

2ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DISEÑO DE LA INSTALACION ELECTRICA DE LA PLANTA DE BOMBEO DE AGUA LAS ANIMAS, EDO. DE TAMAULIPAS, CON UNA CAPACIDAD DE 3.0 MVA

T E S I S

PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
AREA ELECTRICA - ELECTRONICA

P R E S E N T A
AIDA ALEJANDRA SOLIS VILLASEÑOR



DIRECTOR DE TESIS:
ING. JUAN VICENTE LEDUC RUBIO

MEXICO, D. F.

1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

273574



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.

DEDICATORIA

A mi padre

Que aunque ausente, no se le podrá olvidar y que gracias a sus consejos, sacrificios, regaños y conducta, me fue posible recibir una instrucción profesional, misma que constituyo uno de sus más caros anhelos.

De todo corazón, las más infinitas gracias; allá donde te encuentres papá.

A mi madre

A la más dulce de las madres, que con sus desvelos, angustias, zozobras y amor infinito, me fue posible la realización de este trabajo, el cual le está dedicado de manera muy especial, gracias a ella soy lo que soy.

A mis hermanos

Por el tiempo que les robe durante el proceso y elaboración del presente trabajo; porque por el simple hecho de existir son parte de mi ser

Yoloxochitl Griselda
Mireya Eugenia
Blanca Yalina
Teutli Quetzali
Ehecatl Ytan-Dehui Rocio

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México

A la Facultad de Ingeniería.

A todos los profesores que influyeron en mí.

Al Ingeniero Juan Vicente Leduc Rubio

INDICE

Página

INTRODUCCIÓN

CAPITULO I: El agua y su importancia en la agricultura

Características	1
Instalación de bomba vertical	6
Cálculo de la potencia requerida	7

CAPITULO II : Subestación eléctrica

Características	10
Distancias dieléctricas	14
Factores de corrección	15
Altura de equipo	20
Selección de barras	23
Carga conectada	26
Equipo principal	27
Protecciones	34
Cálculos	38

CAPITULO III: Red de fuerza y control

Características	58
Centro de control	59
Conductores	59
Selección del calibre del conductor	62
Cálculo de conductores	65
Protecciones	84

CAPITULO IV: Instalaciones de baja tensión

Características	88
Conductores	88
Canalizaciones	95
Cálculo de cargas	96
Selección de conductores	104
Protecciones	112
Cuadro de cargas	114

CAPITULO V: Sistema de tierras		
Características	115
Clasificación	116
Elementos de la red	117
Diseño de la red	120
Cálculo	122
CONCLUSIONES	132
Apéndice A:		
Cálculo de cortocircuito	134
Bibliografía	146

INTRODUCCION

El presente trabajo fue desarrollado debido a la gran importancia que representa para las actividades económicas del país, la agricultura. Esta actividad es básica para los habitantes del campo y al tener diversos climas en el territorio nacional, se hace necesario la construcción de presas, plantas de bombeo y de riego para un mejor aprovechamiento de los recursos naturales.

Es importante considerar la interrelación que existe entre las diversas áreas de la Ingeniería para lograr resolver las necesidades que surgen dentro de la sociedad. Una planta de bombeo nos representa un trabajo completo de lo que es la ingeniería, debido a que involucra las áreas civil, mecánica y eléctrica.

Dentro de este trabajo se considera desde la acometida por parte de alguna compañía suministradora de la energía, el diseño de la subestación considerando varios factores como es el nivel de aislamiento adecuado, los diferentes equipos que la conforman así como otras condiciones que se deben cumplir para tener el mejor aprovechamiento de toda la instalación, logrando la mejor eficiencia en los equipos.

Asímismo, se tienen las instalaciones para la red de fuerza y baja tensión, considerando las condiciones reales de operación para tener la alimentación de los equipos, lográndose la operación adecuada de éstos.

El sistema de tierra, es una parte fundamental de toda instalación eléctrica para el correcto funcionamiento de los equipos y para la seguridad del personal que laborará dentro de la misma.

Como parte final se tienen las conclusiones de acuerdo a los resultados obtenidos en los cálculos realizados dentro de cada capítulo.

EL AGUA Y SU IMPORTANCIA EN LA AGRICULTURA

Los recursos, en general, se clasifican en dos tipos: los no renovables y los renovables. Los primeros son aquellos como el petróleo, los minerales, etc., una vez extraídos y aprovechados, se acaban definitivamente. Estos recursos aún cuando son muy valiosos mientras existen y se les aprovecha, vistos a través de una perspectiva histórica tienen un valor mucho menor, ya que siendo limitada la duración del beneficio que prestan a la comunidad para la vida de un pueblo solo tienen significación transitoria. En cambio los recursos naturales renovables, tales como el agua, los bosques y la cadena biofísica, incluyendo al hombre, que los liga, son los que constituyen la verdadera riqueza vital de un país, porque dichos recursos, si se les aprovecha debidamente, son inagotables y su valor aumenta con el transcurso del tiempo.

En nuestro país la ocupación principal de sus habitantes, ha sido hasta la fecha la agricultura, no obstante que no se aplican los métodos necesarios para poder tener un desarrollo agrícola regular.

Sin embargo, por ser el crecimiento relativo de su población muy superior al de su producción agrícola, es necesario desarrollar ésta lo más apremiante posible.

La aridez de gran parte de nuestro país, ha sido siempre bien conocida y resentida en forma dramática por nuestros campesinos al perder frecuentemente sus cosechas.

Los problemas sociales también están profundamente vinculados a los recursos naturales renovables; pues bien conservados y aprovechados, proporcionan prosperidad a los pueblos y los problemas sociales disminuyen o desaparecen; mientras que destruidos o mal manejados esos recursos ocasionan miseria y grandes calamidades.

La Comisión Nacional del Agua, según los estudios realizados para obtener el inventario de nuestros recursos hidráulicos, distingue tres zonas en la República, que son:

- 1.- **Zonas Húmedas.**- Aquellas en las que las lluvias tienen el monto necesario anual y están lo suficientemente bien distribuidas para llenar todas las necesidades de agua de los cultivos más usuales; esto es, zonas en las que no se requiere la irrigación. Estas zonas representan un 7 % de la superficie de la República.
- 2.- **Zonas Áridas.**- Aquellas en las que la lluvia no es suficiente para el crecimiento y desarrollo de los cultivos, y por lo tanto, solo hay agricultura si hay irrigación. Estas zonas abarcan un 52 % de la superficie del país.
- 3.- **Zonas Intermedias.**- Son aquellas donde las lluvias permiten en algunos años el desarrollo de cultivos sin necesidad de riego. Estas zonas pueden subdividirse a su vez en:
 - a) Semihúmeda: En ellas predominan ampliamente los años de lluvias suficientes.
 - b) Semiárida: En estas zonas predominan los años de lluvias insuficientes.

En las zonas semihúmedas, en casi todos los años la lluvia es suficiente para el desarrollo de una agricultura sin riego, pero llega a presentarse cada 3 ó 4 años, uno en que es necesaria la irrigación. En estas zonas evidentemente deberán ejecutarse obras de riego en el futuro para garantizar, por lo que respecta al factor agua, la obtención de la cosecha, y para el desarrollo de una agricultura intensiva. La necesidad de estas obras de riego es pequeña comparada con las que se tienen que efectuar en las zonas semiáridas, y mucho más con las

obras que se deben realizar en las zonas áridas. Los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, así como parte de Nayarit pertenecen a esta subdivisión, ocupando un 10 % de la superficie del país.

En las zonas semiáridas, la agricultura es muy aleatoria, pues en los años de lluvias escasas, que predominan, o en los de lluvias abundantes, pero mal distribuidas, las cosechas se pierden.

En general, para asegurar el desarrollo de los cultivos en las zonas semiáridas, se requieren riegos de auxilio durante la temporada de lluvias, con el fin de contrarrestar las eventualidades de la distribución de la precipitación, y para el cultivo en la estación de secas, la irrigación es completamente indispensable en estas zonas.

Las zonas semiáridas, las podemos considerar localizadas en: la costa de Tamaulipas, la Mesa Central, parte de Sinaloa, Nayarit, Jalisco, Colima y la meseta Chiapaneca; ocupando una total del 31 % de la superficie del país.

En general, de lo anterior se puede observar que en algunas de las principales regiones agrícolas de nuestro país las lluvias son escasas y en otras mal distribuidas durante el año, lo que constituye uno de los factores limitantes al desarrollo de las actividades agrícolas nacionales y con ello la ganadería se ve también afectada por ir íntimamente ligada a la agricultura.

Al ser necesario durante todo el año, el riego en las zonas semiáridas, la Comisión Nacional del Agua, mediante la infraestructura adecuada realiza la irrigación en los terrenos destinados a la agricultura.

El riego se lleva a cabo mediante las presas de almacenamiento y de derivación o las plantas de bombeo. El presente trabajo está orientado a la instalación eléctrica de una planta de bombeo, por lo que es necesario hacer mención de los equipos de bombeo.

El estado de Tamaulipas se encuentra en el extremo noroeste de la República Mexicana, ocupando una extensión territorial de 78 380 km². La superficie cultivada del Estado representa un 20% de su territorio, de la cual el 7% corresponde a tierras de riego

La Planta de bombeo "Las Animas", está localizada en el Municipio de Ciudad Mante, el cual presenta un clima semiseco extremo, con temperaturas medias de 40 a 46 °C en los meses de Junio y Julio, así como temperaturas mínimas de 4 a 26 °C en el mes de Noviembre; la precipitación alcanza los 1000 mm, los vientos provienen del este y sureste.

La altura máxima que presenta el estado de Tamaulipas es de 800 metros sobre el nivel del mar, en forma general el municipio de Ciudad Mante tiene un relieve uniforme oscilando las elevaciones entre 15 y 90 metros sobre el nivel del mar.

La actividad predominante es la agricultura, los principales cultivos son : caña de azúcar, maíz, frijol, arroz, sorgo, cártamo y soya.

La Planta de Bombeo "Las Animas" con sus cinco unidades totalizan un gasto de 9.5 m³/seg. Está proyectada para beneficiar una superficie de 7 000 hectáreas.

La casa de máquinas aloja las cinco unidades de bombeo de arreglo vertical de las capacidades que se indican:

Número de equipos	3 bombas	2 bombas
Gasto	1.5 m ³ /seg.	2.5 m ³ /seg.
Carga Estática	21.44 m.	21.44 m.
Carga Dinámica Total	23.04 m.	23.69 m.

La potencia de los motores, requerida para manejar las bombas, es calculada por la siguiente expresión:

$$C.P. = \frac{Q * CDT * \gamma_{agua} * \rho}{76 * \eta_{bomba}}$$

donde:	C.P.	Potencia de la bomba en caballos de potencia.
	Q	Gasto de la bomba en m ³ /seg.
	C.D.T	Carga dinámica total en metros.
	γ_{agua}	Peso específico del agua 1000 kg/m ³
	ρ	Densidad relativa del fluido utilizado 1 kg/m ³
	η_{bomba}	Eficiencia de la bomba. $\eta = 0.82$
	76	Constante del sistema de unidades.

La carga dinámica total, será la suma de la carga estática, las pérdidas en las tuberías y accesorios y la carga de velocidad, como se puede observar en la figura N° 1, que representa un caso típico de bombeo con este tipo de unidades.

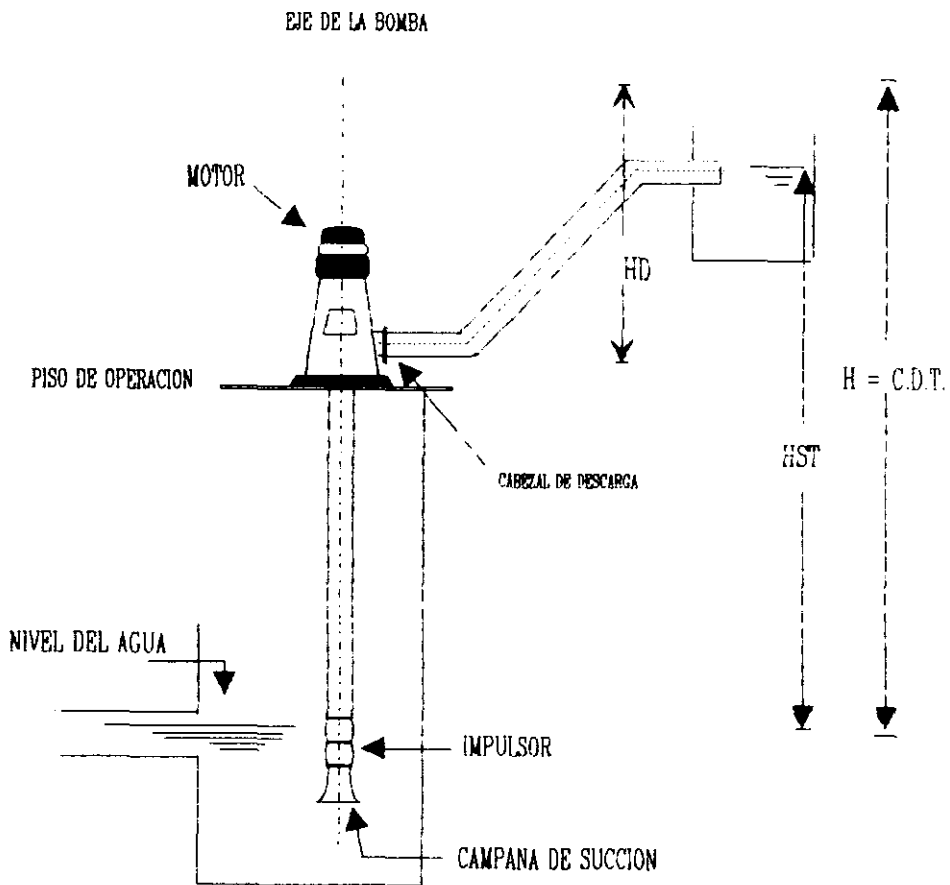


Figura N° 1.- Instalación de bomba vertical.

Calculando la potencia necesaria para impulsar la bomba de 2.5 m³/seg.

$$C.P. = \frac{Q * CDT * \gamma_{agua} * \rho}{76 * \eta_{bomba}}$$

$$C.P. = \frac{2.5 * 23.69 * 1000 * 1}{76 * 0.82}$$

C.P. = 950.33 Caballos de potencia requeridos por la bomba.

Dando un margen del 20 % de la capacidad requerida por la bomba, para compensar pérdidas.

$$C.P. = 950.33 * 1.2$$

$$C.P. = 1\ 140.40$$

La capacidad comercial del motor corresponde a 1000 C.P., seleccionando un motor con factor de servicio de 1.15 , se tiene:

$$C.P. = 1\ 000 * 1.15$$

C.P. = 1 150 El motor puede proporcionar la potencia requerida por la bomba.

Calculando la potencia requerida por la bomba de 1.5 m³/seg.

$$C.P. = \frac{Q * CDT * \gamma_{agua} * \rho}{76 * \eta_{bomba}}$$

$$C.P. = \frac{1.5 \cdot 23.04 \cdot 1000 \cdot 1}{76 \cdot 0.82}$$

C.P. = 554.55 Caballos de potencia requeridos por la bomba.

En forma semejante al motor de la bomba de 2.5 m³/seg, dando un margen del 20 % para pérdidas, se tiene:

$$C.P. = 554.55 \cdot 1.2$$

C.P. = 665.46 Potencia requerida por la bomba.

La capacidad comercial del motor corresponde a 600 C.P. Para un motor con factor de servicio de 1.15 se tendrá una potencia a suministrar de:

$$C.P. = 600 \cdot 1.15$$

$$C.P. = 690$$

De los cálculos anteriores se puede concluir, que teniendo motores con factor de servicio de 1.15 se cumple satisfactoriamente la potencia demandada por las bombas.

De catálogos de fabricantes, con la potencia determinada para los motores y con la tensión seleccionada de 4160 volts., los datos de los motores son:

Motor de 1000 CP

CP flecha/factor de servicio	1000 / 1.15
RPM	713
Fases/ciclos/volts	3/60/4160
Tipo	HV (WPI)
Frame	7008
Amps. a plena carga	136
Código amps de arranque	E
Diseño NEMA	B
Clase de aislamiento NEMA	F

Datos de operación:

Eficiencia a plena carga	94.3 %
F.P. a plena carga	80.7 %

Motor de 600 CP

CP flecha/factor de servicio	600 / 1.15
RPM	1189
Fases/ciclos/volts	3/60/4160
Tipo	HV (WPI)
Frame	6808P
Amps. a plena carga	77
Código amps de arranque	G
Diseño NEMA	B
Clase de aislamiento NEMA	F

Datos de operación:

Eficiencia a plena carga	94.4 %
F.P. a plena carga	85.7 %

SUBESTACION ELECTRICA

Una subestación eléctrica es el conjunto interconectado de equipo y dispositivos cuyo fin es variar los parámetros de la potencia, manteniendolos dentro de ciertas características específicas, tendrá requisitos fundamentales que debe cumplir, algunos de ellos son:

- * Conservar la continuidad en el suministro de la energía eléctrica.
- * Conservar dentro de los rangos normalizados los parámetros de la potencia como son voltaje y frecuencia.
- * Establecer esquemas de protección selectiva, para aislar del circuito o sistema eléctrico únicamente la parte dañada.
- * Cumplir con los requisitos de seguridad e higiene para el personal.
- * Una vida útil redituable a la inversión realizada.

Se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrolla.

- a.- Subestación variadora de tensión.
- b.- Subestación de maniobra o seccionadora de circuitos.
- c.- Subestación mixta.

De acuerdo a la potencia y tensión.

- a.- Transmisión: Arriba de 230 kV.
- b.- Subtransmisión: Entre 230 y 115 kV.
- c.- Distribución primaria: Entre 115 y 23 kV.
- d.- Distribución secundaria: Abajo de 23 kV.

En el proyecto de las subestaciones eléctricas los parámetros eléctricos sobre los cuales se hace la selección de las características constructivas y de los equipos y aparatos son básicamente:

- 1.- Las tensiones a las que trabajará la instalación.
- 2.- El nivel de aislamiento admisible en los aparatos por instalar.
- 3.- La corriente máxima que se prevee para servicio continuo.

4.- La corriente máxima de cortocircuito.

1.- Tensión de trabajo

Esta tensión se determina de acuerdo a la potencia y características de las líneas de transmisión y distribución de la compañía suministradora de la energía.

En México, existen dos compañías que proporcionan este servicio y dependiendo la localización de la instalación se determina la compañía suministradora. En tensiones de distribución primaria y secundaria, los valores de tensión disponibles son: 13.8, 23, 34.5, 69, 85 y 115 kV.

2.- Coordinación de aislamiento

Se denomina coordinación de aislamiento al ordenamiento de los niveles de los diferentes equipos, de tal manera que al presentarse una onda de sobretensión, ésta se descargue a través del elemento adecuado sin producir arcos ni daños a los equipos adyacentes.

En el sistema eléctrico es muy importante coordinar los aislamientos entre todo el equipo. Para ello se consideran tres niveles de aislamiento, como se observa en la siguiente figura.

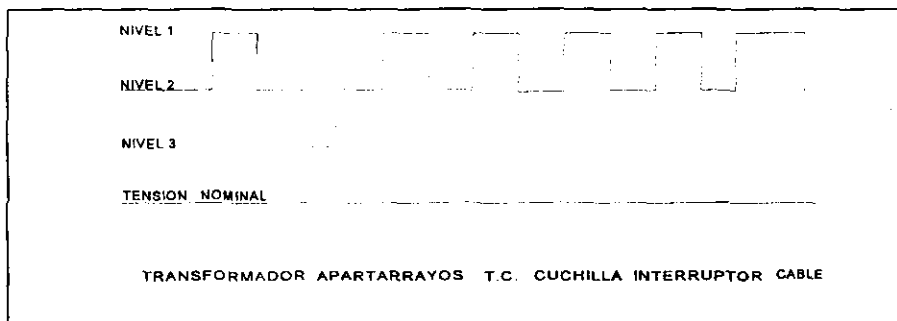


Figura N° 1.- Coordinación de aislamiento.

Tensión nominal

Los valores normalizados de las tensiones nominales entre fases, adoptados por la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), se indican en la siguiente tabla.

Tensiones nominales del sistema kV	Tensión máxima para el equipo kV
66 - 69	72.5
110 - 115	123
132 - 138	145
150 - 161	170
220 - 230	245
275 - 287	300
330 - 345	362
380 - 400	420

Tabla Nº 1.- Valores nominales entre fases

El nivel de aislamiento de una subestación se fija en función de la tensión nominal de operación, de las normas correspondientes y de los niveles de sobretensiones existentes en el sistema. Se conoce con el nombre de Nivel básico de impulso (NBI) y sus unidades se dan en kilovolts.

Nivel básico de impulso

La elección del nivel de aislamiento adecuado determina las características de aislamiento de los aparatos, las distancias entre las partes conductoras de fase, y entre fase y tierra, además de representar un porcentaje importante en el costo de la subestación.

En la tabla N° 2 se muestran los niveles de aislamientos, correspondientes a los niveles normales de tensión para alturas sobre el nivel del mar iguales o menores de 1000 metros, que es la altura normalizada. A partir de estos niveles de aislamiento se deben tomar las disposiciones necesarias para evitar que se produzca el efecto corona en cualquier punto de la instalación.

Tensión máxima para el equipo kV	Nivel de aislamiento al impulso	
	Aislamiento Externo kV	Aislamiento Interno kV
100	450	380
123	550	450
145	650	550
		450
170	750	650
		550
245	1050	900
		825
		750
300		1175
		1050
		900
362		1300
		1175
		1050
420		1675
		1550
		1425
		1300

Tabla N ° 2.- Niveles de aislamiento

En las subestaciones eléctricas se tienen básicamente dos tipos de aislamiento, los denominados autorecuperables que en su mayoría son externos como porcelanas, vidrio y algunas resinas epóxicas y que tiene la particularidad de recuperar sus propiedades dieléctricas cuando se produce una sobretensión que produce la ruptura dieléctrica.

El otro tipo de aislamiento es el denominado no recuperable que son principalmente los aislamientos internos de las máquinas y aparatos eléctricos, constituyendo el grupo de aislamientos en los que las sobretensiones pueden provocar fallas permanentes al no recuperar sus propiedades dieléctricas después de la ruptura.

El aislamiento de un sistema en el cual el aire es el dieléctrico, está sujeto a esfuerzos de sobretensión debido a las tensiones continuas a la frecuencia del sistema y a las tensiones transitorias causadas por efecto del rayo y maniobras de interruptores.

La dimensión y el arreglo de las subestaciones eléctricas se ve determinado por la capacidad y voltaje de la subestación, el cual afecta al tamaño de los componentes y las distancias existentes dentro de ésta.

En el arreglo de una subestación eléctrica, es necesario considerar las distancias que rigen la separación entre conductores y entre componentes. Las distancias dieléctricas deben ser adecuadas para que no se produzcan arcos de sobretensiones por descargas atmosféricas que son mayores a las que se producen por maniobras o por fallas. Las distancias se determinan tomando en cuenta el nivel básico de aislamiento del equipo y las condiciones ambientales como presión atmosférica, temperatura y humedad. Estas distancias pueden ser agrupadas en tres tipos.

- a) Distancia de fase a tierra.
- b) Distancias de fase a fase.
- c) Distancia de aislamientos.

La base para la determinación de estas distancias, es el cálculo de las distancias dieléctricas de fase a tierra mínimas a especificar y son:

- a) Fase a tierra en conductores.
- b) Fase a fase
- c) Altura de equipo sobre el nivel del suelo.

El criterio utilizado para el diseño de las distancias dieléctricas está basado en la Norma de Coordinación de Aislamiento IEC-71, que establece que los niveles de aislamiento pueden tener una probabilidad de falla del 10 %.

En las distancias mínimas de fase a tierra para tensiones de 300 kV o inferiores, el criterio de dimensionamiento dieléctrico está basado en las sobretensiones por rayo, siendo el punto inicial el nivel básico de aislamiento al impulso por rayo, y para tensiones mayores especialmente en las líneas de transmisión, se deben considerar las sobretensiones por maniobra de interruptores.

Para la realización de las distancias dieléctricas se suponen como condiciones estándar las siguientes:

Presión atmosférica	76 mm de mercurio (0 msnm)
Humedad	11 gr/m ³
Temperatura	25 °C

Si se presentan diferentes condiciones ambientales, se deben aplicar los factores de corrección por presión y por humedad.

Factor de corrección por presión atmosférica (δ)

Este factor de corrección es conocido como factor de densidad del aire, el cual realiza la corrección por temperatura y por altitud.

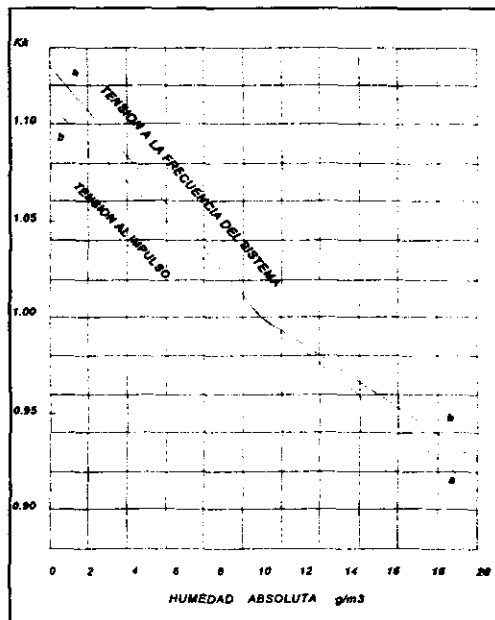
Este factor se aplica mediante la siguiente expresión:

$$\delta = \frac{3.92 * b}{273+t} \dots\dots (1)$$

donde: δ factor de densidad del aire.
b presión atmosférica en cm de mercurio.
t temperatura ambiente en °C

Factor de corrección por humedad (Kd)

Este factor se obtiene mediante la siguiente gráfica de la cual el valor a utilizar es el correspondiente a la línea de tensión al impulso.



Gráfica Nº 1.- Factor de corrección por humedad

Tensión Crítica de Flameo (TCF)

Es la tensión obtenida experimentalmente que presenta una probabilidad de flameo del 50 %.

Se define para aislamientos internos que recuperan sus propiedades dieléctricas (aislamientos autorecuperables) como por ejemplo: distancias en aire, aisladores soporte, cadena de aisladores, boquillas de equipos y aparatos, etc.

Se puede relacionar con el Nivel Básico de Impulso (NBI), presentando una falla del 10 % y una desviación del 3%, teniéndose:

$$\begin{aligned} \text{NBI} &= (1.0 - 1.3 \sigma) \text{TCF} \\ \text{NBI} &= 0.961 \text{TCF} \end{aligned}$$

Calculando el valor de la tensión crítica de flameo a partir del nivel básico de impulso:

$$(\text{TCF})_{\text{normal}} = \frac{\text{NBI}}{0.961} \quad \dots \dots \dots (2)$$

Para efectos de diseño, la tensión crítica de diseño debe ser corregida por altitud y humedad.

$$(\text{TCF})_{\text{diseño}} = \frac{(\text{TCF})_{\text{normal}} * Kh}{\delta} \quad \dots \dots \dots (3)$$

donde:

(TCF)_{diseño} Tensión crítica de flameo que se utilizará en el diseño de las distancias dieléctricas de la subestación.

$(TCF)_{normal}$	Valor de la tensión crítica de flameo en las condiciones normales de temperatura, presión y humedad $Kh = 1$ y $\delta = 1$
δ	Factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud (presión) y temperatura.
Kh	Factor de humedad atmosférica.

Distancia de fase a tierra

La relación entre la $(TCF)_{diseño}$ y la distancia dieléctrica es tal, que para un impulso producido por un rayo, considerando un gradiente de tensión que varía entre 500 y 600 kv/km, se obtiene la siguiente expresión:

$$(TCF)_{diseño} = K * d \quad \dots \dots \dots (4)$$

donde: $TCF_{diseño}$ Tensión crítica de diseño.
 K gradiente de tensión en kv/km.
 d distancia de fase a tierra en metros.

Despejando d y utilizando el valor promedio de K ; la ecuación queda de la siguiente forma:

$$d = \frac{(TCF)_{diseño}}{550} \quad \dots \dots \dots (5)$$

Esta distancia debe ser corregida por altitud, si se está diseñando una subestación que se encuentra localizada a una altura mayor de 1000 metros.

Distancia dieléctrica entre fases

Para determinar la distancia mínima entre fases, se considera que la tensión máxima que puede aparecer entre fases, es igual al nivel de

aislamiento de impulso más el valor de cresta de la onda de tensión a tierra, correspondiente a las condiciones fundamentales de operación.

Por recomendaciones de la CEI, estas condiciones conducen a elegir una distancia entre fases 15 % mayor que la distancia mínima a tierra.

En buses flexibles, se deben considerar los desplazamientos producidos por el viento y/o sismos, con lo cual, las distancias mínimas de diseño se expresan como el producto de un factor que varía de 1.8 a 2.0 por la distancia mínima de fase a tierra dada de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar del lugar de la instalación.

Dependiendo del tamaño de los claros, se utiliza el factor, esto es que el valor de 1.8 se utiliza para claros, en buses, del orden de 40 metros, mientras que el valor de 2.0 se aplica en claros mayores de 40 metros. Esta condición se observa en la tabla N° 3.

Tensión nominal del sistema KV	Distancia entre fases m
34.5 a 115	1.8 a 2.0 * distancia de fase a tierra a la altura correspondiente
230	1.8 a 2.0 * distancia de fase a tierra a la altura correspondiente
400	2.0 a 2.25 * distancia de fase a tierra a la altura correspondiente

Tabla N° 3.- Distancia entre fases

Altura de equipo sobre el nivel del suelo

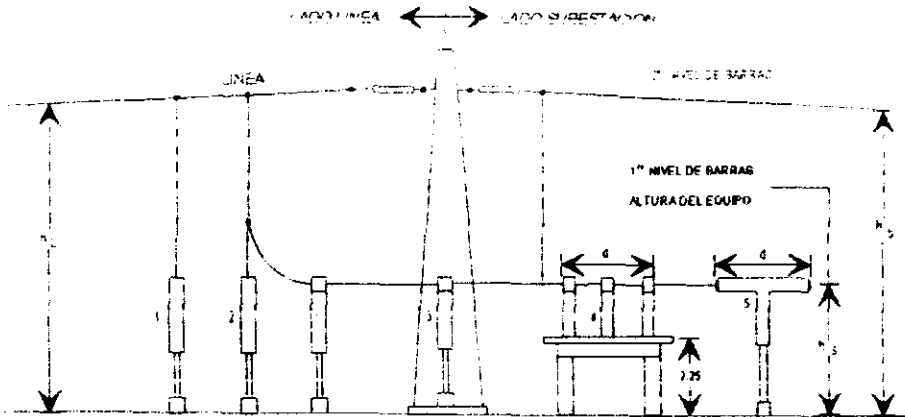


FIGURA 2.- ALTURA DE EQUIPO SOBRE EL NIVEL DEL SUELO

- Donde
- 1.- Apartarrayos.
 - 2.- Transformador de potencial.
 - 3.- Transformador de corriente.
 - 4.- Cuchillas desconectadoras.
 - 5.- Interruptor.

Para determinar la altura mínima de las partes vivas de los equipos sobre el nivel del suelo, se hará uso de la figura anterior.

Altura mínima de partes energizadas

La altura mínima de las partes energizadas de los equipos en las subestaciones (h_e), no debe ser inferior en ningún caso a 3.00 metros, si no se encuentra aislado por barreras de protección.

Para cualquier caso de los equipos mostrados en la figura 3, esta altura se calcula con la siguiente expresión:

$$H_s = 2.3 + 0.0105 * kv \quad \dots\dots\dots (6)$$

donde: H_s Altura mínima para parte energizadas
 kv Tensión máxima de diseño

Altura de las barras

La distancia entre las barras y el suelo se establece principalmente sobre la base de que la seguridad del personal y los procedimientos de mantenimiento que se establezcan.

Para tensiones hasta de 230 kV se debe considerar la máxima altura de los vehículos de mantenimiento y dar adicionalmente la distancia normal de fase a tierra calculada para la subestación aumentada con un 15 % de margen.

La altura de las barras se calcula con la siguiente expresión.

$$H_b = 0.5 + 0.0125 * kv \quad \dots\dots\dots (7)$$

Donde H_b Altura de las barras.
 kv Tensión máxima de diseño.

La altura de las líneas de transmisión que llegan o salen a la subestación eléctrica, no deben tener una altura inferior a 6 metros, y en cualquier caso se calculan de acuerdo con la expresión siguiente:

$$H_l = 5.0 + 0.006 * kv \quad \dots\dots\dots (8)$$

Donde: H_l Altura de las líneas de transmisión.
 kv Tensión máxima de diseño.

Distancia entre partes vivas

Esta distancia se obtiene mediante la expresión:

$$d = 1.7 * d_{f-t} \dots \dots \dots (9)$$

Donde: d Distancia entre partes vivas.
 d_{f-t} Distancia de fase a tierra.

Para la selección de las barras colectoras (buses), que son el conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como medio de conexión de los diferentes circuitos de que consta una instalación, es necesario contar con el valor de la carga conectada.

La carga conectada nos determina la potencia requerida para la correcta alimentación de la instalación. Teniendo el valor de la carga conectada y de la demanda máxima se puede seleccionar el tipo de bus con el que se alimentará dicha instalación.

Los tipos de buses normalmente más utilizados son:

- a.- Cables.
- b.- Tubos.
- c.- Soleras.

a) Cables

El cable es el tipo de material comúnmente usado como barra colectora, sus principales ventajas son:

- 1.- Es el más económico
- 2.- Se logran claros más grandes

Las desventajas que presenta son:

- 1.- Presenta mayores pérdidas por efecto corona
- 2.- Se tiene mayor pérdida por efecto superficial

Los materiales más usados para cable son el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR). Este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso.

Selección de barras

Existen varios factores inherentes a la forma y condiciones de las barras mismas, que no dependen de las condiciones externas y que son importantes para determinar la capacidad de corriente que pueden llevar un grupo de barras colectoras. Entre estos factores se encuentran los siguientes:

- 1.- Efecto corona
- 2.- Resistencia mecánica
- 3.- Ampacidad

1.- Efecto corona

El efecto corona es una descarga causada por la ionización del aire que rodea al conductor cuando éste se encuentra energizado. El efecto corona se presenta en instalaciones aéreas de alta tensión cuando el voltaje de fase a neutro (V_n) es superior a un valor de tensión conocido con el nombre de voltaje crítico disruptivo (E_0).

Los factores que afectan las pérdidas por efecto corona son: el diámetro del conductor, la rugosidad de la superficie del conductor, la humedad del ambiente y la altura sobre el nivel del mar, a la que están instalados los conductores.

Para determinar la magnitud del efecto corona, primero se calcula la magnitud de la tensión crítica disruptiva del aire que rodea al

conductor (E_0), que siempre debe ser superior a la tensión del conductor a tierra, de acuerdo con la expresión:

$$C_s = \frac{E_0}{V} \dots\dots\dots (10)$$

donde: C_s Coeficiente de seguridad
 E_0 Tensión crítica disruptiva de fase a neutro
 V Tensión del conductor de fase a neutro

El efecto corona desaparece cuando C_s es igual o superior a la unidad. El valor de E_0 se obtiene a partir de la expresión siguiente:

$$E = 69m\delta^{2/3}(1 - 0.07r)r \log \frac{DMG}{RMG} * 100 \dots\dots\dots (11)$$

Donde: E Tensión crítica disruptiva de fase a neutro.
 m Factor de superficie $m = m_f * m_s$.
 m_f Coeficiente de forma del conductor.
 m_s Coeficiente de superficie del conductor.
 r Radio del conductor.
 R Radio del círculo en cm sobre el que están colocados los conductores.
 n Número de fases.
 DMG Distancia media geométrica.
 RMG Radio medio geométrico.

2.-Resistencia mecánica

Los conductores seleccionados como barras conductoras deben tener suficiente *resistencia mecánica* para soportar también los cortocircuitos que producen una interacción entre la corriente de cortocircuito y su campo magnético produciendo fuerzas que son proporcionales al cuadrado de la corriente de cortocircuito e inversamente proporcional a la separación entre fases.

3.- Ampacidad

Toda instalación eléctrica debe soportar dos tipos de corrientes:

a) Corriente nominal máxima

Esta corriente fija los esfuerzos térmicos que debe soportar la instalación, así mismo determina la sección de las barras colectoras y las características de conducción de corriente de interruptores, cuchillas, transformadores de corriente, etc.

Dependiendo de la potencia que se maneje en la subestación, la magnitud de la corriente puede variar entre 1000 y 5000 amperes.

b) Corriente de cortocircuito

El cálculo de la corriente de cortocircuito sirve para determinar y seleccionar las capacidades interruptivas de los interruptores, determinar los ajustes de las protecciones y disponer de información para diseñar la red de tierras.

Aisladores para las barras colectoras

Son los elementos que fijan las barras colectoras a la estructura y proporcionan el nivel de aislamiento necesario. La selección del tipo de aisladores depende de varios factores como son: el tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento que se determine, condiciones

ambientales, etc.

Se utilizan tres tipos de aisladores: los aisladores rígidos, las cadenas de aisladores y los aisladores especiales.

Cadenas de aisladores

Se usan para soportar barras de cable. La selección del aislador más adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos a que se van a sujetar. Se enlazan un aislador con otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado.

Los materiales aislantes más usados son la porcelana y el vidrio templado. Las principales características de los materiales usados son:

- Alta resistencia eléctrica.
- Alta resistencia mecánica.
- Estructura muy densa.
- Cero absorción de humedad.

Carga Conectada

La carga conectada es la suma de los valores nominales de las cargas que tienen probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima. Se puede referir a una parte del sistema o a toda la instalación y se puede expresar en kilowatts, amperes, caballos de potencia, kilovoltamperes, dependiendo el estudio.

Para que un sistema eléctrico se construya eficientemente se debe conocer la carga conectada.

El conocimiento de la demanda máxima de un grupo de cargas y su efecto es de gran importancia dado que es la que determinará la capacidad que requiera el sistema.

Equipo principal de la subestación.

Los elementos principales de una subestación son:

1.- Transformador de potencial

El transformador es la parte más importante de una subestación eléctrica ya sea por la función que representa de transferir la energía eléctrica de un circuito a otro que son por lo general de diferente tensión y solo están acoplados magnéticamente o bien por su costo con relación a las otras partes de la instalación.

Se puede tener la clasificación de los transformadores desde varios puntos de vista, alguno de estos son:

- a) Por el medio en que esta el núcleo
- b) Por su enfriamiento
- c) Por el núcleo

Respecto a la instalación de los transformadores, esta depende del tipo de instalación, es decir las instalaciones de gran potencia son por lo general del tipo intemperie y tienen una disposición diferente a las de menor potencia tipo interior.

En las subestaciones de tipo intemperie los transformadores deben ser instalados sobre bases de concreto diseñadas para soportar el peso, en lo posible se deberán respetar las distancias de seguridad mínimas recomendadas o en caso contrario aislarlos del posible contacto por medio de barandales o malla.

El transformador se complementa con una serie de dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento.

2.- Transformadores de instrumentos

Son los dispositivos electromagnéticos cuya función es reducir a

escala las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación o sistema eléctrico en general.

Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro de los tableros de control y protección, se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representa, a escalas reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente; estos transformadores se construyen con sus secundarios para corrientes de 5 amperes y tensiones de 120 volts.

Dependiendo la función a desempeñar (medición o protección), es necesario que los transformadores presenten una buena precisión.

3.- Sistema de protección

La protección de una subestación consiste en un conjunto de sistemas que mantienen vigilancia permanente y cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla.

Las protecciones deben ser seleccionadas de acuerdo con las siguientes características:

- 1.- Sensibilidad
- 2.- Selectividad
- 3.- Velocidad
- 4.- Confiabilidad
- 5.- Seguridad

Sensibilidad: Según esta característica, una protección debe detectar y operar con señales pequeñas.

Selectividad: El sistema debe estar selectivamente coordinado, de manera que el dispositivo de protección más

cercano a una falla permanente debe ser el que la bloquee. Si dos o más dispositivos de protección se encuentran en serie, sólo el dispositivo que se encuentre más cercano a la falla debe operar en la presencia de una falla.

Velocidad: La característica de velocidad es fundamental para disminuir al máximo los daños en la zona de falla y además de evitar que el sistema salga de sincronismo. La velocidad depende de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones.

Confiabilidad: La confiabilidad junto con la velocidad son muy importantes pues la protección debe operar cuando la falla es detectada a la mayor brevedad posible evitándose grandes daños.

Los diferentes elementos que forman parte de un sistema de protección eléctrica son los siguientes:

3.1.- Apartarrayos

Los apartarrayos son el dispositivo de protección contra sobretensiones que se pueden presentar y pueden ser clasificados en:

- a) Apartarrayos autovalvulares
- b) Apartarrayos de óxido de zinc

a) Apartarrayos autovalvulares

Este tipo de apartarrayos están constituidos por explosores en serie con resistencias no lineales. Los explosores se mantienen sin descargar mientras que el valor de la sobretensión no sobrepase un cierto límite determinado por la llamada "tensión de operación".

b) Apartarrayos de Oxido de Zinc

Los apartarrayos de óxido de zinc están constituidos por bloques que dan una característica tensión-corriente que es casi lineal, es decir ofrecen una resistencia muy elevada para la tensión de operación y una resistencia pequeña para tensiones que se encuentran arriba de la tensión de operación.

Las características principales a considerar en un apartarrayo desde el punto de vista de coordinación de aislamiento son:

- * Tensión nominal: Representa el valor máximo de tensión eficaz a frecuencia industrial, que es admisible y para la cual puede funcionar correctamente, es decir que asegura el descebado de los explosores después de que se han cebado con una sobretensión.
- * Corriente de descarga: Se designa así al valor de cresta de un impulso normalizado de corriente con una onda de 8/20 μ s empleada para la clasificación de los apartarrayos.

La tensión nominal o de designación de un apartarrayos se puede calcular como:

$$V_n = K_e * V_{m\acute{a}x}$$

donde:	V_n	Tensión nominal del apartarrayos
	K_e	factor de conexión a tierra ($K_e = 0.8$)
	$V_{m\acute{a}x}$	Tensión máxima de operación

La corriente de descarga nominal (I_d) también conocida como corriente de descarga se calcula a partir de las características de protección y nivel básico de aislamiento del sistema.

3.2.- Interruptores

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, está es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito.

Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas y cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes, a las inductivas de varias decenas de kiloamperes (cortocircuito).

La interrupción del arco producido por la corrientes de sobrecarga o de falla puede llevarse a cabo por medio de:

- a) vacío
- b) hexafloruro de azufre
- c) aceite

Interruptores en hexafloruro de azufre

En estos interruptores las cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafloruro de azufre (SF₆) que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos. Esto hace más compactos y durables a los interruptores desde el punto de vista de mantenimiento.

Se utiliza una presión, en la cual se aprovecha la presión del gas

como punto de partida y la cámara, al abrir los contactos, tiene un émbolo unido al contacto móvil que al operar comprime el gas y lo inyecta sobre el gas ionizado del arco, que es alargado, enfriado y apagado al pasar la corriente por cero.

Los interruptores pueden ser de polos separados, cada fase en su tanque, o trifásico en que las tres fases utilizan la misma envolvente. Se fabrican para tensiones desde 115 hasta 800 kV y las capacidades de interrupción varían hasta 80 kA.

Este tipo de interruptor puede librar las fallas hasta en dos ciclos y para limitar las sobretensiones altas producidas por esta velocidad, los contactos vienen con resistencias limitadoras,

Las principales averías de estos interruptores son las fugas de gas, que requiere de aparatos especiales para detectar el punto de fuga. En un interruptor bien instalado, las pérdidas de gas deben ser inferiores al 2% anual del volumen encerrado dentro de éste.

Ventajas

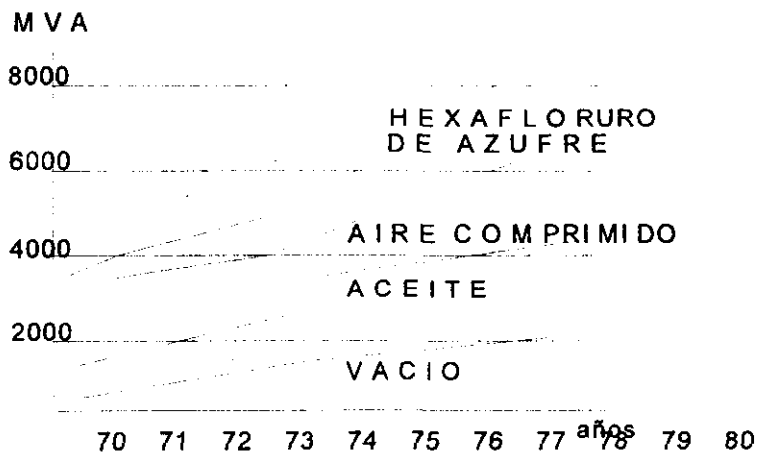
- 1.- Después de la apertura de los contactos, los gases ionizados no escapan al aire, por lo que casi no produce ruido
- 2.- Alta rigidez dieléctrica, del orden de tres veces la del aire
- 3.- El SF₆ es estable. Expuesto al arco se disocia pero al enfriarse se recombina
- 4.- La alta rigidez dieléctrica lo hace un medio ideal para enfriar el arco
- 5.- La presión utilizada para la interrupción del arco es una fracción de la requerida en interruptores neumáticos
- 6.- Presenta buena conductividad térmica.

Desventajas

- 1.- A presiones superiores de 3.5 y temperatura de -40 ° C , el gas se licua, siendo necesario calentar el gas

- 2.- El gas e inodoro, incoloro e insípido, pudiendo provocar asfixia en las personas
- 3.- Los productos del arco son tóxicos y combinados con la humedad forma ácido fluorhídrico, el cual ataca la porcelana y el cemento

Las capacidades interruptivas han ido creciendo a través de los años dependiendo del interruptor y de las capacidades de los mismos, lo que se puede observar en la gráfica siguiente.



Gráfica 2.- Capacidades de interruptores

En la gráfica se puede ver que las capacidades interruptivas crecen más rápidamente con los años en el caso del hexafluoruro de azufre (SF6), mientras que el vacío se ha mantenido casi estático.

Proteccion del transformador de potencia

En los transformadores solo se pueden presentar cortocircuitos, circuitos abiertos y sobrecalentamiento de los arrollamientos. En la práctica no esta previsto el relevador de protección contra circuito abierto debido a que esta falla en sí no es perjudicial; tampoco está prevista la protección contra el sobrecalentamiento o sobrecarga debido a que el transformador puede tener accesorios térmicos para hacer sonar una alarma o para controlar bancos de ventilación.

Resta, sólo la protección contra cortocircuitos en los transformadores o en sus conexiones, y la protección de respaldo contra falla externa.

a) Protección diferencial

En la práctica los fabricantes en general acostumbran recomendar la protección diferencial para protección de cortocircuitos para todos los bancos de transformadores de potencia cuya capacidad trifásica es de 1 000 KVA y mayores.

Esta protección funciona cuando existe una diferencia de corriente entre las fases del transformador, lo que hace que la bobina del relevador se accione mandando la señal, abriéndose el circuito.

El relevador diferencial deberá hacer funcionar un relevador auxiliar de reposición manual que dispara todos los interruptores de los transformadores.

b) Protección contra cortocircuito con relevadores de sobrecorriente

La protección contra sobrecorriente se emplea cuando no puede emplearse la protección diferencial.

Se deben proporcionar tres transformadores de instrumentos, uno en cada fase y al menos dos relevadores de sobrecorriente de fase y

un relevador de sobrecorriente de tierra en cada lado del banco de transformadores.

Los relevadores de sobrecorriente deberán tener un elemento de tiempo inverso cuya puesta de trabajo pueda ajustarse un poco más elevada de la corriente nominal de carga máxima, es decir casi 150 % de la máxima corriente, y con acción retardada suficiente para que sean selectivos con el equipo de protección de elementos adyacentes del sistema durante fallas externas. Los relevadores deberán tener también un elemento instantáneo cuya puesta en trabajo pueda hacerse un poco más elevada que la corriente de cortocircuito para una falla externa.

Los relevadores de sobrecorriente para la protección contra cortocircuito de transformadores proporciona también la protección de respaldo.

c) Relevadores de acumulación de gas y de presión

La combinación del relevador de acumulación de gas y del de presión se conoce como relevador " Buchholz ".

Este relevador se aplica a los transformadores del tipo "conservador", en el que el tanque del transformador está completamente lleno de aceite, y un tubo une dicho tanque a uno auxiliar o "conservador", que actúa como cámara de expansión. En la tubería entre el tanque principal y el conservador están los dos elementos del relevador.

Un elemento es una cámara de recolección de gas en la que se acumula el gas originado por la desintegración o descomposición lenta del aislamiento en presencia de un pequeño arco eléctrico; cuando se ha acumulado una cierta cantidad de gas se cierra un contacto, para hacer sonar por lo general una alarma.

Este relevador sirve para proteger al transformador contra fallas entre espiras o a tierra.

Protección de alimentadores

La protección de los circuitos se representa por un diagrama esquemático, formado por dos relevadores de sobrecorriente de fase y un relevador de sobrecorriente de fase a neutro, con elementos instantáneo y de tiempo inverso, coordinados con los fusibles de distribución, que se instalan a lo largo del alimentador.

Medición

El sistema de medición de una subestación puede ser:

- 1.- Local
- 2.- Remoto o telecontrolado
- 3.- Mixto

El sistema más utilizado en las subestaciones operadas manualmente es el sistema local; en el que todos los aparatos de medición se instalan sobre los tableros correspondientes, dentro de los límites de la subestación.

El número y calibre de los conductores utilizados para medición dentro de una subestación es de 2 por 10 AWG para la alimentación de corriente y de 2 por 12 AWG para la de tensión.

Los principales instrumentos de medición son:

*** Voltímetros**

En los circuitos trifásicos se acostumbra usar un solo voltímetro, que por medio de un conmutador de 3 vías permite leer las tensiones entre cada fase de la instalación.

* Ampérmetro

En conexiones trifásicas debe conectarse un ampérmetro por fase. Cuando las instalaciones son grandes, se acostumbra usar un solo ampérmetro por circuito trifásico, efectuándose las lecturas de cada fase a través de un conmutador de ampérmetro de tres vías.

* Frecuencímetros

Son aparatos que se usan para medir la frecuencia de la energía que se recibe en las barras de mayor tensión de la subestación de que se trate. La conexión se hace entre fases.

Las principales mediciones que se tienen en un transformador son las de potencia mediante wathhorímetros, wáttmetros y vármetros así como de corriente mediante ampérmetros.

Para la barras colectoras se miden los diferentes niveles de tensión mediante los voltmétros, esta se mide entre fases.

La potencia real y reactiva se mide mediante instrumentos trifásicos, así como la medición de corriente, para medir la potencia en los alimentadores se utilizan wáttmetros, vármetros y ampérmetros.

Cálculos

El objetivo de los siguientes cálculos es realizar el diseño de la subestación, para lo cual es necesario determinar las distancias dieléctricas que se utilizarán en la disposición de montaje del equipo de esta subestación. Asimismo se debe determinar la carga conectada y el equipo que la conformará.

En todos los cálculos realizados se tomarán las recomendaciones y normas establecidas por dependencias como son: Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.), Normas Oficiales Mexicanas (NOM), Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), NEMA, ANSI, etc.

Tensión Nominal

Dada la ubicación de la planta de bombeo, la compañía suministradora de la energía eléctrica es la Comisión Federal de Electricidad, la cual tiene una normatividad que se debe cumplir con respecto al diseño de las instalaciones eléctricas.

La Comisión Federal de Electricidad puede proporcionar el servicio eléctrico mediante las líneas de alta tensión de 115 000 volts; ante lo cual este valor determina la tensión nominal que se tendrá en la planta de bombeo.

Las distancias entre conductores de fase o fase a tierra deben ser adecuadas para que no se produzcan arcos en caso de sobretensiones por descargas atmosféricas. Las distancias citadas se determinan tomando en cuenta el nivel básico al impluso del equipo, las condiciones ambientales como: presión atmosférica, temperatura y humedad.

a) Tensión nominal máxima

De acuerdo con la tensión nominal de 115 kV proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y con la tabla de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), la tensión nominal máxima a soportar en el equipo es de 123 kV; esta tensión se utilizará en los siguientes cálculos a realizar.

b) Nivel de aislamiento

De la tabla N° 2, obtenida por la CEI, se tiene que para la tensión máxima , el nivel de aislamiento es:

Tensión nominal	Aislamiento externo	Aislamiento interno
123 kV	550 kV	450 kV

c) Factores de corrección

Para la ubicación de la planta se tienen las siguientes condiciones:

Presión atmosférica	:	67.9 cm de mercurio
Humedad	:	16 gr/m ³
Temperatura media	:	25 ° C

Determinando los factores de corrección para

* Presión atmosférica

$$\delta = \frac{3.92 * b}{273+t}$$

$$\delta = \frac{3.92+67.9}{273+25}$$

$$\delta = 0.89318$$

*Humedad

De acuerdo con la tabla N° 3 y con la humedad existente en Ciudad Mante (16 gr/m³)

$$Kh = 0.955$$

Obteniendo el valor de la Tensión Crítica de Flameo

$$TCF = \frac{NBI}{0.961}$$

Del punto b)

$$NBI = 550 \text{ kV}$$

$$TCF_n = \frac{550}{0.961}$$

$$TCF_n = 572.3205 \quad \text{a nivel del mar}$$

Para la TCF de diseño:

$$TCF_d = \frac{TCF_n \cdot Kh}{\delta}$$

$$TCF_d = \frac{572.3205 \cdot 0.955}{0.89318}$$

$$TCF_d = 611.93263$$

Obteniendo las distancias dieléctricas:

1.- Distancia de fase a tierra

$$d = \frac{TCFd}{550}$$

$$d = \frac{611.93263}{550}$$

$$d = 1.1126 \text{ m}$$

Por las condiciones del lugar el valor no debe ser corregido por altitud.

2.- Distancia entre fases

$$d_{f-f} = 1.8 * d$$

$$d_{f-f} = 1.8 * 1.126$$

$$d_{f-f} = 2.0026$$

Se considera 2.0 metros

$$d_{f-f} = 2.0 * d$$

$$d_{f-f} = 2.0 * 1.1126$$

$$d_{f-f} = 2.2252$$

Se considera 2.22 metros.

Comparando los valores obtenidos con los valores normalizados por la Comisión Federal de Electricidad se observa que :

La distancia de fase a fase esta normalizada a 2.20 metros de acuerdo a la tabla N° 3, el valor obtenido es de 2.22 metros, por lo que con este valor se concluye que la distancia es segura.

Obteniéndolos valores de las alturas de los equipos dentro de la subestación, se tiene:

$$h_s = 2.3 + 0.0105 \text{ kV}$$

$$h_s = 2.3 + 0.0105 * 115$$

$$h_s = 3.5075$$

$$h_b = 0.5 + 0.0125 * kV$$

$$h_b = 0.5 + 0.0125 * 115$$

$$h_b = 1.9375$$

$$h_L = 5.0 + 0.006 * kV$$

$$h_L = 5.0 + 0.006 * 115$$

$$h_L = 5.69$$

$$d = 1.7 D f-t$$

$$d = 1.7 * 1.1126$$

$$d = 1.8914$$

Se puede observar que las distancias dieléctricas cumplen con los valores determinados.

Selección de barras conductoras

En instalaciones de alta tensión, 69 kV y mayores, al seleccionar las barras colectoras se debe considerar:

a) Selección por ampacidad

Para el cálculo se va a considerar la condición crítica de operación a carga plena de los dos transformadores de potencia

$$I = \frac{Q}{\sqrt{3} * V}$$

$$I = \frac{2 * 1725}{\sqrt{3} * 115}$$

$$I = 17.32 \text{ A}$$

A partir del valor de corriente obtenida, cualquier conductor que presente una ampacidad mayor a 17.32 A, es adecuado para instalarse.

b) Efecto corona

Para aprovechar la estructura de las barras y las derivaciones de 115 kV, los cálculos siguientes son para determinar los calibres mínimos de conductores de cobre y ACRS para que no se presente el efecto corona.

En la subestación, la distancia entre conductores en 115 kV son: 300 cm, 300 cm y 600 cm en disposición horizontal.

Por lo que se tiene:

$$DMG = \sqrt[3]{Da + Db + Dc}$$

$$DMG = \sqrt[3]{300 + 300 + 600}$$

$$DMG = 377.97 \text{ cm}$$

Considerando un conductor por fase y para $m_r = 1$ (sección circular) y $m_s = 0.9$ (nuevos y limpios)

$$m = m_r * m_s$$

$$m = 1 * 0.9$$

$$m = 0.9$$

De tablas de fabricante, para cable de cobre 3/0, el radio del conductor es : $r = 5.97 \text{ cm}$

RMG = 0.0597 metros

Para la obtención del voltaje crítico disruptivo:

$$V_0 = 69 \cdot m \cdot \delta^{\frac{2}{3}} (1 - 0.07r) \log_{10} \frac{DMG}{RMG} + 100$$

Para el ejemplo:

$$V_0 = 69 \cdot 0.9 \cdot 0.89318^{\frac{2}{3}} (1 - 0.07 \cdot 0.0597) + 0.00597 \log_{10} \frac{377.97}{5.97} + 100$$

$V_0 = 86.646 \text{ kV}$

Donde la tensión al neutro para 123 kV entre fases (tensión máxima de operación)

$$V_n = \frac{kV}{\sqrt{3}}$$

$$V_n = \frac{123}{\sqrt{3}}$$

$V_n = 71.014 \text{ kV}$

Obteniendo el coeficiente de seguridad mediante la expresión (1)

$$C.S. = \frac{V_o}{V_n}$$

$$C.S. = \frac{86.646}{71.014}$$

$$C.S. = 1.22$$

Se tiene un coeficiente de seguridad superior a la unidad, de acuerdo a la expresión N° 1, ante lo cual el cable de cobre calibre 3/0 es seguro y no se presenta el efecto corona.

De forma análoga para cable ACSR y para 3 calibres diferentes:

Calibre	Voltaje disruptivo	C.S.
2 / 0	81.14 kV	1.14
3 / 0	89.51 kV	1.26
4 / 0	98.47 kV	1.38

Se concluye que el cable de cobre calibre 3/0 o el cable ACSR calibre 2/0 son adecuados para los buses y las derivaciones de 115 kV, evitando la generación del efecto corona.

Selección de aisladores

Para la selección de los aisladores y la cantidad de aisladores necesarios para formar las cadenas que soportan las barras de 115 kV, y sus derivaciones se toma en cuenta que el nivel de la instalación es menor de los 1000 msnm y que el nivel de contaminación en el sitio es ligero.

De norma de Comisión Federal de Electricidad donde la distancia mínima a tierra de 1000 m.s.n.m. y de las características de aisladores de suspensión de porcelana o de vidrio de 210 mm de diámetro, aislador usual en sistemas de 69 kV o mayores, tienen una altura de 146 mm.

De acuerdo a los datos anteriores, cada cadena debe tener el número de aisladores que se calcula a continuación:

$$\text{Número de aisladores} = \frac{dfase a tierra}{haislador}$$

Para nuestro caso:

$$\text{Número de aisladores} = \frac{1100}{146}$$

Número de aisladores = 7.5342 piezas

Número de aisladores = 8 pzas/ cadena

De acuerdo al número de piezas ensambladas para diferentes niveles de voltaje en las subestaciones, para aisladores tipo alfiler y tipo columna.

Apartarrayos

Para la subestación Las Animas se tiene que el sistema es de 115 kV nominales y 123 kV máximo, de donde determinando el nivel básico de aislamiento recomendado para el lado de alta tensión.

La tensión nominal del apartarrayos es:

$$V_{\text{máx}} = 123 \text{ kV}$$

$$V_{\text{máx al neutro}} = \sqrt{3} * 123$$

$$V_{\text{máx al neutro}} = 70.014 \text{ kV}$$

Mediante normalización de la C.F.E.

$$V_{\text{nominal del apartarrayos}} = K_e * V_{\text{máx}}$$

$$V_{\text{nominal del apartarrayos}} = 0.8 * 123$$

$$V_{\text{nominal del apartarrayos}} = 98.4 \text{ kV}$$

De catálogo de fabricante:

Tensión de descarga	:	315 kV
Tensión de frente de onda	:	339 kV
Tensión residual con corriente de descarga:	:	240 kV

Aplicando un margen del 25 %, el nivel básico de aislamiento para los aislamientos no recuperables es :

$$NBI = 1.25 * 315$$

$$NBI = 393.75 \text{ kV}$$

El NBI más cercano de acuerdo a los valores de norma es 450 kV.

El NBI para los aislamientos autorecuperables (externos) es:

$$NBI_{\text{recuperable}} = \frac{\text{Tensión de descarga} * \text{margen} * 1.05}{\delta}$$

$$NBI_{\text{recuperable}} = \frac{315 * 1.25 * 1.05}{0.83}$$

$$NBI_{\text{recuperable}} = 413.4375$$

De acuerdo con normas, el NBI más cercano es de 550 kV, donde se confirman los valores indicados por la tabla N° 2.

Carga conectada

A partir de la alimentación de 115 kV, proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad, se debe suministrar la alimentación a 4.16 kV nominales para los motores de que consta la planta de bombeo y al transformador para la alimentación de los servicios propios de la planta.

El transformador que servirá para la alimentación propia de la planta se estima en 45 KVA.

Para estimar la carga en kilowatts que representan los motores, se aplican las tarifas para el suministro y venta de la energía eléctrica, donde el punto 9b indica que para los motores de 50 CP o mayores, incluido el rendimiento, cada CP se considera de 800 watts.

De los datos de placa de los motores, se tiene que $V_{nom} = 4160$ V, 3 fases, $I_{1000 CP} = 136$ A, $I_{600 CP} = 77$ A.

Para el transformador se considera la misma potencia aparente con un factor de potencia $f.p. = 0.92$

Obteniendo las potencias para los motores y el transformador de servicios propios:

Motor 1000 CP

Para la potencia real

$$P = CP * 800$$

$$P = 1000 * 800$$

$$P = 800 \text{ kW}$$

Para la potencia aparente

$$S = \sqrt{3} V_n I_n$$

$$S = \sqrt{3} * 4.16 * 136$$
$$S = 979.925 \text{ KVA}$$

Obteniendo el factor de potencia del motor

$$F.P. = \frac{P}{S}$$

$$f.p. = 800 \div 979.925$$

$$f.p. = 0.8163$$

De donde:

$$\theta = \cos^{-1} f.p$$

$$\theta = 35.275^\circ \text{ E}$$

$$\text{sen } 35.275 = 0.5775$$

Para la obtención de la potencia reactiva:

$$Q = S \text{ sen } \theta$$

$$Q = 979.925 \text{ sen } 35.27^\circ$$

$$Q = 565.9066 \text{ KVAR}$$

De manera semejante para el motor de 600 CP

Para la potencia real

$$P = CP * 800$$

$$P = 600 * 800$$

$$P = 480 \text{ kW}$$

Para la potencia aparente

$$S = \sqrt{3} V_n I_n$$

$$S = \sqrt{3} * 4.16 * 77$$

$$S = 554.8105 \text{ KVA}$$

Obteniendo el factor de potencia del motor

$$f.p. = \cos \theta = P \div S$$

$$f.p. = 480 \div 554.8105$$

$$f.p. = 0.8651$$

De donde:

$$\theta = \cos^{-1} f.p$$

$$\theta = 33.10^\circ E$$

$$\text{sen } 30.10 = 0.50149$$

Para la obtención de la potencia reactiva:

$$Q = S \text{ sen } \theta$$

$$Q = 554.79 \text{ sen } 30.10$$

$$Q = 278.2319 \text{ KVAR}$$

Para el transformador

La potencia aparente es de $S = 45 \text{ KVA}$ y el factor de potencia es:

$$f.p.=0.92$$

$$\theta = \cos^{-1} f.p$$

$$\theta = 23.07^\circ E$$

Para la potencia real y la potencia reactiva se tiene:

$$P = S \cos \theta$$

$$P = 45 \cos 23.07$$

$$P = 41.40 \text{ KW}$$

$$Q = S \text{ sen } \theta$$

$$Q = 45 \text{ sen } 23.07$$

$$Q = 17.6334 \text{ KVAR}$$

De los casos anteriores, se observa que para los motores se presentan bajos valores del factor de potencia; ante lo cual la Comisión Federal de Electricidad puede aplicar recargos por el bajo factor de potencia, con lo que es conveniente el corregirlo mediante la utilización de bancos de capacitores.

Corrección del factor de potencia

Para los motores de 1000 CP

Considerando un f.p.corregido = 0.92

$$P_{3\phi} = 800 \text{ KW}$$

$$\theta_1 = 35.27^\circ \text{ E}$$

$$\theta_2 = 23.07^\circ \text{ E}$$

$$Q_{\text{cap}} = 800 (\text{tg } \theta_1 - \text{tg } \theta_2)$$

$$Q_{\text{cap}} = 800 (\text{tg } 35.27 - \text{tg } 23.07)$$

$$Q_{\text{cap}} = 225.069 \text{ KVAR}$$

Obteniendo el valor de la capacitancia

$$C = \frac{Q_{3\phi}}{VL^2 * \omega}$$

$$C = \frac{225.069}{(4.16)^2 * 60}$$

$$C = 216.7593 \text{ KVA}$$

El valor necesario del banco de capacitores es de 216.7593 KVA.

De valores comerciales se tiene: $C = 300 \text{ KVA @ } 4.30 \text{ kV}$ y teniendo la alimentación de 4.16 kV se debe corregir el valor del banco para determinar si es conveniente este banco de capacitores.

Para realizar la modificación se tiene:

$$CKVA = \frac{V_n^2}{V^2} * C$$

Sustituyendo los valores:

$$CKVA = \frac{4.16^2}{4.30^2} * 300$$

$$CKVA = 280.7831 \text{ CKVA}$$

Comparando el valor necesario y el que se tiene de acuerdo a la tensión de alimentación: $216.7593 < 280.7831 \text{ KVA}$, por lo que se considera aceptable el banco de capacitores.

La demanda de potencia reactiva del conjunto motor- capacitor es:

$$Q = Q_1 - Q_2$$

$$Q = 565.9066 - 280.7831$$

$$Q = 285.1234 \text{ KVAR}$$

Donde la demanda de potencia aparente es:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$S = \sqrt{(800)^2 + (285.1234)^2}$$

$$S = 849.2910 \text{ KVA}$$

y obteniendo el f.p.

$$\text{f.p.} = P + S$$

$$\text{f.p.} = 800 + 849.2910$$

$$\text{f.p.} = 0.9419$$

El factor de potencia se corrige a f.p. = 0.9419

Para el motor de 600 CP

Considerando un f.p. corregido = 0.92

$$P_{3\phi} = 480 \text{ KW}$$

$$\theta_1 = 30.10^\circ \text{ E}$$

$$\theta_2 = 23.07^\circ \text{ E}$$

$$Q_{\text{cap}} = P (\text{tg } \theta_1 - \text{tg } \theta_2)$$

$$Q_{\text{cap}} = 480 (\text{tg } 30.10 - \text{tg } 23.07)$$

$$Q_{\text{cap}} = 73.8059 \text{ KVAR}$$

Obteniendo el valor de la capacitancia

$$C = \frac{Q_{3\phi}}{VL^2 * \omega}$$

$$C = \frac{73.8059}{(4.16)^2 * 60}$$

$$C = 71.0809 \text{ KVA}$$

El valor de la capacitancia es de 71.0809 KVA.

De valores comerciales para los bancos de capacitores se tiene:
 $C = 75 \text{ CKVA @ } 4.30 \text{ kV}$

Con alimentación de 4.16 kV y de forma análoga al motor de 1000 cp se tendrá:

$$CKVA = \frac{Vn^2}{V^2} * C$$

$$CKVA = \frac{4.16^2}{4.30^2} * 75$$

$$CKVA = 70.1957 \text{ CKVA}$$

La demanda de potencia reactiva del conjunto motor- capacitor es:

$$Q = Q_1 - Q_2$$

$$Q = 278.2319 - 70.1957$$

$$Q = 208.0361 \text{ KVAR}$$

Donde la demanda de potencia aparente es :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$S = \sqrt{(480)^2 + (208.0361)^2}$$

$$S = 849.2910 \text{ KVA}$$

obteniéndolo el valor del f.p.

$$f.p. = P \div S$$

$$f.p. = 480 \div 208.0361$$

$$f.p. = 0.9175$$

El factor de potencia se corrige a f.p. = 0.9175

Resumiendo las cargas conectadas:

Potencia real (KW)

2 motores de 1000 CP	2 * 800	1600
3 motores de 600 CP	3 * 480	1440
1 transformador		<u>41.40</u>
		3081.40

Potencia reactiva (KVAR)

2 motores de 1000 CP	2 * 285.1234	570.2468
3 motores de 600 CP	3 * 208.0361	624.1083
1 transformador de 45 KVA		<u>17.6334</u>
		1211.9885

Determinando la potencia aparente, para obtener la carga conectada

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$S = \sqrt{(3081.40)^2 + (1211.9885)^2}$$

$$S = 3311.1843 \text{ KVA}$$

Donde el factor de potencia de toda la carga conectada es:

$$f.p. = P \div S$$

$$f.p. = 3081.40 \div 3311.1843$$

$$f.p. = 0.9306$$

Con este valor no se tiene recargos por parte de la Comisión Federal de Electricidad.

Al tener condiciones de operación continua, la carga máxima es igual a la carga conectada.

Capacidad de transformación

Considerando que el suministro de la energía eléctrica es de 115 kV, y las tensiones de utilización son de 4.16 kV para la alimentación de los motores y de 220-127 volts para los servicios propios; de acuerdo con el equipo normalizado, la relación de transformación de los transformadores serán de 115/4.16 kV y de 4.16/0.22-0.127 kV

Para la relación 115 / 4.16 kV y para tener una disponibilidad de servicio se propone tener dos transformadores de relación 115/ 4.16 kV. Para una buena distribución del equipo se recomienda la siguiente agrupación de acuerdo a las potencias anteriormente obtenidas.

Grupo 1

2 Motores de 1000 CP	1698.24	KVA
	1600.00	KW
	570.2468	KVAR

Grupo 2

3 Motores de 600 CP	1614.09	KVA
Transformador 45 KVA	1481.40	KW
	641.7417	KVAR

De acuerdo a la Norma Oficial Mexicana NOM-J- 284 Productos Eléctricos- Transformadores de potencia, se selecciona el transformador de 1500 / 1725 KVA, enfriamiento OA / FA.

Para la operación en vacío de los transformadores de potencia debido a que la corriente de excitación es de factor de potencia negativo, es del orden de 85 °E y evitando recargos por parte de Comisión Federal de Electricidad, es conveniente hacer la corrección correspondiente, considerando que la corriente de excitación es proporcional a la capacidad del transformador.

Capacidad del transformador	:	1500 KVA
% Corriente de excitación	:	0.5 %

La potencia reactiva que el transformador toma cuando opera en vacío es:

$$Q = (1500 * 0.5) \div 100$$
$$Q = 7.5 \text{ KVAR}$$

El banco de capacitores más próximo comercialmente es de 30 KVAR a 4.30 kV. Obteniendo el valor de la capacitancia operando a 4.16 kV.

$$CKVA = \frac{Vn^2}{V^2} * C$$

$$CKVA = \frac{(4.16)^2}{(4.30)^2} * 30$$

$$C = 28.078 \text{ KVA}$$

RED DE FUERZA Y CONTROL

En este trabajo los motores a utilizar son motores de inducción jaula de ardilla, con tensión nominal de 4 160 volts, los cuales presentan las características de la clase B, en cuanto al arranque.

Clase B: Par de arranque normal, corriente de arranque baja, par máximo menor que los de la categoría A, factor de potencia más bajo, pequeño deslizamiento nominal. Los motores de la clase B suelen ser de doble jaula de ardilla.

La mayor dificultad es garantizar un comportamiento adecuado del sistema aislante de los arrollamientos, pues todos los materiales aislantes conocidos empiezan a deteriorarse a una temperatura relativamente baja. Además, la máxima potencia disponible en un motor dado se limita por la temperatura máxima permitida para los materiales aislantes empleados.

El nivel de aislamiento que deben presentar los motores es de la clase F.

Clase F: Comprende materiales a base de mica, amianto y fibra de vidrio aglutinados con materiales sintéticos, en general silicón o poliéster. La temperatura característica es de 155 °C.

La mayoría de las plantas de bombeo tienen motores eléctricos, donde la instalación eléctrica de los mismos, no sólo es llevar la energía hasta ellos, también requiere de medios de conexión y desconexión así como el control de estos, dependiendo de la aplicación específica para la cual fueron seleccionados.

Centro de control de motores

Un centro de control de motores (CCM) es esencialmente un tablero que se usa en primer término para montar los componentes del alimentador, de los motores y sus circuitos derivados. El número de secciones en un CCM depende del espacio de cada uno de los componentes.

El centro de control de motores ofrece las siguientes ventajas:

- 1.- Permite que los aparatos de control se alejen de lugares peligrosos.
- 2.- Permite centralizar el equipo en el lugar más apropiado.
- 3.- Facilita el mantenimiento y el costo de la instalación es menor.
- 4.- Brinda mayor seguridad, ya que las barras están totalmente cubiertas, van rígidamente sostenidas y son de amplia sección transversal.
- 5.- Simplifica las conversiones ya que unidades individuales o secciones completas pueden ser agregadas, cambiadas y/o eliminadas.

El tipo de gabinete requerido para la planta "Las Animas " , es el NEMA 12, que presenta las características siguientes:

NEMA 12: Servicio industrial, servicio interior, ofrece protección contra polvo, pelusas, fibras, goteo, salpicaduras, insectos, aceite, líquidos refrigerantes, requiere de conectores de sello, soportes exteriores de montaje.

Conductores

En cualquier instalación eléctrica, los conductores son los elementos que conducen la corriente eléctrica de las fuentes a las cargas e interconectan los elementos de control y protección.

Los conductores se pueden clasificar por:

- 1.- Por su configuración física
- 2.- Por su aislamiento

1.- Por su configuración física se tienen:

- Alambre: Está formado por un solo hilo de sección circular.
Cable : Se forma por varios hilos reunidos en formación geométrica.
Cordón : Se encuentra formado por varios hilos reunidos al azar.
Solera : Es una barra sólida de sección rectangular.

2.- Por el aislamiento

El aislamiento sirve para confinar la corriente y el campo eléctrico dentro de la masa del conductor. Los materiales más usados son los siguientes:

TIPO	TENSION DE OPERACION (KV)		
Elastómeros (etileno-propileno)	0.6	a	46
Termoplásticos (policloruro de vinilo)	0.6	a	15
Termofijos (Polietileno de cadena cruzada)	0.6	a	69
Papel impregnado	2.0	a	69

Calibre de conductores

Los calibres de los conductores dan una idea de la sección o diámetro de los mismos y se designan usando el Sistema Americano de Calibres (AWG) por medio de un número al cual se hace referencia para sus otras características como son: diámetros, área, resistencia, etc.

El Circular Mil es otra denominación de los conductores y se define como :

Circular Mil es el área de una sección circular que tiene un diámetro de una milésima de pulgada.

$$1 \text{ CM} = \frac{(0.001 \text{ pulg})^2 * \Pi}{4}$$

$$1 \text{ CM} = 0.7854 * 10^{-6} \text{ pulg}^2$$

$$1 \text{ CM} = 0.0005067 \text{ mm}^2$$

Canalización

La *instalación de cables* puede efectuarse de diferentes formas siendo las más comunes:

* Directamente enterrado

En este tipo de instalación los cables se encuentran en contacto directo con el subsuelo, la tierra circundante sirve para disipar el calor generado por los mismos.

* En ducto

Los cables se encuentran en contacto directo con el aire contenido dentro del ducto y éste es el que sirve para disipar el calor generado por los mismos y transmitirlos al material del ducto y a su vez al medio circundante, generalmente se instalan de uno a tres cables por ducto.

* En trinchera

Las instalaciones en trinchera se hacen en dos formas: en ménsulas sobre las paredes de las trincheras directamente en el suelo,

los cables de encuentran en contacto con el aire y este les sirve para disipar el calor generado por los mismos; directamente en el suelo de la trinchera, se deben colocar de forma tal que se evite el daño mecánico a los mismos.

SELECCION DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR

La selección del calibre del conductor se puede efectuar de diferentes maneras siendo las más comunes:

- * Por ampacidad.
- * Por caída de tensión.

Por Ampacidad

La selección del calibre por ampacidad está referida a tablas en las cuales se tienen valores obtenidos mediante expresiones matemáticas, donde están consideradas diferentes características como son el tipo de instalación, la temperatura ambiente, el factor de carga, etc.

Es necesario obtener la corriente nominal del circuito mediante la expresión:

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} \cdot V} \dots\dots\dots (1)$$

Por caída de tensión

La selección del calibre por caída de tensión debe considerarse cuando la longitud del circuito es considerable y se requiere limitar la caída de tensión en el sistema. Para el cálculo de la caída de tensión se utiliza la siguiente expresión:

$$V = ZI \quad \dots\dots\dots (2)$$

- donde: V: Caída de tensión en volts.
Z: Impedancia del cable en ohms.
I: Corriente en el conductor en amperes.

La impedancia del cable se calcula mediante:

$$Z = R + j X_L \quad \dots\dots\dots (3)$$

- donde: R: resistencia óhmica a corriente alterna en ohms/km.
X_L: Reactancia inductiva en ohms/km.

La reactancia inductiva se calcula mediante la expresión:

$$X_L = 2\pi f L \quad \dots\dots\dots (4)$$

- donde: X_L = Reactancia inductiva en ohms/km.
f = Frecuencia del sistema.
L = Inductancia en Henrys/km.

Protecciones

Los circuitos están sujetos a sobrecorrientes destructivas, comportamientos inadecuados, deterioros generales, daños accidentales por causas naturales, expansión excesiva o sobrecarga del sistema de distribución, que son los factores que contribuyen a la ocurrencia de tales sobrecorrientes. Los dispositivos adecuados de protección previenen o minimizan el costo por daños en transformadores, motores, conductores y otros componentes.

Los circuitos derivados se protegen individualmente para sobrecorrientes de cortocircuito por medio de fusibles o interruptores electromagnéticos.

Una sobrecorriente puede ser una corriente de sobrecarga o una

corriente de cortocircuito, la corriente de sobrecarga es una corriente excesiva en relación a la corriente nominal de operación; se presenta en los conductores y en otros componentes de un sistema de distribución. Como su nombre lo indica una corriente de cortocircuito es la que fluye por fuera de las vías de conducción normales.

Las continuas sobrecargas pueden ser causadas por motores defectuosos (tales como rodamientos de motor desgastados), equipos sobrecargados o demasiadas cargas en un solo circuito. Estas sobrecargas son destructivas y deben ser cortadas por los dispositivos de protección antes que dañen el sistema de distribución o afecten el sistema de carga. Sin embargo, éstas son de una magnitud relativamente bajas comparadas con las corrientes de cortocircuito, las cuales, en milisegundos deben cortarse para prevenir daños permanentes a los equipos. En donde quiera que ocurran las corrientes de sobrecargas para bajos niveles de voltaje, las corrientes de cortocircuito o falla pueden ser decenas de veces mayores que la corriente nominal de operación.

Los fusibles e interruptores son los dispositivos que se usan normalmente para proteger las instalaciones y equipo contra sobrecorrientes y contra cortocircuito. Operan básicamente abriendo (librando) los circuitos en los que están antes de que los valores de corriente excedan la corriente permisible en los conductores.

El fusible es el dispositivo de protección más apropiado contra cortocircuito. Las partes fundamentales de un fusible son : uno o varios elementos fusible encapsulados en un tubo y conectado a los contactos de las terminales. La resistencia eléctrica del elemento es tan baja que simplemente actúa como un conductor. Sin embargo, cuando ocurre una corriente destructiva, el elemento se funde muy rápidamente y abre el circuito para proteger los conductores, otros componentes del circuito y las cargas.

Las características del fusibles son estables. Los fusibles no requieren mantenimiento periódico o pruebas.

Los fusibles garantizan una protección óptima de componentes manteniendo las corrientes de falla a un valor bajo. Se dice que son limitadores de corriente.

Los interruptores termomagnéticos están diseñados para abrir el circuito en forma automática cuando ocurre una sobrecarga accionado por una combinación de un elemento térmico

Los interruptores termomagnéticos operan con el elemento térmico para fallas de sobrecargas y con el elemento magnético para fallas de sobrecorriente del tipo de cortocircuito, en combinación con relevadores de protección.

Un dispositivo de protección debe ser capaz de manejar la energía destructiva de las corrientes de cortocircuito.

Si una corriente de falla excede el nivel de capacidad del dispositivo de protección, el dispositivo puede romperse, causando daños adicionales. Es importante en la utilización de un fusible o un termomagnético, la utilización de un dispositivo que pueda soportar las corrientes de cortocircuito de mayor potencial. El valor que determina la capacidad de un dispositivo de protección para mantener su integridad cuando reaccione a las corrientes de falla se denomina capacidad de interrupción.

La coordinación de dispositivos de protección previene interrupciones en un sistema causado por sobrecorrientes. Cuando solamente se abre el dispositivo de protección más cercano a la falla y los dispositivos anteriores permanecen cerrados, se dice que los dispositivos de protección están coordinados selectivamente.

Cálculos para el circuito de 4.16 kV

Alimentadores.- Son los conductores que alimentarán a los cinco motores de que consta la planta de bombeo y al transformador de servicios propios, a partir del lado de baja tensión del transformador de

potencia. La canalización será en ducto y en charola.

Por ampacidad

Teniendo en cuenta lo que se indica en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-1994 en el artículo 430, parte B Conductores para circuitos de motores:

"Los conductores para alimentar varios motores y otras cargas deben tener capacidad de corriente para la suma de la corriente a plena carga de todos los motores, más el 25 % de la corriente nominal del motor mayor, más las corrientes nominales de las otras cargas".

En el primer alimentador se debe alimentar a los dos motores de 1000 C.P., cuya corriente nominal de cada uno es de 136.0 Amperes y en situaciones especiales de mantenimiento del otro transformador de potencia, se debe alimentar al transformador de servicios cuya capacidad es de 45 KVA.

Para obtener la capacidad nominal del conductor se debe determinar la corriente nominal del transformador de 45 KVA.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} \cdot V_s}$$

$$I = \frac{45}{\sqrt{3} \cdot 4.16}$$

$$I = 6.25 \text{ A}$$

Determinando la capacidad de conducción del alimentador

1 transformador de 45 KVA		6.25 A
2 motores de 1000 CP	2.0 x 136	271.00 A
25 % de la corriente nominal del motor	0.25 x 136	<u>34.00 A</u>
	Corriente total	312.25 A

Existe una recomendación, en la que se indica que los conductores de salida de un transformador deben tener capacidad para el 125 % de la capacidad máxima de éste.

Los transformadores de potencia que se proponen tiene las características siguientes:

Capacidad: 1500 / 1725 KVA, enfriamiento OA/FA, tensiones nominales de 115 000 / 4 160 volts, frecuencia 60 hertz.

La máxima capacidad es 1 725 KVA, por lo que el valor de la corriente es:

$$I = \frac{1.25 \cdot KVA}{\sqrt{3} \cdot V}$$

$$I = \frac{1.25 \cdot 172500}{\sqrt{3} \cdot 4.16}$$

$$I = 299.27 \text{ A}$$

Comparando los dos valores obtenidos, el alimentador debe ser seleccionado para 312.25 A.

Para el segundo alimentador, en el cual se tiene:

3 motores de 600 CP	3 x 77	231.00 A
1 transformador de 45 KVA		6.25 A
25 % de la corriente nominal del motor	0.25 x 77	<u>19.25 A</u>
	Corriente total	256.50 A

La corriente anterior 256.50 A , puede ser conducida con un conductor de cobre de 85.03 mm² (3 / 0 AWG). Si se atiende la recomendación de considerar el 25 % adicional a la máxima capacidad del transformador 299.27 A.

El conductor debe ser seleccionado para conducir 299.27 A.

De acuerdo a la tabla siguiente y tomando en cuenta el medio de canalización a realizar (ducto y charola), se selecciona conductor de cobre calibre de 126.7 mm² (250 CM) con asilamiento EP o XLP, cuya capacidad en ducto es de 325 A, y en charola es de 360 A, cumpliendo con la capacidad de conducción requerida de cualquiera de los dos alimentadores.

Calibre AWG/ CM	Conducción de corriente			Inductancia aproximada mH/km
	charola	ducto	enterrado	
6	93	90	115	1.017
4	120	115	145	0.971
2	165	155	185	0.922
1/0	215	200	240	0.872
2/0	245	230	270	0.848
3/0	285	260	305	0.826
4/0	325	295	350	0.801
250	360	325	380	0.781
350	435	390	460	0.749
500	535	465	550	0.712

Tabla N° 1 .- Capacidad de conducción e Inductancia en cables

Mediante el método de caída de tensión:

En este método se aplicarán las expresiones 2, 3 y 4 que son:

$$\begin{array}{ll}
 V = ZI & \text{Caída de tensión} \\
 Z = R + j X_L & \text{Impedancia total del cable} \\
 X_L = 2\pi f L & \text{Reactancia inductiva}
 \end{array}$$

De la tabla anterior se obtiene el valor de la inductancia, que corresponde a un valor de 0.781 mH / km. Obteniendo el valor de la reactancia inductiva:

$$X_L = 2 \times \pi \times 60 \times 0.000781$$

$$X_L = 0.2944 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Para la obtención de la resistencia del cable se utilizará la siguiente tabla.

Calibre	Resistencia a 60 °C Ω / km	Resistencia a 75 °C Ω / km	Resistencia a 90 °C Ω / km
18	24.563	25.78	27.01
16	15.475	16.24	17.01
14	9.744	10.229	10.715
12	6.135	6.44	6.746
10	3.863	4.05	4.248
8	2.421	2.542	2.663
6	1.524	1.6	1.676
4	0.957	1.0	1.052
2	0.608	0.639	0.669
1 / 0	0.3863	0.4055	0.424
2 / 0	0.309	0.324	0.3398
3 / 0	0.2479	0.2602	0.272
4 / 0	0.198	0.208	0.218
250	0.169	0.1779	0.186
300	0.1426	0.149	0.1568
350	0.1233	0.1295	0.135
400	0.1095	0.115	0.120

Tabla N° 2.- Resistencia de cables de energía

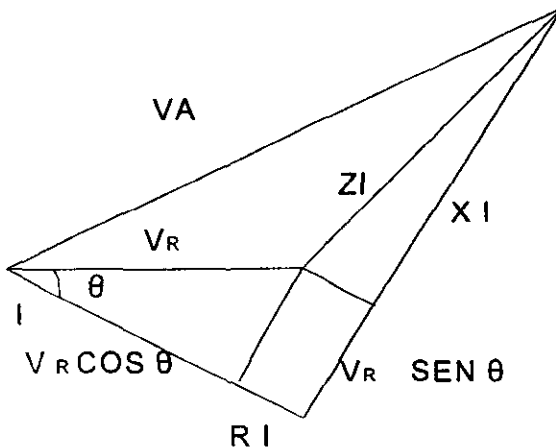
Para el cable calibre 250 CM a 90 °C se tiene una resistencia de:

$$R = 0.186 \Omega / \text{km}$$

Por lo tanto la impedancia del cable calibre 250 CM, 90 °C es de:

$$Z = 0.186 + j 0.2944 \Omega / \text{km}$$

De acuerdo al método, se tendrán dos tensiones que son la tensión de alimentación real al motor y la tensión de recepción, esto se puede mostrar mediante el siguiente diagrama:



donde:

- V_a tensión de alimentación
- V_r tensión de recepción
- I corriente de una fase
- R resistencia del circuito
- X reactancia del circuito
- Φ ángulo de fase entre V_r e I

Del diagrama fasorial se tiene:

$$V_a = \sqrt{(V_r \cos \phi + R I)^2 + (V_r \sin \phi + X I)^2} \dots \dots \dots (5)$$

y para la regulación de voltaje:

$$\% Reg = \frac{V_a - V_r}{V_a} * 100 \dots \dots \dots (6)$$

Obteniéndolo la tensión de recepción, el cual corresponde al valor de la tensión al neutro:

$$V_r = V_n = \frac{V}{\sqrt{3}}$$

$$V_r = V_n = \frac{4160}{\sqrt{3}}$$

$$V_r = 2401.85 \text{ Volts}$$

Considerando lo indicado en el diagrama anterior y de acuerdo a las características que presentan los alimentadores; para la obtención de la tensión de alimentación, es necesario considerar el factor de potencia y la impedancia total del alimentador:

Alimentador N° 1

Es el que alimenta a los motores de 1000 CP y las características que presentan los motores son:

Número de motor	Corriente nominal A	Factor de potencia f.p.
1	136	0.807
5	136	0.807

La longitud que presenta el alimentador es de 64.2 metros

Considerando la información anterior se tiene:

$$I = 2 \times 136$$

$$I = 271 \text{ A}$$

Determinando la impedancia mediante la expresión N° 3:

$$Z = R + j X$$

$$Z = (0.186 + j 0.2944 \text{ } \Omega / \text{ km}) \times 0.0642 \text{ km}$$

$$Z = 0.01194 + j 0.0187 \text{ } \Omega$$

Mediante la ecuación N° 5 para determinar el valor de la tensión de alimentación:

$$V_a = \sqrt{(V_r \cos \Phi + RI)^2 + (V_r \sin \Phi + XI)^2}$$

El factor de potencia es $f.p = 0.9419$

$$\Phi = 19.63^\circ$$

$$\text{sen } 19.63^\circ = 0.3359$$

$$V_a = \sqrt{(2401.85 \times 0.9419 + 0.1194 \times 272)^2 + (2401.85 \times 0.3359 + 0.0187 \times 272)^2}$$

$$V_a = 2406.61 \text{ Volts}$$

$$V_a - V_r = 2406.61 - 2401.85$$

$$V_a - V_r = 4.76 \text{ Volts.}$$

para la pérdida de tensión:

$$\% Reg = \frac{V_a - V_r}{V_a} * 100$$

$$\% Reg = \frac{4.76}{240661} * 100$$

$$\% Reg = 0.1977 \%$$

Es factible la utilización de este conductor ya que no excede la caída de tensión permitida (2 % máxima).

Para el alimentador N° 2

Este alimenta a los tres motores de 600 CP y el transformador de 45 KVA, donde las características que se tienen son:

Potencia	Aparente	Reactiva	Aparente
Motor 600 CP	480 KW	208.036 KVAR	538.03 KVA
Transformador	41.40 KW	17.6334 KVAR	45.0 KVA

De donde las potencias totales son:

Potencia Activa KW	Potencia Aparente KVA
1481.40	1659.09

Obteniendo el valor de la corriente y el factor de potencia

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} * V}$$

$$I = \frac{161409}{\sqrt{3} \cdot 4.16}$$

La corriente es $I = 224.02 \text{ A}$

$$f.p. = \frac{KW}{KVA}$$

$$f.p. = \frac{148140}{161409}$$

El factor de potencia es $f.p. = 0.918$

Este alimentador presenta una longitud de 58.30 metros

Considerando la información anterior se tiene:

$$I = 224.02 \text{ A}$$

$$f.p. = 0.918 \text{ de donde}$$

$$\Phi = 23.36^\circ$$

$$\text{Sen } 23.36^\circ = 0.397$$

Determinando la impedancia mediante la expresión N° 3:

$$Z = R + jX$$

$$Z = 0.186 + j0.2944 \text{ } \Omega / \text{km} \times 0.0583 \text{ km}$$

$$Z = 0.0108 + j0.0171 \text{ } \Omega$$

Mediante la ecuación N° 5 para determinar el valor de la tensión de alimentación:

$$V_a = \sqrt{(V_r \cos \Phi + R I)^2 + (V_r \sin \Phi + X I)^2}$$

$$V_a = \sqrt{(2401.85 \times 0.918 + 0.0108 \times 22402)^2 + (2401.85 \times 0.397 + 0.0171 \times 22402)^2}$$

$$V_a = 2405.99 \text{ Volts}$$

$$V_a - V_r = 2401.85 - 2405.99$$

$$V_a - V_r = 4.14 \text{ Volts.}$$

para la pérdida de tensión:

$$\% \text{ Reg} = \frac{V_a - V_r}{V_a} \times 100$$

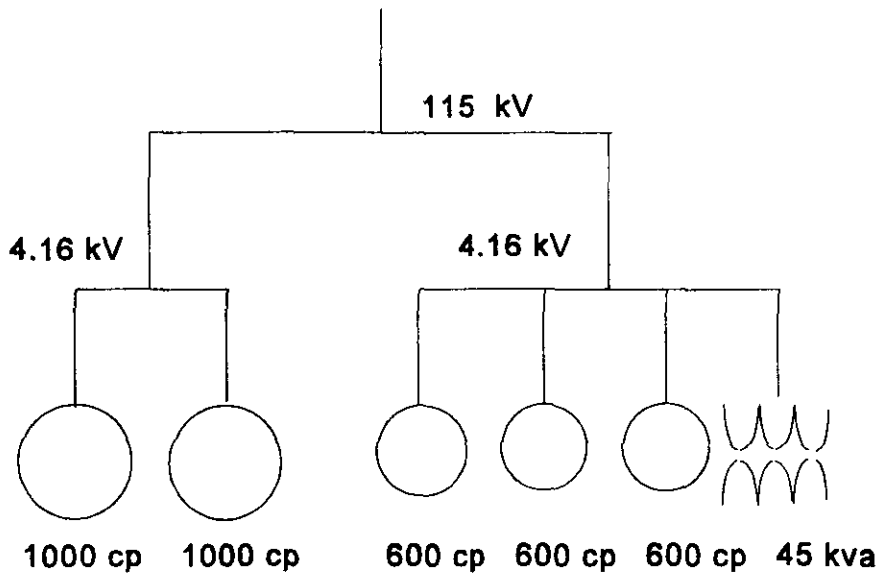
$$\% \text{ Reg} = \frac{4.14}{2405.99} \times 100$$

$$\% \text{ Reg} = 0.172 \%$$

Es factible la utilización de este conductor ya que no excede la caída de tensión permitida (2 % máxima).

Selección de circuitos derivados

Para la selección de los conductores de los circuitos derivados (alimentación a los motores), se tiene la siguiente distribución:



El cálculo para el circuito derivado del motor N° 1 (1000 CP) se presenta a continuación.

Considerando el 25 % de la corriente nominal:

Corriente nominal:	136.0 A
25 % adicional:	<u>34.0 A</u>
Corriente total:	170.0 A

De acuerdo a la tabla N° 1, se selecciona el conductor de cobre de 53.48 mm² (1/0 AWG).

La inductancia que presenta es 0.872 mH/km (tabla N° 1) y la resistencia que presenta este cable es de 0.424 Ω / km (obtenida de la tabla N° 2)

La reactancia del conductor es:

$$X_L = 2\pi f L$$
$$X_L = 2\pi \times 60 \times 0.000872$$
$$X_L = 0.329 \Omega / \text{km}$$

La impedancia del conductor es:

$$Z = 0.424 + j 0.329 \Omega / \text{km}$$

El circuito presenta una longitud de 13.5 metros, por lo tanto la impedancia total del circuito es:

$$Z = (0.424 + j 0.329) \times 0.0135$$
$$Z = 0.0057 + j 0.0044 \Omega$$

De datos de placa: f.p. = $\cos \Phi = 0.807$

$$\Phi = 36.19^\circ \quad \text{sen } \Phi = 0.590$$

Obteniendo la pérdida de tensión:

$$V_a = \sqrt{(V_r \cos \Phi + R I)^2 + (V_r \text{sen } \Phi + X I)^2}$$

$$V_a = \sqrt{(2401.85 \times 0.807 + 0.0057 \times 136)^2 + (2401.85 \times 0.590 + 0.0044 \times 136)^2}$$

$$V_a = 2402.29 \text{ V}$$

Pérdida de tensión = $V_a - V_r$
Pérdida de tensión = $2402.29 - 2401.85$
Pérdida de tensión = 0.44 volt

$$\text{Reg} = \frac{V_a - V_r}{V_a} * 100$$

$$\% \text{Reg} = \frac{0.44}{240229} * 100$$

$$\% \text{Reg} = 0.0183 \%$$

Para el motor N° 5 (1000 CP)

La longitud de este circuito es de 20.9 metros

La impedancia del conductor es:

$$Z = 0.424 + j 0.329 \ \Omega / \text{km}$$

Donde la impedancia total es:

$$Z = (0.424 + j 0.329) \times 0.0209$$

$$Z = 0.0089 + j 0.0069 \ \Omega$$

De datos de placa: f.p. = $\cos \Phi = 0.807$

$$\Phi = 36.19^\circ \quad \text{sen } \Phi = 0.590$$

Obteniendo la pérdida de tensión:

$$V_a = \sqrt{(V_r \cos \Phi + R I)^2 + (V_r \text{sen } \Phi + X I)^2}$$

$$V_a = \sqrt{(2401.85 \times 0.807 + 0.0089 \times 136)^2 + (2401.85 \times 0.590 + 0.0069 \times 136)^2}$$

$$V_a = 2402.98 \text{ V}$$

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

Pérdida de tensión = $V_a - V_r$
Pérdida de tensión = 2402.98 - 2401.85
Pérdida de tensión = 1.13 volt

$$Reg = \frac{V_a - V_r}{V_a} * 100$$

$$\% Reg = \frac{1.13}{240298} * 100$$

$$\% Reg = 0.047 \%$$

La selección del conductor de 53.48 mm^2 es adecuada tanto por ampacidad como por caída de tensión.

Para la selección de los conductores para los motores de 600 CP

Por ampacidad:

Considerando el 25 % de la corriente nominal:

Corriente nominal:	77.00 A
25 % adicional:	<u>19.25 A</u>
Corriente total:	91.25 A

Esta capacidad de conducción corresponde a cable de cobre calibre de 21.15 mm^2 (4 AWG).

De acuerdo a las tablas N° 1 y 2 se tiene:

Resistencia del conductor: $R = 1.052 \Omega / \text{km}$
Inductancia del conductor: $L = 0.971 \text{ mH} / \text{km}$

La reactancia es:

$$X_L = 2\pi f L$$

$$X_L = 2\pi \times 60 \times 0.000971$$

$$X_L = 0.366 \text{ } \Omega / \text{km}$$

La impedancia total del conductor es:

$$Z = 1.052 + j 0.366 \text{ } \Omega / \text{km}$$

Para el motor N° 2 : la longitud que presenta es de 16.30 metros

$$Z = (1.052 + j 0.366) \times 0.00163$$

$$Z = 0.0171 + j 0.0059 \text{ } \Omega$$

De datos de placa se tiene: f.p. = $\cos \Phi = 0.857$

$$\Phi = 31.02^\circ \quad \text{sen } \Phi = 0.515$$

Cálculando la pérdida de tensión:

$$V_a = \sqrt{(V_r \cos \Phi + R I)^2 + (V_r \text{sen } \Phi + X I)^2}$$

$$V_a = \sqrt{(2401.85 \times 0.857 + 0.0171 \times 77)^2 + (2401.85 \times 0.515 + 0.0059 \times 77)^2}$$

$$V_a = 2403.07 \text{ V}$$

Pérdida de tensión = $V_a - V_r$

Pérdida de tensión = $2403.07 - 2401.85$

Pérdida de tensión = 1.22 volt

$$\% \text{ Reg} = \frac{V_a - V_r}{V_a} * 100$$

$$\% Reg = \frac{1.22}{240307} * 100$$

$$\% Reg = 0.0507 \%$$

Para el motor N° 3 : la longitud del circuito es de 12.90 metros.

$$Z = (1.052 + j 0.366) \times 0.00129$$

$$Z = 0.01351 + j 0.0049 \Omega$$

$$V_a = \sqrt{(V_r \cos \phi + RI)^2 + (V_r \sin \phi + XI)^2}$$

$$V_a = \sqrt{(2401.85 \times 0.857 + 0.0135 \times 77)^2 + (2401.85 \times 0.515 + 0.0049 \times 77)^2}$$

$$V_a = 2402.54 \text{ V}$$

$$\text{Pérdida de tensión} = V_a - V_r$$

$$\text{Pérdida de tensión} = 2402.54 - 2401.85$$

$$\text{Pérdida de tensión} = 0.69 \text{ volt}$$

$$\% Reg = \frac{V_a - V_r}{V_a} * 100$$

$$\% Reg = \frac{0.69}{240254} * 100$$

$$\% Reg = 0.028 \%$$

Para el motor N° 4 la longitud del circuito es 10.90 metros.

$$Z = (1.052 + j 0.366) \times 0.00109$$

$$Z = 0.0115 + j 0.0040 \Omega$$

$$V_a = \sqrt{(V_r \cos \Phi + R I)^2 + (V_r \sin \Phi + X I)^2}$$

$$V_a = \sqrt{(2401.85 \times 0.865 + 0.0115 \times 77)^2 + (2401.85 \times 0.501 + 0.0040 \times 77)^2}$$

$$V_a = 2403.04 \text{ V}$$

$$\text{Pérdida de tensión} = V_a - V_r$$

$$\text{Pérdida de tensión} = 2403.04 - 2401.85$$

$$\text{Pérdida de tensión} = 1.19 \text{ volt}$$

$$\% \text{ Reg} = \frac{V_a - V_r}{V_a} \times 100$$

$$\% \text{ Reg} = \frac{1.19}{2403.04} \times 100$$

$$\% \text{ Reg} = 0.05 \%$$

Para los motores de 600 CP es admisible el conductor de cobre de sección de 21.15 mm^2 (4 AWG) , puesto que no rebasa el porcentaje máximo de caída de tensión permisible.

Resumen de conductores para la red de fuerza

Conductor	Calibre mm ²	Longitud m	% de caída de tensión %
Alimentador N° 1	126.7	64.20	0.1978
Alimentador N° 2	126.7	58.30	0.172
Motor N° 1	53.48	13.50	0.0183
Motor N° 2	21.15	16.30	0.0507
Motor N° 3	21.15	12.90	0.028
Motor N° 4	21.15	10.90	0.022
Motor N° 5	53.48	20.90	0.047

La alimentación en 4.16 kV se realiza en dos secciones, cada una recibe alimentación de un transformador de 1500 / 1725 KVA. Cada juego de barras debe ser para 1 200 A. Están construidas con solera de cobre para operar con una densidad de corriente de 2.5 A / mm².

Protecciones

Para la protección del circuito de 4.16 kV se tiene:

Un interruptor para cada uno de los circuitos alimentadores procedentes de los transformadores de potencia, con las características siguientes:

Interruptor en vacío, tres polos, tensión nominal 4.16 kV, tensión máxima de diseño 4.76 kV, capacidad interruptiva 36 kA, 250 MVA, tiempo de apertura 5 ciclos en base de 60 Hertz, tensión de control 125 V. c.a. , capacidad de corriente instantánea en 3 segundos 36 kA, capacidad de corriente durante el cierre 58 kA.

Para la desconexión de los circuitos derivados de los dos motores de 1000 CP, de los tres motores de 600 CP, de los bancos de capacitores obtenidos en la corrección del factor de potencia (carga conectada) y del lado de 4.16 kV del transformador de 45 KVA se propone utilizar un seccionador con carga de un tiro, tripolar, operación en grupo, manualmente operado con portafusibles y dispositivo de disparo automático con relevadores de inducción.

Obteniendo las corriente individuales para determinar la corriente nominal del seccionador.

Se tienen bancos de capacitores con el fin de mejorar el factor de potencia. Estos bancos son paea los motores de 1000 y 600 CP asi como para la operación de la línea en vacío, los valores son:

Motor de 1000 CP	300 KVA
Motor de 600 CP	75 KVA
Línea	30 KVA

Para el conjunto de motor de 1000 CP y su banco de capacitores se tiene:

Potencia aparente:	849.29 KVA
Potencia real:	800.00 KW
Potencia reactiva	285.12 KVAR

En el conjunto del motor de 600 CP y el banco correspondiente, las potencias corregidas son:

Potencia aparente:	523.14 KVA
Potencia real:	480.00 KW
Potencia reactiva:	208.03 KVAR

Onteniendo las corrientes para determinar la capacidad de los fusibles:

Para el motor de 1000 CP

Este motor opera con un capacitor de 300 KVA y cuya carga combinada es de 849.12 KVA. Obteniendo la corriente:

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} \cdot Vs}$$

$$I = \frac{849.12}{\sqrt{3} \cdot 4.16}$$

$$I = 117.85 \text{ A}$$

Para el motor de 600 CP, que opera con un capacitor de 75 KVA y cuya carga combinada es de 523.03 KVA

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} \cdot Vs}$$

$$I = \frac{523.03}{\sqrt{3} \cdot 4.16}$$

$$I = 72.59 \text{ A}$$

Para el capacitor conectado a la línea, el cual es de 30 KVA y opera a 4.16 kV

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} \cdot Vs}$$

$$I = \frac{30}{\sqrt{3} \times 4.16}$$

$$I = 4.16 \text{ A}$$

Para el transformador de 45 KVA y operando a 4.16 kV

$$I = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \times V_s}$$

$$I = \frac{45}{\sqrt{3} \times 4.16}$$

$$I = 6.25 \text{ A}$$

La corriente nominal del seccionador es de 400 A, tensión nominal de 7.2 kV y nivel básico de aislamiento al impulso de 60 kV.

Los fusibles de potencia a utilizar de acuerdo con las corrientes obtenidas anteriormente deben ser:

Equipo	Fusible
Motor de 1 000 CP	160 A
Motor de 600 CP	100 A
Capacitor de 30 KVA	7 A
Transformador de 45 KVA	7 A

INSTALACIONES DE BAJA TENSION

Dentro de la instalación de baja tensión (220 - 127 volts) se considera la alimentación de las luminarias, los motores de la grua, las resistencias calefactoras, y los tomacorrientes necesarios para un correcto servicio de las necesidades que se tengan en la planta de bombeo.

Las instalaciones de energía eléctrica deben estar dotadas de alumbrado para que el personal de operación, mantenimiento y vigilancia puedan desarrollar sus trabajos respectivos.

En la iluminación se pueden considerar cuatro propósitos básicos:

- a.- Seguridad en la operación del equipo.
- b.- Tránsito sin peligro.
- c.- Inspección del equipo.
- d.- Trabajos de mantenimiento.

En una subestación se puede utilizar desde luminarios de focos incandescentes y fluorescentes hasta luminarios de alta intensidad de descarga. Se recomienda utilizar luminarias de vapor de sodio para la iluminación del equipo exterior y lámpara fluorescentes para el alumbrado interior.

Se tiene la alimentación de las luminarias, los motores de la grúa, las resistencias calefactoras, los tomacorriente; por lo que es necesario realizar la selección de los conductores.

Para la selección del calibre del conductor se debe tener en consideración:

- a) Temperatura
- b) Agrupamiento de conductores.

a) Temperatura

Por norma para la instalación de conductores, al existir una temperatura ambiente superior a los 30 °C se debe realizar la corrección por temperatura. La siguiente tabla nos indica el valor de este factor.

Temperatura Ambiente °C	TW,UF 60 °C	RHW,THW 75°C	RHW,THW 90 °C
21 a 25	1.08	1.05	1.04
26 a 30	1.00	1.00	1.00
31 a 35	0.91	0.94	0.96
36 a 40	0.82	0.88	0.91
41 a 45	0.71	0.82	0.87
46 a 50	0.58	0.75	0.825
51 a 55	0.41	0.67	0.76
56 a 60	--	0.58	0.71
61 a 70	--	0.33	0.58
71 a 80	--	--	0.41

Tabla N° 1 .- Factor de corrección por temperatura.

b) Agrupamiento de conductores

Para la correcta disipación de calor dentro de una canalización se debe tener un espacio ocupado por los conductores por los cuales pasará la corriente (conductores vivos) y dependiendo del número de dichos conductores se debe aplicar el factor de agrupamiento, este se muestra a continuación.

Número de conductores	Factor de corrección
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

Tabla N° 2.- Factor de corrección por agrupamiento.

El calibre de los conductores debe de calcularse por:

a) Ampacidad

Para la selección de los conductores mediante el método de ampacidad, se deben conocer los siguientes datos:

- potencia en CP o KW
- voltaje de operación V
- número de fases , ϕ
- eficiencia, η
- factor de potencia

1.- Primeramente se debe determinar el valor de la corriente demandada por la carga.

Para el circuito alimentador se obtiene por la expresión siguiente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_n} \dots\dots\dots (1)$$

Donde: I Corriente en A.
 P Potencia en MVA.
 Vn Tensión nominal en volts.

Para el circuito derivado se tienen dos casos:

Para el caso de cargas de fuerza, la corriente nominal puede ser obtenida mediante las siguientes expresiones:

Para motor trifásico:

$$I_{3\phi n} = \frac{CP \cdot 746}{\sqrt{3} \cdot V \cdot f.p. \cdot \eta} \dots\dots\dots (2)$$

Para motores monofásicos:

$$I_{1\phi n} = \frac{CP \cdot 746}{V \cdot f.p. \cdot \eta} \dots\dots\dots (3)$$

Donde: C.P. Potencia en caballos.
 V Tensión nominal de alimentación, en volts.
 f.p. Factor de potencia.
 η Eficiencia.

El segundo caso es para cargas generales como son alumbrado, tomacorrientes, calefacción, etc. donde la corriente depende del número de fases y del factor de potencia, por lo que la obtención de

ésta se realiza mediante la siguiente expresión:

$$I = \frac{P}{K \cdot V_n \cdot f.p.} \dots\dots\dots (4)$$

Donde: I Corriente en A.
K Constante que depende del número de fases
Vn Tensión nominal en volts.
f.p. Factor de potencia de la carga.

2.- Para corregir la corriente nominal contra sobrecarga

$$I_c = 1.25 \cdot I \dots\dots\dots (5)$$

3.- Aplicar factores de corrección por agrupamiento y temperatura

$$I_{ct} = \frac{I_c}{F.A. \cdot F.T.} \dots\dots\dots (6)$$

Donde : F.A. Factor de agrupamiento
F.T. Factor de temperatura

Con el valor obtenido de la corriente se debe consultar la tabla de capacidades de conducción de conductores de cobre.

b) Caída de tensión

En el cálculo de los conductores por el método de caída de tensión, se debe verificar lo establecido en la Norma Oficial Mexicana (NOM-001-SEMP- 1994), en la cual se establece que la caída máxima permisible entre el circuito alimentador y el circuito derivado debe presentar una caída máxima de tensión del 5 %.

Para sistemas monofásicos y bifásicos:

$$e = \frac{4 * L * I_n}{s * V} \dots\dots\dots (7)$$

Para sistemas trifásicos:

$$e = \frac{2 * \sqrt{3} * L * I_n}{s * V} \dots\dots\dots (8)$$

Con el valor de la sección obtenida y el porcentaje máximo de caída de tensión, se consulta la tabla correspondiente para verificar el valor del calibre obtenido para la corriente nominal considerada.

AREA DE LA SECCION		TW, UF 60 ° C	RHW, THW 75 ° C
mm2	AWG/kCM		
0.8235	18	5	-
1.3070	16	7	-
2.0820	14	15	20
3.3070	12	25	25
5.2600	10	30	35
8.3670	8	40	50
13.3000	6	55	65
21.1500	4	70	85
33.6200	2	95	115
42.4100	1	110	130
53.4800	1/0	125	150
67.4300	2/0	145	175
85.0100	3/0	165	200
107.20	4/0	195	230
126.70	250	215	255
152.00	300	240	285
177.30	350	260	310
202.70	400	280	335
253.40	500	320	380
304.00	600	355	420
380.00	750	400	475
506.70	1000	455	545

Tabla N° 3.- Sección transversal y calibres.

Por canalizaciones eléctricas se entienden los dispositivos que se emplean para contener a los conductores, de manera que estén protegidos contra el deterioro mecánico y la contaminación, además para que protejan a las instalaciones eléctricas contra incendios por arcos eléctricos que se presentan en condiciones de cortocircuito.

Los medios de canalización más comunes en las instalaciones eléctricas son:

- a) Tubo metálico rígido
- b) Tubo metálico flexible
- c) Tubo no metálico
- d) Ductos
- e) Charolas

En las instalaciones eléctricas todas las conexiones de conductores o uniones entre conductores se deben realizar en cajas de conexión aprobadas para tal fin y deben estar instaladas en donde puedan ser accesibles para poder hacer los cambios necesarios en las instalaciones.

Por otra parte todos los apagadores y salidas para lámparas se deben encontrar alojados en cajas y en forma similar los contactos.

Las cajas se construyen metálicas y de plástico según se usen para instalaciones con tubo conduit metálico o con tubo rígido de pvc o polietileno.

Cálculos para las instalaciones de baja tensión.

Para obtener la capacidad del transformador que alimenta los servicios auxiliares de la planta, se realizan los siguientes cálculos.

a.- Carga de alumbrado.

De acuerdo a lo indicado a las Disposiciones Complementarias para la Venta y Suministro de la Energía Eléctrica, en relación a las luminarias fluorescentes y a base de vapores, la carga de operación se obtendrá con el valor de la carga nominal más un 25 % adicional para la consideración de accesorios auxiliares que se requieran para el buen funcionamiento. El factor de potencia a considerar es de 0.94 para obtener cálculos conservadores.

Para el alumbrado de la Planta de Bombeo se tienen las siguientes cargas:

Denominación y características	Carga en watts	
	nominal	operación
Alumbrado fluorescente 220 v	1184	1480
Alumbrado exterior Vapor de sodio	1600	2000
Cuarto de Maq. vapor de sodio	2500	3125
Subestación Vapor de mercurio	1000	1250
Alumbrado exterior Vapor de mercurio	2000	2500
Cuarto de Maq. Fluorescente	<u>1184</u>	<u>1480</u>
Total	9468	11 835

La carga es de 11, 835 watts. Obteniendo el valor de la potencia reactiva:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot F.P.}$$

$$I = \frac{11835}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0.94}$$

$$I = 33.042 \text{ A}$$

$$S = 33.042 \cdot 220 \cdot 1.732$$

$$S = 12590.32 \text{ VA}$$

$$\cos^{-1} 0.94 = 19.95^\circ$$

$$Q = S \sin 19.95$$

$$Q = 12590.32 \cdot \sin 19.95$$

$$Q = 4295.82 \text{ VAR}$$

b.- Carga de motores.

Para la carga de operación de los motores se toman los valores de la tabla N° 4.- Corriente a plena carga de motores trifásicos de C.A., obtenida de la Norma NOM-001-1994.

MOTOR DE INDUCCION DE JAULA DE ARDILLA O ROTOR DEVANADO				
KW	POTENCIA		TENSION DE ALIMENTACION	
		C.P.	220 VOLTS	440 VOLTS
0.373		0.50	2.10	1.00
0.560		0.75	2.90	1.50
0.746		1.00	3.80	1.90
1.119		1.50	5.40	2.70
1.490		2.00	7.10	3.60
2.230		3.00	10.00	5.00
3.730		5.00	15.90	7.09
5.600		7.50	23.00	11.00
7.460		10.00	29.00	15.00
11.190		15.00	44.00	22.00
14.920		20.00	56.00	28.00
18.650		25.00	71.00	36.00
22.380		30.00	84.00	42.00
29.840		40.00	109.00	54.00
37.300		50.00	136.00	68.00
44.760		60.00	161.00	80.00
55.950		75.00	201.00	100.00
74.600		100.00	259.00	130.00
93.250		125.00	326.00	163.00
119.90		150.00	376.00	188.00
149.20		200.00	502.00	251.00

Tabla N° 4 Corriente a plena carga de motores trifásicos de c.a.

De la tabla anterior se tiene:

Para el motor de 15 CP:

$$I = 44 \text{ A.}$$

$$P = 12\,860 \text{ watts.}$$

$$S = \sqrt{3} * V_n * I$$

$$S = \sqrt{3} * 220 * 44$$

$$S = 16\,765.76 \text{ VA}$$

Obteniéndolo el factor de potencia:

$$f.p. = \cos \theta$$

$$f.p. = \frac{P}{S}$$

$$f.p. = \frac{12860}{16765.76}$$

$$f.p. = 0.767$$

$$\theta = 39.91^\circ \quad \text{sen } \theta = 0.642$$

Para la potencia reactiva:

$$Q = S * \text{sen } \theta$$

$$Q = 16\,765.76 * 0.642 \text{ VAR}$$

$$Q = 10\,763.62 \text{ VAR.}$$

Para el motor de 6 C.P. se tiene

$$I = 18.74 \text{ A}$$

$$P = 5\,380 \text{ watts}$$

De donde la potencia aparente es:

$$S = \sqrt{3} * V_n * I$$

$$S = \sqrt{3} * 220 * 18.74$$

$$S = 7\,140.90 \text{ VA}$$

Obteniéndolo el factor de potencia:

$$\text{f.p.} = \cos \theta$$

$$\text{f.p.} = \frac{P}{S}$$

$$\text{f.p.} = \frac{5390}{7140.90}$$

$$\text{f.p.} = 0.7548$$

$$\theta = 40.991^\circ$$

$$\text{sen } \theta = 0.656$$

Para la potencia reactiva:

$$Q = S * \text{sen } \theta$$

$$Q = 7\,140.90 * 0.656 \text{ VAR}$$

$$Q = 4\,684.43 \text{ VAR.}$$

Para el motor de 1 C.P. :

$$I = 3.8 \text{ A}$$

$$P = 953.00 \text{ watts}$$

Obteniendo la potencia aparente:

$$S = \sqrt{3} * V_n * I$$

$$S = \sqrt{3} * 220 * 3.8$$

$$S = 1447.99 \text{ VA}$$

Determinando el factor de potencia:

$$f.p. = \frac{P}{S}$$

$$f.p. = \frac{953.00}{1447.99}$$

$$f.p. = 0.658$$

$$\theta = 48.84^\circ \quad \text{sen } \theta = 0.753$$

Para la potencia reactiva:

$$Q = S * \text{sen } \theta$$

$$Q = 1447.99 * 0.753 \text{ VAR}$$

$$Q = 1090.34 \text{ VAR.}$$

Se tienen 6 motores de 1 C.P., por lo que la potencia demandada es:

$$P = 5718.00 \text{ W}$$

$$S = 8687.94 \text{ VA}$$

$$Q = 6542.04 \text{ VAR}$$

La carga total por motores es:

	Potencia activa	Potencia aparente	Potencia reactiva
Motor de 15 c.p.	12 860	16 765.76	10 763.62
Motor de 6 c.p.	5 380	7 140.90	4 684.43
Motores de 1 c.p.	<u>5 718</u>	<u>8 687.94</u>	<u>6 542.04</u>
	23 958	32 594.60	21 990.09

c.- Carga de calefacción:

Para la calefacción de la subestación compacta y motores se tienen 19 resistencias de 250 watts cada una, obteniendo la potencia demandada por todas las resistencias.

$$P = 250 * 19$$

$$P = 4 750 \text{ W}$$

Se tiene factor de potencia: f.p. = 1, obteniendo el valor de la corriente.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V_n * f.p.}$$

$$I = \frac{4750}{\sqrt{3} * 220 * 1}$$

$$I = 12.47 \text{ A.}$$

Obteniendo las potencias aparente y reactiva:

$$S = \sqrt{3} * V_n * I$$

$$S = \sqrt{3} * 220 * 12.47$$

$$S = 4\,750.00 \text{ VA}$$

$$\text{Del f.p.} = \cos \theta = 1$$

$$\theta = 0^\circ$$

Por lo que $\text{sen } \theta = 0$

$$Q = 0 \text{ VAR}$$

d.- Carga de tomacorrientes

De acuerdo a lo indicado por la norma NOM-001-1994, los tomacorriente se consideran de 180 VA cada uno, teniéndose 13 tomacorriente en la planta, por lo que se tienen las siguientes potencias:

$$S = 180 * 13$$

$$S = 2\,340 \text{ VA}$$

Considerando un factor de potencia de $\text{f.p.} = 0.9$

$$P = S * \text{f.p.}$$

$$P = 2\,340 * 0.9$$

$$P = 2\,106.00 \text{ W}$$

Del factor de potencia: $\text{f.p.} = 0.9$

$$\theta = 25.84^\circ$$

$$\text{sen } \theta = 0.4358$$

$$Q = S * \text{sen } \theta$$

$$Q = 2\,340 * 0.4358$$

$$Q = 1\,019.98 \text{ VAR}$$

Selección de conductores

Por capacidad de conducción de corriente

Se debe realizar la selección de conductores para el circuito alimentador y los circuitos derivados, teniendo en cuenta que existen diferentes condiciones de operación de los equipos.

Las bases de diseño que se consideran son las disposiciones de la Norma NOM-001-OCT- 94 de acuerdo a lo indicado en el artículo 110-14 inciso 2:

" Los cálculos se harán en base a conductores de temperatura de operación de 75 °C. "

Para el circuito alimentador, el cual está alimentando al transformador de 45 KVA, f.p. = 0.90, 3F-4H, 220-127 V, L= 24 m, mediante la ecuación N° 3, considerando que el valor de corriente mayor es en el lado de baja tensión:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_n}$$

$$I = \frac{45}{\sqrt{3} \cdot 220}$$

$$I = 118.094 \text{ A}$$

De acuerdo a la norma NOM-001, los alimentadores deben ser calculados para un 125 % de la capacidad normal:

$$I_c = 1.25 \cdot I$$

$$I_c = 1.25 \cdot 118.094$$

$$I_c = 147.62 \text{ A}$$

Aplicando los factores de corrección por agrupamiento y temperatura, debido a las condiciones de operación se tiene: F.A = 0.8 y F.T = 0.88

$$I_{c1} = \frac{I_c}{F.A. * F.T.}$$

$$I_{c1} = \frac{147.62}{0.8 * 0.88}$$

$$I_{c1} = 209.6875 \text{ A}$$

De la tabla N° 3 se selecciona el conductor de sección transversal de 107.20 mm² (4/0 AWG)

Selección del conductor por caída de tensión

Por caída de tensión, el alimentador no debe exceder de el 2 % .Se tiene una distancia de 24 metros, aplicando la siguiente ecuación.

$$e = \frac{2 * \sqrt{3} * L * I_n}{s * V}$$

$$e = \frac{2 * \sqrt{3} * 24 * 11810}{107.20 * 220}$$

$$e = 0.416$$

Se acepta el calibre del conductor 4/0 debido a que no excede el porcentaje permitido.

Selección de los circuitos derivados

De acuerdo al artículo 110-14 inciso 2 de la norma NOM-001, los cálculos se harán considerando los valores de conductores a temperatura de operación de 60 °C.

La temperatura máxima de operación es de 40 °C, por lo que se debe hacer la corrección de temperatura considerado en la tabla N° 1, el cual tiene un valor de F.T.= 0.82

A continuación se presentan algunos cálculos de circuitos derivados.

Alumbrado de caseta

Potencia: 1 480 watts
fases 2
f.p. 0.94
L 19 metros
V 220 volts

Obteniendo el valor de la corriente:

$$I = \frac{P}{k \cdot f.p. \cdot V_n}$$
$$I = \frac{1480}{1 \cdot 0.94 \cdot 220}$$

$$I = 7.157 \text{ A}$$

De acuerdo a la norma NOM-001, los conductores de los circuitos derivados deben ser calculados para un 125 % de la capacidad normal:

$$I_c = 1.25 * I$$

$$I_c = 1.25 * 7.157$$

$$I_c = 8.94$$

Aplicando el factor de corrección por temperatura se tiene:

$$I_{ct} = \frac{I_c}{F.A. * F.T.}$$

$$I_{ct} = \frac{8.94}{1 * 0.82}$$

$$I_{ct} = 10.90 \text{ A}$$

De la tabla N° 3 se selecciona el conductor de sección transversal de 2.082 mm² (14 AWG)

Selección de conductor por caída de tensión

Por caída de tensión, el circuito derivado no debe exceder el 3%. Se tiene una distancia de 19 metros, aplicando la siguiente ecuación.

$$e = \frac{4 * L * I_n}{s * V}$$

$$e = \frac{4 * 19 * 7.157}{2.082 * 220}$$

$$e = 1.1875$$

Se selecciona el conductor de sección transversal de 2.082 mm²
(14 AWG).

Alumbrado exterior

Potencia: 2 000 watts

fases 2

f.p. 0.94

L 36 metros

V 220 volts

Obteniendo el valor de la corriente:

$$I = \frac{P}{k \cdot f.p. \cdot V_n}$$

$$I = \frac{2000}{1 \cdot 0.94 \cdot 220}$$

$$I = 9.671 \text{ A}$$

Realizando la corrección de corriente:

$$I_c = 1.25 \cdot I$$

$$I_c = 1.25 \cdot 9.671$$

$$I_c = 12.089 \text{ A}$$

Aplicando el factor de corrección por temperatura se tiene:

$$I_{ot} = \frac{I_c}{F.A. \cdot F.T.}$$

$$I_{cf} = \frac{12.089}{1+0.82}$$

$$I_{c1} = 14.74 \text{ A}$$

De la tabla N° 3 se selecciona el conductor de sección transversal de 3.307 mm² (12 AWG)

Selección de conductor por caída de tensión

Por caída de tensión, no debe exceder el 3%. Se tiene una distancia de 36 metros.

$$e = \frac{4 * L * I_n}{s * V}$$

$$e = \frac{4 * 36 * 9.671}{3.307 * 220}$$

$$e = 1.1914$$

Se selecciona el conductor de sección transversal de 3.307 mm² (12 AWG) debido a que cumple con el porcentaje permitido.

Motor de la grua

I 44 A
fases 3
f.p. 0.76
L 14 metros
V 220 Volts

Realizando la corrección de corriente

$$I_c = 1.25 * I$$
$$I_c = 1.25 * 44$$
$$I_c = 55 \text{ A}$$

Aplicando el factor de corrección por temperatura:

$$I_{ct} = \frac{I_c}{F.A. * F.T.}$$

$$I_{ct} = \frac{55}{1 * 0.82}$$

$$I_{ct} = 67 \text{ A}$$

Por conducción de corriente se selecciona el conductor de sección transversal de 21.15 mm² (4 AWG).

Por caída de tensión:

$$e = \frac{2 * \sqrt{3} * L * I_n}{s * V}$$

$$e = \frac{2 * \sqrt{3} * 14 * 44}{21.15 * 220}$$

$$e = 0.46$$

El conductor seleccionado si cumple con la caída de tensión permitida.

Protecciones

Considerando una protección contra sobrecarga mediante interruptores termomagnéticos, en los cuales la corriente se obtiene mediante:

$$I_s = 1.25 * I_n$$

Alumbrado de caseta

$$I_s = 1.25 * 7.157$$

$$I_s = 8.94 \text{ A}$$

Alumbrado exterior

$$I_s = 1.25 * 9.671$$

$$I_s = 12.089 \text{ A}$$

Motor de la grua

$$I_s = 1.25 * 44$$

$$I_s = 55 \text{ A}$$

Obteniendo el cuadro de distribución de cargas:

FALTAN PAGINAS

De la:

112

A la:

114

CUADRO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGAS

Denominación del Circuito	Carga de Operación Watts	Número de Fases	f.p.	Longitud metros	Inom A	Calibre AWG	% e	Interruptor
Alumbrado de caseta	1480	2	0.94	19	7.157	14	1.18	2P-15A
Alumbrado exterior	2000	2	0.94	36	9.671	12	1.914	2P-15A
Alumbrado cuarto de maq	1562.5	2	0.94	28	7.56	12	1.33	2P-15A
Alumbrado cuarto de maq	1562.5	2	0.94	32	7.56	12	1.38	2P-15A
Alumbrado subestación	1250	2	0.94	90	6.04	10	1.879	2P-15A
Alumbrado exterior	1250	2	0.94	29	6.04	12	1.461	2P-15A
Alumbrado exterior	1250	2	0.94	44	6.04	12	1.971	2P-15A
Motor de la grúa	12860	3	0.76	14	44	4	0.46	3P-60A
Motores ventiladores	2859	3	0.66	63	11.4	8	1.352	3P-15A
Motores ventiladores	2859	3	0.66	63	11.4	8	1.352	3P-15A
Motor para interruptor	5390	3	0.75	63	18.74	6	1.40	3P-30A
Resistencias calefactores	2000	2	1.0	9	9.09	14	0.714	2P-15A
Resistencias calefactores	2500	2	1.0	19	11.364	12	1.187	2P-15A
Alumbrado y contactos	509	2	0.94	15	2.461	16	0.513	2P-15A
Contacto cuarto de maq.	972	3	0.90	16	2.834	16	0.546	3P-10A
Contacto de caseta	648	1	0.90	28	5.669	14	1.386	1P-15A
Alumbrado de sótano	1480	2	0.94	19	7.156	14	1.187	2P-15A

SISTEMA DE TIERRAS

Las instalaciones eléctricas deben estar diseñadas para prevenir el peligro de cualquier contacto accidental de las partes metálicas circundantes con los elementos que se encuentran bajo tensión, los cuales deben estar provistos de los apoyos y aisladores adecuados. Aun con estas medidas de seguridad permanece el peligro de que estas partes normalmente aisladas puedan tener contacto con las partes que no están a tensión y se tenga un potencial con respecto a tierra apareciendo un potencial anormal, esto puede ocurrir por alguna causa accidental o por defecto de aislamientos.

El sistema de tierras es un medio de protección para las personas y para los equipos de que consta la instalación eléctrica. El objetivo del sistema de tierras es limitar a valores aceptables las elevaciones de potencial con respecto a tierra, que se presentan en determinadas condiciones especialmente durante fallas a tierra, descargas atmosféricas (rayos) y maniobras (switcheos). Si la red de tierras cumple su función se proporciona seguridad al personal, al equipo y se facilita la operación de protección.

Las funciones principales del sistema de tierras son las siguientes:

- 1.- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sean debidas a una falla en el sistema eléctrico o a la operación de una protección.
- 2.- Evitar que, durante la circulación de estas corrientes a tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación y que pueden ser peligrosas para el personal, considerando que las tensiones tolerables por el cuerpo humano deben ser mayores que las tensiones resultantes en la malla.

3.- Facilitar, mediante la operación de relevadores u otros elementos adecuados, la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.

4.- Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

Para la configuración de las redes de tierras, se han considerado básicamente tres sistemas.

Radial.

En anillo.

De red.

Sistema radial.- Es el más barato pero el menos satisfactorio ya que al producirse una falla en un aparato, se producen grandes gradientes de potencial, consiste en uno o varios electrodos, los cuales se conectan a las derivaciones de cada aparato.

Sistema en anillo.- Este sistema se obtiene colocando en forma de anillo de cable de cobre de suficiente calibre (aproximadamente 1 000 kCM) alrededor de la superficie ocupada por el equipo y conectando derivaciones a cada aparato, mediante un cable más delgado (500 kCM o 4/0 AWG).

Los potenciales peligrosos disminuyen al disiparse la corriente de falla por varios caminos en paralelo. Es un sistema eficiente y económico, eliminándose las grandes distancias de descarga a tierra.

Sistema de red.- Este sistema es el más utilizado actualmente y consiste en una malla formada por cable de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG conectada a través de electrodos de varillas copperweld a partes más profundas para buscar zonas de menor resistividad. Este sistema es el más eficiente.

ELEMENTOS DE LA RED DE TIERRA

Conductores: Los conductores utilizados en los sistemas de tierra son de cable de cobre de calibre mínimo de 4/0 AWG dependiendo del sistema a utilizar.

El cobre desnudo se prefiere por su mejor conductividad tanto eléctrica como térmica, y, sobre todo por ser resistente a la corrosión debido a que es catódico con respecto a otros materiales que pudieran estar enterrados cerca de él.

Electrodos: Son varillas que se clavan en terrenos más o menos blandos y que sirven para encontrar zonas más húmedas, y por lo tanto con menor resistividad eléctrica. Son especialmente importantes en terrenos desprotegidos de vegetación y cuya superficie está completamente seca.

Los electrodos pueden fabricarse con tubos o varillas de fierro galvanizado o con varillas copperweld. En el caso del fierro galvanizado se utiliza en zonas donde la constitución química no ataque a dicho material.

En terrenos donde sus componentes son más corrosivos se utiliza el copperweld, que consiste en una varilla de fierro a la cual se le adhiere un recubrimiento de cobre electrolítico adherido mediante galvanoplastia y en forma continua a la varilla de fierro, combinando las ventajas de la alta conductividad del cobre con la alta resistencia mecánica del fierro.

Conectores: Los conectores utilizados en los sistemas de tierras son:

Conectores a presión
Conectores soldables.

Los conectores deben soportar la corriente de la red de tierra en forma continua. Están fabricados con bronce de alto contenido de cobre para presentar alta resistencia mecánica y a la corrosión.

Los conectores soldables (cadweld) son los más seguros debido a que proporcionan el mejor contacto.

Cada elemento del sistema de tierras, malla, conectores y electrodos deben ser elegidos de tal manera que cumplan con lo siguiente:

- 1.- Tener un punto de fusión suficientemente alto para no sufrir deterioro bajo las más severas condiciones de las magnitudes de la corriente de falla y duración de la mismas.
- 2.- Tener resistencia mecánica suficiente y ser resistente a la corrosión.
- 3.- Tener suficiente conductividad de manera que dichos elementos no contribuyan substancialmente a originar diferencias de potencial peligrosas.

La resistencia de dispersión a tierra se reduce substancialmente a medida que se incrementa la profundidad de la varilla.

Se estima que la resistencia de dispersión puede abatirse un 40 % cuando la profundidad del electrodo se duplica. En lo referente al diámetro de los electrodos, casi no influye en esta resistencia, ya que al duplicar el diámetro sólo se consigue una reducción resistiva de un 12 %.

La resistencia de dispersión es una función directa de la resistividad del terreno; que a su vez depende de la composición del suelo, los diferentes estratos, la humedad y la temperatura.

El terreno seco es de alta resistividad y ésta disminuye al incorporar agua y alcanzar un 20 % de humedad.

A partir de este valor casi no varía la resistividad aunque continúe aumentándose la humedad. En cuanto a la temperatura, la resistividad crece muy lentamente a medida que la temperatura del terreno disminuye hasta llegar al punto de congelación del agua, por debajo de ese punto la resistividad crecerá rápidamente .

En algunos terrenos es posible instalar las varillas hasta el nivel freático (nivel de humedad permanente). La humedad y la temperatura son más estables cuanto más profundo sea el estrato de tierra, por lo que los electrodos deben hincarse a la mayor profundidad posible

Algunos valores típicos de resistividad son:

	Resistividad
Tierra arcillosa húmeda	10 Ω .m
Tierra arcillosa	100 Ω .m
Tierra arenosa húmeda	200 Ω .m
Tierra seca	1000 Ω .m
Roca y tierra seca	1500 Ω .m

Tabla 1.- Resistividad promedio superficial.

La resistencia eléctrica total del sistema de tierras debe conservarse en el valor más bajo posible, los valores aceptables van desde 10 ohms hasta menos de 1 ohm, incluyendo todos los elementos que forman el sistema.

Para reducir la resistencia total del sistema se puede aumentar el área total de la malla reduciendo los espaciamientos entre los conductores de ésta, o bien, usar un mayor número de electrodos.

Si se tiene terrenos con muy alta resistividad se puede mejorar artificialmente su calidad adicionándoles sulfato de magnesio, sulfato de cobre o cloruro de sodio (sal de grano). El sulfato de magnesio es el menos corrosivo y el cloruro de sodio es el más económico.

La bentonita es una arcilla natural conformada básicamente por silicato de aluminio; si se le adiciona la cantidad adecuada de agua para aumentar su volumen en unas 6 veces, se convierte en una arcilla pastosa que se adhiere estrechamente a cualquier superficie. Su resistividad es de unos $2 \Omega \text{ m}$.

Diseño de la red de tierras

En el criterio para el diseño de la malla, los valores de diferencias de potencial que se desarrollan durante las fallas a tierra, descargas atmosféricas y maniobras, deben ser inferiores a los tolerables por el personal y el equipo.

Los voltajes de seguridad son las denominadas tensiones de contacto, de paso y de malla.

Tensión de paso (E_p) : La tensión que durante el funcionamiento de una red de tierras puede resultar entre el pie de una persona apoyada en el suelo a la distancia de un metro (un paso) o entre un pie y otro de forma convencional.

Tensión de contacto (E_t) : La tensión a la cual puede ser sometido el cuerpo humano por contacto con una carcasa o estructura metálica que normalmente no está en tensión, de una máquina o aparato.

Tensión de malla (E_m) : La tensión de malla es un caso especial de la tensión de contacto, en la cual existen muchas probabilidades de que el objeto tocado a distancias superiores a un metro, esté conectado directa o indirectamente a la malla.

Para el cálculo de la red de tierra, y de acuerdo al estándar 80 de IEEE se tiene la siguiente expresión:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \dots\dots\dots (1)$$

- Donde :
- ρ resistividad del terreno en Ω -m.
 - R resistencia de la red de tierras en Ω .
 - r radio de un círculo de área igual a la ocupada por la red.
 - L longitud total de conductores enterrados en m.

Las siguientes expresiones nos determinan los potenciales tolerables por el personal.

$$V_p = \frac{157 + 0.94\rho_s}{\sqrt{t}} \dots\dots\dots (2)$$

$$V_c = \frac{157 + 0.24\rho_s}{\sqrt{t}} \dots\dots\dots (3)$$

- Donde:
- Vp Voltaje de paso tolerable.
 - Vc Voltaje de contacto tolerable.
 - t tiempo para librar la falla en segundos.
 - ρ_s resistividad del terreno en Ω .m

Para los potenciales desarrollados se tiene:

$$E_p = 0.1a0.15\rho i \dots\dots\dots (4)$$

$$E_c = 0.6a0.8\rho i \dots\dots\dots (5)$$

$$E_m = \rho i \dots\dots\dots (6)$$

- Donde:
- Ep Tensión de paso desarrollada.
 - Ec Tensión de contacto desarrollada.
 - Em Tensión de malla desarrollada.
 - ρ Resistividad del terreno en $\Omega.m$
 - i Corriente por metro de conductor enterrado, en Amperes.

Cálculo del sistema de tierras

La norma NOM-001-1994 indica las características mínimas a cumplir en la configuración del sistema de tierras.

Disposición física: El cable que forme el perímetro exterior de la malla, debe ser continuo de manera que encierre toda el área en que se encuentra el equipo de la subestación.

La malla debe estar constituida por cables colocados paralelamente y perpendicularmente, con un espaciado adecuado a la resistividad del terreno y preferentemente formando retículas cuadradas.

En cada cruce de conductores de la malla, éstos deben conectarse rígidamente entre sí y en los puntos adecuados conectarse a electrodos de tierra de 2.40 metros de longitud mínima, clavados verticalmente.

La resistencia eléctrica total del sistema de tierra debe conservarse en un valor (incluyendo todos los elementos que forman el sistema) menor a:

- 25 Ω para subestaciones hasta 250 KVA y 34.5 kV
- 10 Ω para subestaciones mayores de 250 KVA y hasta 34.5 kV
- 5 Ω para subestaciones con tensiones mayores a 34.5 kV

Para el sistema de tierras a calcular la resistencia debe ser de un valor inferior a los 5 Ω , debido a que la tensión nominal es de 115 kV.

1.- De acuerdo a mediciones realizadas a cada 1.20 metros, la resistencia es de 2 Ω , por lo que la resistividad del terreno en $\Omega.m$ es:

$$\rho = 2 \pi \times a \times R$$
$$\rho = 2 \pi \times 1.2 \times 2$$
$$\rho = 15.08 \Omega.m$$

2.- Del cálculo de falla a tierra se tiene que la máxima corriente de falla a tierra en la subestación es de $I = 3\ 406.36\ A$.

3.- Para determinar el área (calibre) del conductor de la malla, se utiliza la siguiente expresión y considerando por seguridad una duración de falla de 4 segundos.

$$A = 8.71 \times I \times \sqrt{t}$$
$$A = 8.71 \times 3\ 406.36 \times \sqrt{4}$$

El área es : $A = 59\ 334.79\ kC.M.$

Convirtiendo a mm²

$$A = 59\,334.79 \times 0.00051$$

$$A = 30.26 \text{ mm}^2$$

La sección transversal determinada corresponde aproximadamente a un conductor de cobre calibre 2 AWG, de acuerdo a la información contenida en la Norma Nom-001-1994, el conductor mínimo a utilizar debe ser el calibre N° 4/0 AWG con una sección transversal de **107.916 mm²** (211 600 kCM), por su resistencia mecánica además de que cumple satisfactoriamente con el valor antes determinado.

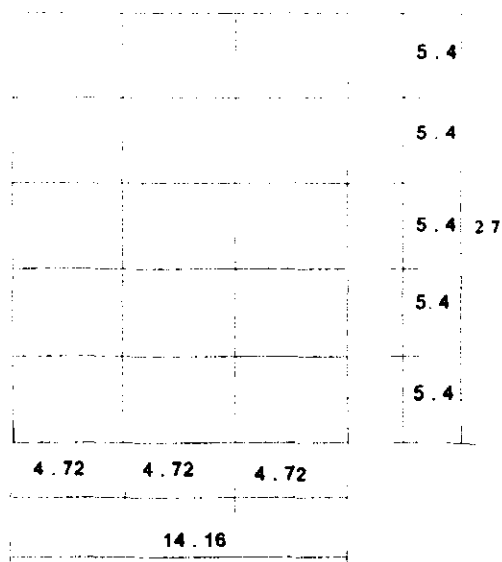
4.- Para la longitud del conductor se tienen las siguientes expresiones:

$$L = \frac{Km \times Ki \times \rho \times I \times \sqrt{t}}{116 + 0.17 \rho_s}$$

$$Ki = 0.65 + 0.172 n$$

$$Km = \frac{1}{2\pi} \times Ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \times Ln \left(\frac{3}{4} \right) \times \left(\frac{5}{6} \right) \times \left(\frac{7}{8} \right) \dots$$

Teniendo el siguiente diseño preliminar en la subestación:



acotaciones en m

De las expresiones anteriores:

- | | |
|--------------|---|
| K_m | factor de forma de malla. |
| K_i | factor de configuración de la malla. |
| $L = 3.05$ | longitud de la varilla en metros. |
| $n = 4$ | número de conductores. |
| $D = 4.72$ | separación aproximada en metros. |
| $d = 0.1079$ | diámetro calculado para el conductor en metros. |
| $h = 0.60$ | profundidad de la red en metros. |

Obteniendo los factores K_i y K_m :

$$K_i = 0.65 + 0.172 n$$

$$K_i = 0.65 + (0.172 * 4)$$

$$K_i = 1.338$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \dots$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{4.72^2}{16 * 0.6 * 0.1079} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right)$$

$$K_m = 0.338$$

Obteniendo la longitud mínima de conductor:

$$L = \frac{K_m K_i \rho \sqrt{t}}{116 + 0.17 p s}$$

$$L = \frac{0.338 * 1.338 * 15.08 * 340636 * \sqrt{4}}{116 + 0.17 * 1000}$$

$$L = 162.45 \text{ m.}$$

De acuerdo con el arreglo preliminar se tiene:

6 conductores de 14.16 m	84.96
4 conductores de 27 m	<u>108.00</u>
	192.96 m.

Comparando:

$$192.96 > 162.45$$

El arreglo cumple con la longitud mínima de conductor.

5.- Cálculo de la cantidad de varillas o electrodos.

Calculando la resistencia a tierra de una varilla:

$$R_v = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

Donde: $L = 3.05$ m longitud del electrodo a enterrar.
 $d = 0.016$ m diámetro del electrodo.

$$R_v = \frac{15.08}{2\pi * 3.05} \ln \frac{4 * 3.05}{0.016}$$

$$R_v = 5.22 \Omega$$

Calculando la resistencia a tierra de la malla, mediante la ecuación N° 1, con la longitud real del arreglo definido se tiene:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

Determinando el radio del área circular equivalente:

$$A = 27 * 14.16$$

$$A = 382.32 \text{ m}^2$$

A Area total de la zona cubierta por la red de tierras.

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

$$r = \sqrt{\frac{382.32}{\pi}}$$

$$r = 11.031 \text{ m.}$$

Determinando la resistencia de la red de tierra:

$$R = \frac{15.08}{4 * 11.031} + \frac{15.08}{192396}$$

$$R = 0.42 \Omega$$

Para el cálculo del número de varillas se tiene:

$$\text{Número de varillas} = \frac{R_v}{R_m}$$

Donde:

$$R_v = 5.22$$

$$R_m = 0.40$$

resistencia a tierra de la varilla.

valor de la resistencia a tierra del conjunto de varillas, el cual normalmente se considera igual o menor al valor de la resistencia a tierra de la red.

Por lo tanto:

$$\text{Número de varillas} = \frac{5.22}{0.40}$$

Número de varillas = 13.05

Se consideraran mínimo 14 varillas.

Determinando las tensiones desarrolladas y tolerables:

Se considera un valor de $\rho_s = 3000 \Omega.m$ (suelo rocoso) y $t = 4$ seg.

$$V_p = \frac{157 + 0.94\rho_s}{\sqrt{t}}$$

$$V_c = \frac{157 + 0.24\rho_s}{\sqrt{t}}$$

Sustituyendo valores:

$$V_p = \frac{157 + 0.94 + 3000}{\sqrt{4}}$$

$V_p = 1488.5$ volts.

$$V_c = \frac{157 + 0.24 + 3000}{\sqrt{4}}$$

$V_c = 438.5$ volts.

Para los potenciales desarrollados se tiene:

Se considera el valor de $\rho = 15.08 \Omega\text{m}$ y de datos anteriores:

$$I = 3406.36 \text{ A} \quad \text{y} \quad L = 192.96 \text{ m.}$$

Obteniendo el valor de corriente por metro lineal de conductor enterrado realmente:

$$i = I + L$$

$$i = 3406 + 192.96$$

$$i = 17.65 \text{ A.}$$

Sustituyendo valores:

$$E_p = 0.1a0.15pi$$

$$E_p = 0.1 \text{ a } 0.5 * 15.08 * 17.65$$

$$E_p = 26.61 \text{ a } 133.08 \text{ volts.}$$

$$E_c = 0.6a0.8pi$$

$$E_c = 0.6 \text{ a } 0.8 * 15.08 * 17.65$$

$$E_c = 159.69 \text{ a } 212.93 \text{ volts.}$$

$$E_m = \rho i$$

$$E_m = 15.08 * 17.65$$

$$E_m = 266.16 \text{ volts.}$$

Resumiendo de lo anteriormente mencionado:

- * El electrodo de tierra debe ser una varilla de acero con suficiente recubrimiento de cobre, hincado a por lo menos 2.8 metros.
- * Debe presentarse un estrecho contacto entre la superficie del electrodo y el terreno que lo rodea; asimismo el electrodo debe estar limpio, desengrasado, sin pintura, etc.
- * El terreno no debe corroer el electrodo.
- * El terreno debe mantenerse húmedo (mínimo el 20 % de humedad).
- * El terreno debe ser un buen conductor eléctrico por lo menos en las primeras capas concéntricas al electrodo.
- * La lluvia no debe drenar las sales naturales ni las sales incorporadas artificialmente.
- * Los potenciales desarrollados se encuentran dentro de los límites de los potenciales tolerables por el cuerpo humano, por lo que se considera seguro el diseño de la red de tierras.
- * De acuerdo al análisis efectuado, con el arreglo de la red de tierras mostrado se satisfacen las condiciones de seguridad para el personal de operación de la planta, por lo que se considera definitivo el arreglo.
- * En caso de terrenos con sales agresivas al electrodo es necesario dar mantenimiento a la red, revisando los electrodos y conductores cada 2 ó 3 años.

CONCLUSIONES

Al constituir las áreas de riego el apoyo fundamental para satisfacer la demanda de alimentos de la población, se hace indispensable el óptimo aprovechamiento de los recursos disponibles para lograr una mejor productividad.

En la selección de los motores para impulsar las bombas que constituyen la planta de bombeo, fue necesario realizar el análisis de las pérdidas ocasionadas por los accesorios de que consta la instalación, tales como son los codos, las derivaciones, los diferentes tipos de válvulas, entre otros para así obtener el valor de la carga dinámica total, valor con el cual se obtiene la potencia requerida y se puede seleccionar el motor adecuado.

Dentro del diseño de la subestación eléctrica el nivel de aislamiento es un punto importante a considerar tanto por el costo que representa como por influir en la correcta operación de los equipos necesarios en caso de ocurrir alguna falla, así como también para evitar el efecto corona.

Se considera la aplicación de factores de corrección tanto por presión como temperatura para tener los valores reales de operación que se tendrán para los equipos que constituyen la subestación.

En la selección de conductores se cumple con las disposiciones indicadas en la norma NOM-001-94, así como también se está dentro de los valores permitidos para la regulación de tensión.

Se seleccionan fusibles como medio de protección debido a las características que presentan.

Es importante cumplir con las disposiciones para proporcionar la máxima seguridad al personal, por lo que se considera que la instalación de baja tensión brinda esta seguridad en los trabajos de operación, mantenimiento, supervisión y vigilancia; así como se mantienen ciertas condiciones en la operación de los diversos equipos, lográndose un óptimo funcionamiento de éstos.

El sistema de tierras nos representa una parte fundamental del sistema eléctrico debido a que proporciona un circuito de baja impedancia para la circulación de las corrientes de falla, así como limitar los potenciales generados por dichas corrientes, a niveles tolerables por el cuerpo humano.

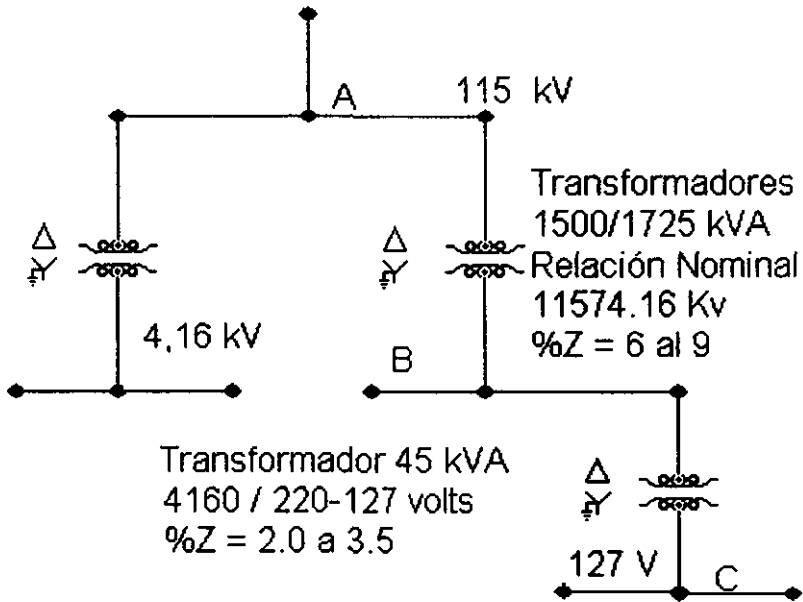
Todos los elementos deben proporcionar buena conductividad térmica y eléctrica así como tener resistencia mecánica y a la corrosión.

En el terreno se debe mantener cierto nivel de humedad y en caso necesario se puede disminuir la resistividad del terreno en forma artificial.

En todos los cálculos se considera la normatividad existente así como recomendaciones referentes a dichos cálculos publicadas por organismos reconocidos.

CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

Esquema básico para el cálculo de cortocircuito:



Determinando las cantidades bases

$$MVA_B = 100 \text{ MVA}$$

$$KV_B = 115 \text{ KV}$$

$$I_B = \frac{100000}{3(115)}$$

$$I_B = 502.043 \text{ A}$$

$$Z_B = \frac{kV_B^2}{MVA_B}$$

$$Z_B = \frac{115^2}{100}$$

$$Z_B = 132.25 \Omega$$

Obteniendo las impedancias bases de los transformadores

Transformador de 45 kVA:

$$Z_{T3} = 2\%$$

$$Z_{T3} = 0.02$$

Utilizando el cambio de potencia y voltaje base

$$Z_N = Z_V \left(\frac{P_N}{P_V} \right) \left(\frac{P_V}{P_N} \right)^2$$

$$Z_{T3} = 0.02 \left(\frac{100}{0.045} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2$$

$$Z_{T3} = 44.44 \text{ P.U.}$$

$$Z_0 = Z_1 = Z_2 = 44.44 \text{ P.U.}$$

Transformador de 1500 kVA

$$Z_{T2} = 6\%$$

$$Z_{T2} = 0.06$$

Mediante el cambio de potencia y voltaje base:

$$Z_{T2} = 0.06 \left(\frac{100}{1.5} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2$$

$$Z_{T2} = 4 \text{ P.U.}$$

$$Z_0 = Z_1 = Z_2 = 4 \text{ P.U.}$$

De información de C.F.E.

$$MVA_{3\phi} = 678.5 \text{ MVA y } MVA_{1\phi} = 471 \text{ MVA}$$

refiriendo a la potencia base:

$$MVA_{3\phi} = \frac{678.5}{100}$$

$$MVA_{3\phi} = 6.785 \text{ P.U.}$$

$$MVA_{1\phi} = \frac{471}{100}$$

$$MVA_{1\phi} = 4.71 \text{ P.U.}$$

Obteniendo las impedancias del sistema:

Falla trifásica (sólo interviene la secuencia positiva)

$$Z_{SIST} = \frac{1}{6.785}$$

$$Z_{1SIST} = 0.14738 \text{ P.U.}$$

En un sistema de potencia al tratarse de elementos pasivos se considera iguales las impedancias de secuencia positiva y negativa.

$$Z_{1SIST} = Z_{2SIST} = 0.14738 \text{ P.U.}$$

Para obtener la impedancia de secuencia cero, se involucra la potencia de corto circuito para la falla monofásica

$$Z_{SIST} = \frac{3}{4.71}$$

$$Z_{SIST} = 0.6369$$

$$Z_{SIST} = Z_1 + Z_2 + Z_0$$

$$\text{donde } Z_1 = Z_2$$

$$Z_{SIST} = 2Z_1 + Z_0$$

$$Z_0 = Z_{SIST} - 2Z_1$$

$$Z_0 = 0.6369 - 2 (0.14738)$$

$$Z_{OSIST} = 0.34218 \text{ P.U.}$$

Obteniendo los valores de las corrientes de cortocircuito en :

a). En el punto A

De información de C.F.E.

$$MVA_{3\phi} = 678.5$$

$$MVA_{1\phi} = 471$$

Los valores de corrientes de corto circuito en las barras de 115 kV son:

$$I_{3\phi} = \frac{678.5 \times 1000}{\sqrt{3}(115)}$$

$$I_{3\phi} = 3406.36 \text{ [A]}$$

Para la falla monofásica:

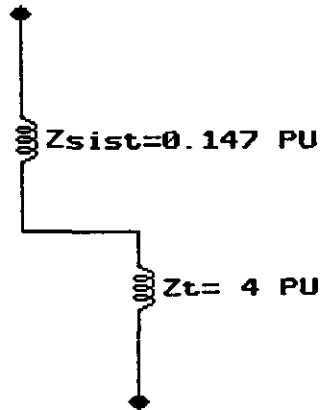
$$I_{1\phi} = \frac{471 \times 1000}{\sqrt{3}(115)}$$

$$I_{1\phi} = 2364.626 \text{ [A]}$$

b). En el punto B

Falla trifásica : Solo interviene la secuencia positiva

C



$$I_{CC3\phi} = \frac{1}{Z_{SIST} + Z_{T(*)}}$$

$$I_{CC3\phi} = \frac{1}{4.14738}$$

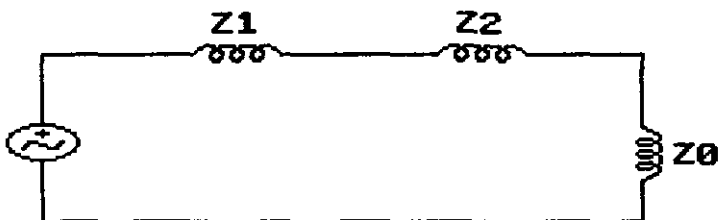
$$I_{3\phi} = 0.2411 \text{ P.U.}$$

$$I_{3\phi} = \frac{I_{AMP}}{I_{BASE}}$$

$$I_{3\phi} = \frac{100 \times 1000 \times 0.2411}{3(4.16)}$$

$$I_{3\phi} = 3\,346.35 \text{ [A]}$$

Para la falla monofásica intervienen las 3 secuencias



Para el sistema se tiene:

$$Z_1 = Z_2 = 0.14738 \text{ P.U.}$$

para el transformador:

$$Z_1 = Z_2 = Z_0 = 4 \text{ P.U.}$$

al ser el transformador $\Delta - Y$: $Z_{OSIST} = 0$

$$I_{1\phi} = \frac{3}{0.14738 + 0.14738 + 3(4)}$$

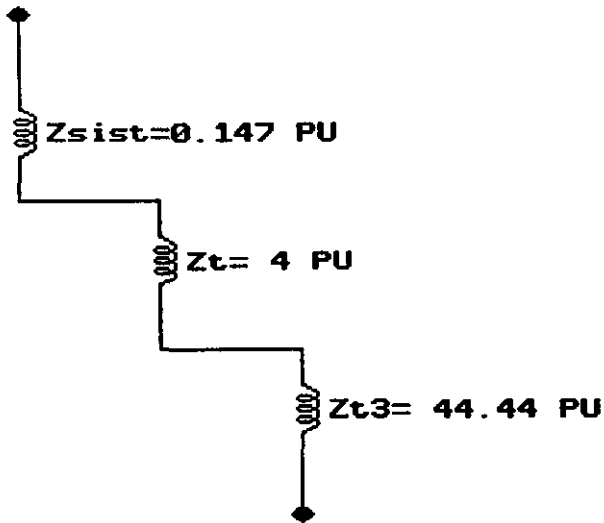
$$I_{1\phi} = 0.244 \text{ P.U.}$$

$$I_{1\phi} = 0.244 \times 13\,878.61$$

$$I_{1\phi} = 3\,386.4695 \text{ [A]}$$

c). en el punto C

Para la falla trifásica



$$I_{3\phi} = \frac{1}{Z_{TOTAL}}$$

$$I_{3\phi} = \frac{1}{48.58738}$$

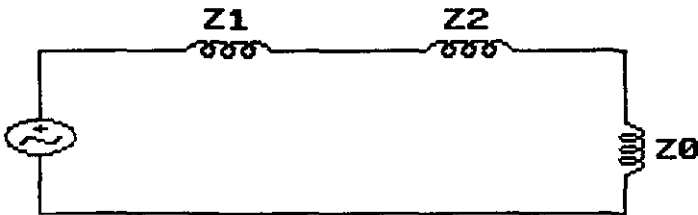
$$I_{3\phi} = 0.02058 \text{ P.U.}$$

Obteniendo la corriente en amperes:

$$I_{3\phi} = 0.02056 \left(\frac{100 \times 1000}{3(220)} \right)$$

$$I_{3\phi} = 5401.2167 \text{ [A]}$$

Falla monofásica



para la impedancia de:

* secuencia positiva:

$$Z_1 = 0.14738 + j4 + j44.44$$

$$Z_1 = 48.58738 \text{ P.U.}$$

* secuencia negativa

$$Z_2 = 0.14738 + j4 + j44.44$$

$$Z_2 = 48.58738 \text{ P.U.}$$

*secuencia cero

$$Z_0 = 0 + 0 + 44.44$$

$$Z_0 = 44.44 \text{ P.U.}$$

La corriente es:

$$I_{1\phi} = \frac{3}{48.58738 + 48.58738 + 44.44}$$

$$I_{3\phi} = \frac{3}{141.61476}$$

$$I_{1\phi} = 0.021184 \text{ P.U.}$$

$$I_{1\phi} = 0.021184 \times 262,431.94$$

$$I_{1\phi} = 5559.4192 \text{ [A]}$$

RESUMIENDO LOS VALORES DE CORTOCIRCUITO

PUNTO	TIPO DE FALLA	MVA	CORRIENTE (A)
A	TRIFASICA MONOFASICA	678.5 471	3 406.36 2 364.62
B	TRIFASICA MONOFASICA	24.11 24.4	3 346.35 3 386.469
C	TRIFASICA MONOFASICA	2.058 2.118	5 401.216 5 559.419

BIBLIOGRAFÍA

Comisión Federal de Electricidad Especificación.

CFE - L0000 - 06

Coordinación de aislamiento.

México.

Rauli Martín, José

Diseño de subestaciones eléctricas

Ed. Mc-Graw-Hill

México, 1992

Enríquez Harper, Gilberto

Elementos de diseño de subestaciones eléctricas .

Ed. Limusa

México, 1998

Espinosa y Lara, Roberto

Sistemas de distribución

Ed. Limusa -Noriega

México, 1990

Russel Mason, C.

El arte y la ciencia de la protección por reveladores.

Ed. CECSA.

México, 1990

Westinghouse

Manual de Alumbrado.

Ed. Dossat, S.A.

1986

Secretaria de Energía , Minas e Industrias Paraestatal

Norma Oficial Mexicana.NOM-001-SEMP-1994

México, 1994