro	22
Acometida	23
Industrial	23
Continuidad del servicio	23
Calidad del servicio	23
Sistemas de distribución de fuerza y control	23
Radial	23
Estructuras en Paralelo	23
Anillo abierto	24
Secundario selectivo	24
Primario selectivo	24
Red	24
Equipos principales	25
transformadores	25
Interruptores de potencia	26
Buses	26
CCM	26
Centros de carga	26
Generadores	26
Sistemas de tierras	27
En subestaciones	27
En las instalaciones	27
Para equipo especiales	27
Protecciones	27
Por corto circuito	28
Por sobrecarga	28
Especificaciones de cada equipo	28
Control	28
Controles de dos alambres	28
Controles de tres alambres	29
Controles automáticos	29
Estaciones de botones múltiples	29
Procedimiento general de diseño	30
Cargas	30
Estimar demanda y forma mas conveniente de suministrar este servicio	30
Filosofía de operación, esquema conceptual	31
Necesidades de operación y control	31
Determinación del numero de subestaciones y niveles de voltaje	31
Diagrama unifilar	32
Selección preliminar de equipos de acuerdo a normas, reglamentos y códigos	32
Estudio de las diferentes condiciones de operación	32
Condiciones de operación	32
Flujos de estado estable	32
Diferentes modos de operación	32

Arranque del motor mas grande	33
Armónicas	33
Estudios de carácter transitorio	33
Corto circuito	33
Transitorios de sobrevoltaje: Flicker	33
Sobrevoltajes	34
Coordinación de aislamiento	34
Estudios de estabilidad transitoria	34
Críticas ó bajo condiciones de emergencia	34
Coordinación de protecciones con CFE	35
Productos de estos estudios	35
Modificación de reaktancias de transformadores y buses	35
Reaktancias de aterrizaje	35
Reactores y capacitores	35
Filtros	35
Taps de transformadores	35
Necesidad de coordinación de protecciones	35
Reguladores de voltaje	36
Memoria de cálculo y especificaciones de equipo mayor	36
Definición de equipo crítico	36
Definición de equipo mayor	36
Aseguramiento de la calidad	36
Especificaciones y estándares	36
Solicitud de cotizaciones	37
Cuadros técnicos	37
Cuadros económicos.	37
Memoria de Cálculo	38
Estudios de Carga	38
Definición de cargas	38
Integración que necesita CFE con las cargas	38
Potencia eléctrica	38
Demanda e intervalo de demanda	38
Demanda Máxima	39
Carga conectada	39
Factor de carga	39
Demanda diversificada	40
Factor de demanda	40
Factor de utilización	41
Factor de Contribución	41
Diversidad de carga	42
Facturación de CFE	42
Clasificación de cargas	43
Carga continua	43
Carga no continua	43
Cargas lineales	43
Cargas no lineales	43
Energía ininterrumpible (UPS)	43
Problemas de control de la carga	44
Rectificadores y convertidores	44
Características generales	45
Carga de transformadores	45
Carga en alimentadores	46
Carga en plantas de emergencia	46
Carga en bancos de capacitores	46
Centroide de carga	47
Planeación para el crecimiento y emergencias	48
Crecimiento de carga	48
Factor de perdidas	48
Perdidas	49

Recomendaciones	49
Calculo de alimentadores	49
Caracterización	49
Ampicidad	49
Aislamiento	49
Canalizaciones	50
Factor de derrateo	50
Cables de fase	50
Cables de neutro	50
Cables de tierra	51
Buses	51
Pantallas	52
Selección por ampicidad	53
Selección por caída de voltaje	58
Selección por corto circuito	59
Estudios de flujos de potencia	60
Clasificación de buses	60
Bus de generación	61
Bus de carga	61
Bus compensador o Slack	61
Preparación de datos	61
Variables de demanda	61
Variables de entrada o de control	62
Variables de estado	62
Variables de salida	62
Calculo de voltajes y de potencias	62
Modelo equivalente del motor de inducción	62
Letras de códigos de motores de inducción	63
Arrancador a voltaje reducido	63
Compensación del sistema	64
Regulación de taps	64
Compensación en derivación	64
Reguladores automáticos de voltaje	65
Selección de capacitores con motores	65
Autotransformadores	66
Aplicación en los sistemas industriales	66
Simulación de condiciones críticas	66
Carga normal	66
Emergencia	66
Perdida de generación	67
Arranque del motor mas grande	67
Consideraciones finales	67
Estudio de corto circuito	68
Fuentes de corto circuito	68
Generadores síncronos	68
Motores síncronos y condensadores	68
Maquinas de inducción	69
Contribución del sistema eléctrico	69
Simplificación de datos para el calculo de corto circuito	69
Preparación de datos para el calculo	70
Elementos pasivos	70
Instantáneo	70
Interruptivo	71
Tiempo largo	72
Como reacciona cada equipo al corto circuito	72
Relevadores	72
Interruptores termomagnéticos	73
Fusibles	73
Interruptores electromagnéticos	74

Resistencias de conexión a tierra	74
Aterrizamiento con baja resistencia	74
Aterrizamiento con alta resistencia	74
Transformadores y normas de corto circuito e Inrush	75
Equipo electrónico y limitación de corriente	75
Curvas de coordinación de protecciones	75
Necesidad y valor	75
Diseño de los dispositivos	75
Relevadores con retardo de tiempo	76
Relevadores instantáneos	76
Interruptores (bajo voltaje)	77
Fusibles	77
Protección de falla a tierra	77
Preparación para el estudio de coordinación	78
Formas de controlar el corto circuito	78
Buses	78
Reactancias de transformadores	78
Reactores	78
Cascadeo y limitación de corriente	79
Optimización de reactancia de transformadores	79
Arranque del motor mayor	80
Consideraciones previas	80
Impedancia del sistema	81
El motor circuito equivalente	82
Ecuación dinámica motor - carga	82
Voltaje en el momento del arranque	82
Tiempo de aceleración	83
Tiempo de arranque de un motor: Formula simplificada	86
Compensación estática al arranque de los motores	86
Cambio de las letras de código de arranque de los motores	86
Cambio de arrancadores	87
Ecuaciones de diseño con los tres principales métodos de arranque.	88
Selección de equipos	90
Motores	90
Diferentes tipos de carga	91
Inercia	91
Sopladores y compresores	91
Ventiladores Centrífugos	91
Troqueladoras	92
Bombas	92
Elevadores	92
Molinos	92
Motores de Inducción	93
Letras de código	94
Curvas de par	95
De jaula de ardilla y rotor devanado	96
De dos devanados	97
Estrella-Delta	98
De alta eficiencia	98
Normas que aplican	99
Protecciones	100
Por bajo voltaje	100
Por desbalance de fases	101
Por sobrecorriente instantánea por fase	101
Por sobrecorriente con retardo de tiempo por fase	102
Por sobrecarga (Sobrecorriente por fase)	103
Por sobrecorriente instantánea a tierra	104
Por sobrecorriente con retardo de tiempo a tierra	105
Diferencial de corriente por fase	106

Otras protecciones	107
Especificaciones	108
Arrancadores	111
Servicio Eléctrico	111
Arrancadores en baja tensión	111
A pleno voltaje	111
Reversibles	112
A voltaje reducido	113
Arranque de resistencia ó reactor	113
Autotransformador	113
Autotransformador transición cerrada	114
Estrella –Delta	114
Smart Starters	114
Tamaños NEMA	116
Condiciones ambientales	117
De diferentes velocidades	117
Polos Consecuentes	117
Varios devanados	117
Resistencias de calentamiento	117
Variadores de velocidad	118
Consideraciones	119
Principales componentes de un arrancador	120
Alimentadores	132
Electroductos y conductores	132
Diferentes tipos de alimentadores y conductores	135
Por continuidad de servicio	135
Para conexiones del devanado del rotor	135
Para motores y arrancadores normales	136
Para motores alimentados con variadores de velocidad	139
Especificaciones	139
Memoria de cálculo	139
Alimentadores en baja tensión	139
Alimentadores en alta tensión	141
Referencias a catálogos	144
Protecciones	147
Transformadores	151
Criterios de selección	151
Por carga	151
Por capacidad de emergencias	152
Por crecimiento de la carga	152
Por regulación de voltaje	152
Por impedancia	152
Por temperatura y consideraciones ambientales	153
Por la corriente de arranque de un motor	154
Por costo	155
Protecciones (Para disturbios eléctricos)	155
Protección por sobrecarga	156
Contra corriente de corto circuito	158
Memoria de cálculo	162
Carga conectada	162
Caída de tensión al arranque del motor mayor en las terminales del secundario del transformador	166
Normas aplicables a transformadores	166
Especificaciones típicas	168
CCM	169
Criterios de selección	169
Cargas	169
Buses verticales	169
Buses horizontales	169
Módulos	170

Variadores de velocidad AC y DC	170
Tableros de alumbrado	171
Transformadores para alumbrado	172
Capacitores	174
Selección de interruptores	175
Opciones de medición	178
Formas de alambreado (ABC)	178
Según el medio ambiente	179
Protecciones	179
Selección del interruptor principal	179
Fusibles	179
Control	179
Crecimiento	180
Códigos y normas aplicables	180
Memoria de cálculo	181
Arreglo del CCM	181
Especificaciones típicas	181
Simplificada	181
Detallada	181
Referencias a catálogos	182
Centros de carga	184
Criterios de selección	185
Cuadros de carga	188
Crecimiento	189
Especificaciones típicas	189
Memoria de cálculo	191
Normas aplicables	192
Referencias a catálogos	192
Protecciones	193
Compensadores (Capacitores / reactores)	195
Criterios de selección	195
Memoria de cálculo	196
Normas aplicables	196
Protecciones	197
Ubicación de compensadores	201
Interruptores termomagnéticos	203
Criterios de selección	203
Especificaciones típicas	204
Memoria de cálculo	205
Normas aplicables	205
Referencias a catálogos	206
Interruptores electromagnéticos	210
Criterios de selección	210
Especificaciones típicas	216
Normas	216
Referencias a catálogos	217
Apartarrayos de línea	219
Criterios de selección	219
Especificaciones típicas	220
Memoria de cálculo	221
Normas	223
Apartarrayos de equipo	224
Criterios de selección	224
Capacidades recomendadas para protección de equipos	229
Normas	230
Transformadores de instrumentos (Corriente)	231
Clasificación	231
Protección	231
Medición	231

Conexiones	231
Criterios de selección	232
Por burden	232
Por precisión	233
Especificaciones típicas	234
Memoria de cálculo	235
Referencia a catálogos	236
Transformadores de instrumentos (Potencial)	239
Clasificación	239
Medición	239
Criterios de selección	239
Por burden	240
Por precisión	241
Especificaciones típicas	241
Memoria de cálculo	242
Referencia a catálogos	242
Cuchillas	244
Criterios de selección	244
Especificaciones típicas	245
Memoria de cálculo	247
Referencia a catálogos	248
Conclusiones	252
APENDICES	253
Apéndice No. 6	253
Apéndice No. 7	261
Apéndice No. 8	263
Apéndice No. 9	273
Apéndice No. 10	280
Apéndice No. 11	319
Apéndice No. 12	326
Bibliografía	328
Índice por página	329