

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA

INCORPORADA A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA DE INGENIERIA



2  
Egen  
**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

CAL CULO Y SELECCION DE EQUIPO ELECTRICO DE UNA PLANTA  
GENERADORA DE 6250 KVA .

**TESIS PROFESIONAL**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA  
AREA SISTEMAS ELECTRICOS Y ELECTRONICOS

P R E S E N T A

FELIPE ALEJANDRO ACEVES BECERRA

GUADALAJARA, JALISCO. 1989



## **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 está 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.

# I N D I C E

- CAPITULO I            INTRODUCCION**
- 1.1 Antecedentes
  - 1.2 Situación actual
  - 1.3 Aprovechamiento óptimo de la energía
  - 1.4 Generalidades
- CAPITULO II            CALCULO DE CORTOCIRCUITO**
- 2.1 Cálculo de cargas
  - 2.2 Consideraciones tomadas para el cálculo
  - 2.3 Falla momentánea trifásica
  - 2.4 Falla interruptiva trifásica
- CAPITULO III            CALCULO DE ALIMENTADORES**
- 3.1 Características generales del sistema de alimentación.
  - 3.2 Características de las cargas
  - 3.3 Determinación de los factores de diseño para la selección de los cables alimentadores.
  - 3.4 Conclusiones
- CAPITULO IV            MEDICION, PROTECCION Y ALUMBRADO**
- 4.1 Equipo de protección y medición
  - 4.2 Sistema de tierras
  - 4.3 Sistema de alumbrado

## **CAPITULO V**

### **ESTUDIO ECONOMICO**

**5.1 Estudio de camino crítico**

**5.2 Presupuesto**

### **CONCLUSIONES Y COMENTARIOS**

### **BIBLIOGRAFIA**

## CAPITULO I

### ANTECEDENTES Y NECESIDADES

#### 1.1 ANTECEDENTES

La presente tesis cubre el diseño y cálculo de los sistemas de Protección y Distribución de Energía Eléctrica, la cual será suministrada por un generador de 6250 KVA, mismo que se instalará como ampliación del sistema de coenergación del Complejo Industrial Productor de Fibras Sintéticas de Celanese Mexicana, S.A.

El Complejo Querétaro de Celanese Mexicana, S.A. se dedica a la fabricación de Fibras Sintéticas y tiene sus instalaciones en Querétaro, Qro., de las cuales se obtienen -- los siguientes productos finales:

- a) Filamento Poliéster para uso textil.
- b) Poliéster Fibra Corta.
- c) Nylon Alta Tenacidad para cuerda de llanta.
- d) Polímero de Poliéster para uso industrial.

## 1.2 SITUACION ACTUAL

Para la operación de los diferentes procesos el Complejo requiere vapor de agua con las siguientes características.

a) Vapor de $42.5 \text{ Kg/cm}^2$ a $415 \text{ }^\circ\text{C}$	111 ton / hr
b) Vapor de $10.5 \text{ Kg/cm}^2$ a $275 \text{ }^\circ\text{C}$	31.3 ton / hr
c) Vapor de $1.05 \text{ Kg/cm}^2$ a $178 \text{ }^\circ\text{C}$	19 ton / hr

Para cubrir esta demanda se cuenta con 3 calderas acuo tubulares de hogar integral, tiro forzado con precalentador de aire, agua de alimentación a  $140 \text{ }^\circ\text{C}$ , tres quemadores que consumen combustible pesado residual de petróleo (combustible) con una presión de  $42.5 \text{ Kg/cm}^2$  a  $415 \text{ }^\circ\text{C}$ .

La demanda de Energía Eléctrica por la carga instalada en los procesos es de 14,000 KW la cual es cubierta por 2 - fuentes de energía, energía comprada a CFE y energía de generación propia por 2 turbogeneradores de 5000 KW cada uno.

## 1.3 APROVECHAMIENTO OPTIMO DE LA ENERGIA

Cuando se proyectaron las instalaciones descritas anteriormente en lo referente a consumos de vapor para procesos y por otra parte garantizar el suministro de Energía Eléctrica a los procesos críticos, se visualizó la conveniencia de instalar un sistema para el aprovechamiento óptimo de la Energía Térmica.

Dicho sistema consiste en 2 turbogeneradores de 5000 - KW cada uno con extracción de vapor de  $10.5 \text{ Kg/cm}^2$  controlada y  $1.05 \text{ Kg/cm}^2$  sin control y condensación, con lo cual se tiene un sistema de coogeneración de vapor y electricidad.

Debido a las ampliaciones en los procesos productivos para poder cumplir con las demandas de vapor y un óptimo aprovechamiento de la energía se requiere instalar un 3er. turbogenerador de 5000 KW con características similares a los ya existentes con lo cual se cumplen los requerimientos de vapor y se obtendría como subproducto Energía Eléctrica. Además de esto se garantiza la continuidad de los procesos ya que se contará con una fuente de energía eléctrica confiable para alimentar los procesos críticos.

Adicional a esto por lo crítico de los procesos se -- instalarán en el nuevo turbogenerador al cual nos referiremos a él como el generador No. 3, transferencias en alta -- tensión 4.16 KV para que en caso de mantenimiento contar -- con otra fuente de energía (CFE), como se muestra en el diagrama unifilar en el anexo.

#### 1.4 GENERALIDADES

El turbogenerador No. 3 suministrará Energía Eléctrica a 4160 Volts a un tablero de distribución tipo Metal Clad -- de donde se distribuirá a las subestaciones secundarias tipo interior localizadas en las diferentes plantas como se -- muestra en el lay-out general. En estas subestaciones exis-

ten transformadores que son alimentados únicamente con energía de CFE y ahora se alimentarán normalmente con energía generada con opción a ser transferida a CFE.

La carga estimada del turbogenerador 3 será de 4500 KW los cuales se consumirán a través de 6 transformadores de las siguientes capacidades:

- 1 transformador de 1000 KVA
- 3 transformadores de 1500 KVA
- 2 transformadores de 2000 KVA

El estudio de cortocircuito se hará con la ayuda de una computadora y se analizará únicamente la falla trifásica (falla momentánea trifásica y falla interruptiva trifásica) por ser esta la más severa en este tipo de instalaciones industriales.

Falla momentánea trifásica: Este tipo de falla se calcula tomando en cuenta todos los elementos que contribuyen o aportan corriente a la falla durante los primeros 3 ciclos después de haber ocurrido la falla, y utilizando los valores de reactancias subtransitorias de los equipos conectados al sistema.

Falla interruptiva trifásica: Esta falla se calcula durante el periodo de 3 a 8 ciclos que es el tiempo en que se estabiliza el cortocircuito y se tomarán en cuenta todas las reactancias transitorias del sistema del equipo conectado a los puntos de falla.

Estos cálculos de cortocircuito nos proporcionarán datos precisos para la correcta selección del equipo de protección en lo referente a capacidades interruptivas, así mismo en base a este cálculo se podrá hacer una calibración adecuada de los relevadores de protección de los mismos interruptores.

En lo referente al estudio económico se presenta la síntesis de un estudio de ruta crítica para la construcción y montaje del turbogenerador, siendo de particular interés en este estudio la optimización de costos durante la construcción y el montaje.

En este proyecto no se incluye la selección ni la compra en el estudio económico de los transformadores ya que estos ya existen, ni del turbogenerador ya que éste se tiene como paquete en bodega el cual se adquirió por Celanese Mexicana, S.A. en 1980 y su proyecto de instalación se paró por la crisis que atravesó el país en ese tiempo.

En general el presente trabajo aunque explica algunos principios de características de los elementos involucrados en el proyecto, su enfoque principal es la realización de los cálculos necesarios, la correcta selección de equipo y de los sistemas de protección y control en base a esto, y la programación de la construcción y montaje económicamente óptimo del turbogenerador No. 3.

## CAPITULO II

### CALCULO DE CORTOCIRCUITO

#### 2.1 CALCULO DE CARGAS

El cálculo de la carga instalada que va a ser alimentada por el generador se ha tomado de acuerdo a diagramas unifilares y listas de alimentadores de los centros de control (C.C.H.) de cada una de las Plantas.

Las características tomadas para el cálculo de cargas son -- las siguientes:

- Factor de potencia promedio (F.P.) = 0.8
- Eficiencia promedio ( $\eta$ ) = 0.86
- Factor de demanda (F.D.) = 0.75
- HP nominales en motores de inducción = KVA

La suma de los motores de inducción de los centros de control de motores se ha tomado como un solo motor equivalente que se designarán como M1, M2, ... etc.

### 2.1.1 Transformador No. 1 de 2000 KVA

Este transformador alimenta a 4 circuitos derivados como se muestra en el diagrama unifilar general del turbogenerador en el anexo.

Circuito M1

Total HP motores 267 HP

KVA = 267 (0.75) = 200 KVA

Circuito M2

Total HP motores 1040 HP

KVA = 1040 (0.75) = 780 KVA

Circuito M3

Total HP motores 640 HP

KVA = 640 (.75) = 480 KVA

Circuito M4

Total HP motores 1060 HP

Transformador para alumbrado y contactos 225 KVA

KVA = 1060 (.75) = 795 KVA

La carga total es:

(795 + 225) = 1020 KVA

### 2.1.2 Transformador No. 2 de 2000 KVA

Este transformador alimenta a 3 circuitos derivados con las siguientes cargas:

Circuito M5  
 Total HP motores 50 HP  
 KVA = 50 (.75) = 38 KVA

Circuito M6  
 Total HP motores 693 HP  
 KVA = 693 (.75) = 520 KVA

Circuito M7  
 Total HP motores 480 HP  
 KVA = 480 (.75) = 360 KVA

### 2.1.3 Transformador No. 3 de 1000 KVA

Este transformador alimenta a 3 circuitos derivados con las siguientes cargas:

Circuito M8  
 Total HP motores 93 HP  
 KVA = 93 (.75) = 70 KVA

Circuito M9  
 Total HP motores 107 HP  
 KVA = 107 (.75) = 80 KVA

Circuito M10  
 Total HP motores 67 HP  
 KVA = 67 (.75) = 50 KVA

## 2.1. 4 Transformador No. 4 de 1500 KVA

Circuito M11

Total HP motores

733 HP

KVA =  $733 (.75) = 550$  KVA

## 2.1. 5 Transformador No. 5 de 1500 KVA

Circuito M12

Total HP motores

440 HP

KVA =  $440 (.75) = 330$  KVA

## 2.1. 6 Transformador No. 6 de 1500 KVA

Circuito M13

Total HP motores

373 HP

KVA =  $373 (.75) = 280$  KVA

## 2.2 CONSIDERACIONES TOMADAS PARA EL CALCULO

El cálculo de cortocircuito es punto vital en el proyecto de cualquier sistema eléctrico. La correcta aplicación de los resultados de estos cálculos repercutirán en la selección del equipo de protección y control del sistema. En este proyecto se ha dado gran importancia a este cálculo de cortocircuito, debido a que es necesario conocer los valores de las potencias y corrientes de cortocircuito en todos los buses del sistema, así como los niveles máximos de falla para la selec

ción de los interruptores, conocimiento de los valores de -- puesta en marcha de los relevadores de protección contra sobrecorriente y para la correcta determinación de las capacidades de los equipos

En el cálculo de cortocircuito se han tomado varias consideraciones que a continuación se enumeran:

- 1.- Las fallas se simularán en cada uno de los nodos del sistema.
  - Falla en Metal-Clad 4.16 KV.
  - Falla en centros de control de motores 480 V.
  
- 2.- Las resistencias y reactancias se expresan en P.U. (por unidad), tomando como base:
  - Potencia base: 10,000 KVA
  - Voltaje base alta tensión: 4,160 Volts
  - Voltaje base baja tensión: 480 Volts
  
- 3.- Las reactancias de cada sistema se calcularán de la siguiente forma:
  - Generador: Datos de placa X', X''
  - Transformadores: Datos de placa X''
  - Cables: Calibre, longitud, voltaje y constantes de cada cable.
  - Grupo de motores de inducción: X'' = 0.25

4.- Los cálculos de cortocircuito se llevarán a cabo por una computadora donde se aplican los siguientes conceptos y relaciones:

$$\text{- Corriente base en amps} = \frac{\text{KVA base}}{\sqrt{3} \times (\text{KV base})}$$

$$\text{- Impedancia base} = \frac{(\text{KV base})^2}{\text{MVA base}}$$

- Impedancia por unidad de un elemento del circuito =

$$\frac{(\text{Impedancia real en ohms}) \times (\text{KVA base})}{(\text{KV base})^2 \times 1000}$$

- Para cambios de base:

$$Z_{\text{nueva p.u.}} = Z_{\text{dada p.u.}} \times \frac{(\text{KV dados base})^2}{(\text{KV nuevo base})^2} \times \frac{\text{KVA nuevos base}}{\text{KVA dados base}}$$

$$\text{- MVA de cortocircuito} = \sqrt{3} (\text{KV nominal}) (I''f \times 10^{-3})$$

5.- Para los cálculos de cortocircuito trifásico se ha elaborado un diagrama unifilar típico en el cual se designan todos los componentes con los siguientes símbolos.

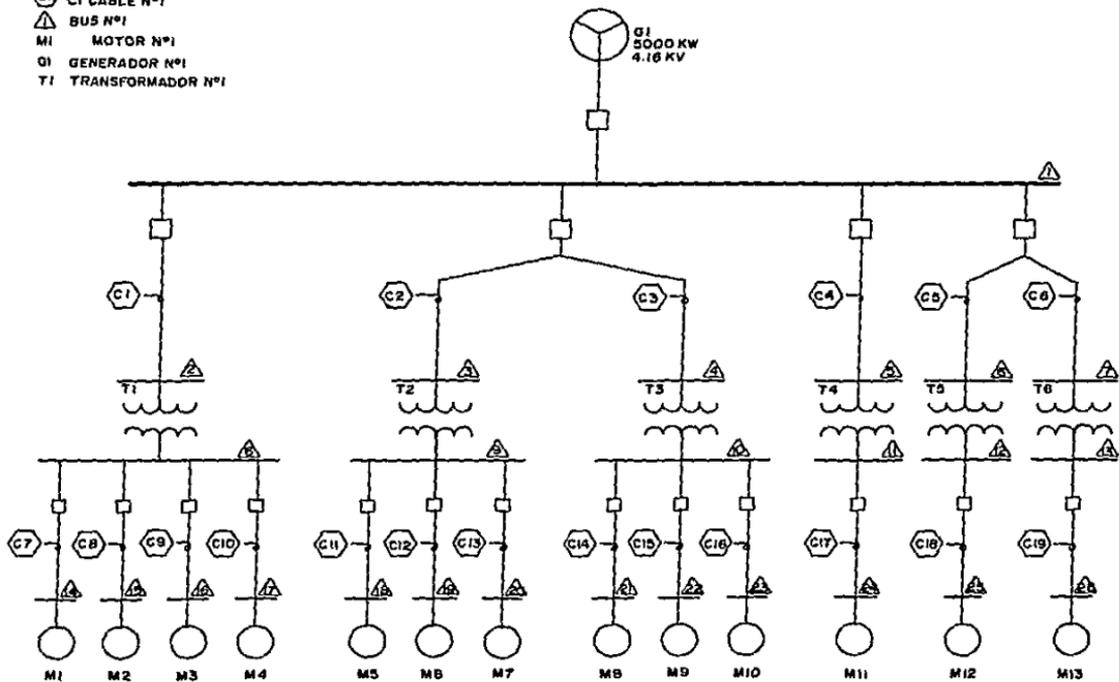
-  G1 Generador No. 1  
 M1 Motor No. 1  
 C1 Cable No. 1  
 Bus No. 1  
 T1 Transformador No. 1

Este diagrama nos va a servir para los cálculos de corto circuito momentaneo trifásico e interruptivo trifásico - ya que se dará una tabla con los valores de todas las reactancias y resistencias de cada ramificación entre buses (branches) como base para cada cálculo.

#### 2.2.1 Tabla de reactancias del sistema

De acuerdo al diagrama unifilar típico se dan en la siguiente tabla todos los datos y características de todos los elementos activos y pasivos que intervienen en el estudio de cortocircuito como son generador, transformadores, motores, cables y voltajes de los buses.

C1 C1 CABLE N°1  
 Δ BUS N°1  
 M1 MOTOR N°1  
 G1 GENERADOR N°1  
 T1 TRANSFORMADOR N°1



SHORT-CIRCUIT CALCULATION  
SYSTEM REPORT

PAGE 1

PROJECT NO: 1  
TESIS PROFESIONAL  
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA  
GUADALAJARA, JALISCO  
ING. ALEJANDRO ACEVES B.  
DATE: 16-03-89

No. of Branches: 39  
No. of Buses: 26

Frequency: 60 HZ

\* R & X PER UNIT VALUES ON 10 MVA BASE  
\* CONDUCTOR OPERATING TEMPERATURE @ 90 C

\*\* GENERATOR(S) \*\*

BRANCH	BUS	kVA	RPM	VOLTS	%X"	X/R	R	X
G 1	1	6250	1200	4160	16.00	30.52	0.0084	0.2560

\*\* TRANSFORMER(S) \*\*

BRANCH	BUS	BUS	kVA	VOLT(P)	VOLT(S)	%Z	X/R	R	X
T 1	2	8	2000	4160	480	5.85	6.80	0.0426	0.2894
T 2	3	9	2000	4160	480	5.85	6.80	0.0426	0.2894
T 3	4	10	1000	4160	480	6.32	5.30	0.1172	0.6210
T 4	5	11	1500	4160	480	5.89	6.05	0.0640	0.3874
T 5	6	12	1500	4160	480	5.40	6.05	0.0587	0.3552
T 6	7	13	1500	4160	480	5.40	6.05	0.0587	0.3552

\*\* SYNCHRONOUS/INDUCTION MOTOR(S) \*\*

BRNCH	BUS	QTY	TYP	RATING	RPM	PF	%X"	X/R	R-MOM	X-MOM	R-INT	X-INT
M 1	14	1	IND	200, KVA	1800	0.8	25.0	12.8	1.17	15.00	2.92	37.50
M 2	15	1	IND	780, KVA	1800	0.8	25.0	21.1	0.18	3.85	0.46	9.62
M 3	16	1	IND	480, KVA	1800	0.8	25.0	19.3	0.32	6.25	0.81	15.62
M 4	17	1	IND	1020, KVA	1800	0.8	25.0	22.5	0.11	2.45	0.16	3.68
M 5	18	1	IND	520, KVA	1800	0.8	25.0	19.5	0.30	5.77	0.74	14.42
M 6	19	1	IND	360, KVA	1800	0.8	25.0	18.5	0.45	8.33	1.12	20.83
M 7	20	1	IND	38, KVA	1800	0.8	25.0	4.8	13.82	65.79	13.82	65.79
M 8	21	1	IND	70, KVA	1800	0.8	25.0	6.4	6.70	42.86	16.74	107.14
M 9	22	1	IND	80, KVA	1800	0.8	25.0	6.9	5.46	37.50	13.65	93.75
M 10	23	1	IND	50, KVA	1800	0.8	25.0	5.4	11.06	60.00	27.66	150.00

## \*\* SYNCHRONOUS/INDUCTION MOTOR(S) \*\*

BRNCH	BUS	QTY	TYP	RATING	RPM	PF	IX"	X/R	R-MOM	X-MOM	R-INT	X-INI
M 11	24	1	IND	550,KVA	1800	0.8	25.0	19.7	0.28	5.45	0.69	13.64
M 12	25	1	IND	330,KVA	1800	0.8	25.0	18.4	0.50	9.09	1.24	22.73
M 13	26	1	IND	275,KVA	1800	0.8	25.0	18.4	0.59	10.91	1.48	27.27

## \*\* CABLE(S) \*\*

BRANCH	BUS	BUS	VOLTS	CABLESIZE-TYPE-COND	LEN(ET)	R	X
C 1	1	2	4160	1-600,MCH -Cu-1/C-N	820	0.012519	0.016632
C 2	1	3	4160	1-600,MCH -Cu-1/C-N	820	0.012519	0.016632
C 3	1	4	4160	1-250,MCH -Cu-1/C-N	820	0.026380	0.018574
C 4	1	5	4160	1-400,MCH -Cu-1/C-N	820	0.017835	0.017485
C 5	1	6	4160	1-400,MCH -Cu-1/C-N	820	0.017835	0.017485
C 6	1	7	4160	1-400,MCH -Cu-1/C-N	820	0.017835	0.017485
C 7	8	14	480	1-350,MCH -Cu-1/C-M	230	0.410285	0.413281
C 8	8	15	480	2-350,MCH -Cu-1/C-M	92	0.082057	0.082656
C 9	8	16	480	2-500,MCH -Cu-1/C-M	377	0.246187	0.328893
C 10	8	17	480	2-400,MCH -Cu-1/C-M	394	0.311973	0.349709
C 11	9	18	480	2-500,MCH -Cu-1/C-M	427	0.278838	0.372513
C 12	9	19	480	2-500,MCH -Cu-1/C-M	443	0.289286	0.386471
C 13	9	20	480	1-4/0,AWG -Cu-1/C-M	430	1.201457	0.793186
C 14	10	21	480	1-4/0,AWG -Cu-1/C-M	427	1.193075	0.787652
C 15	10	22	480	1-350,MCH -Cu-1/C-M	492	0.877653	0.884062
C 16	10	23	480	1-500,MCH -Cu-1/C-M	427	0.557675	0.745026
C 17	11	24	480	2-500,MCH -Cu-1/C-M	164	0.107095	0.143073
C 18	12	25	480	3-500,MCH -Cu-1/C-M	49	0.021332	0.028498
C 19	13	26	480	3-500,MCH -Cu-1/C-M	49	0.021332	0.028498

## \*\* BUS VOLTAGES \*\*

BUS	VOLTAGE	BUS	VOLTAGE
1	4,160	14	480
2	4,160	15	480
3	4,160	16	480
4	4,160	17	480
5	4,160	18	480
6	4,160	19	480
7	4,160	20	480
8	480	21	480
9	480	22	480
10	480	23	480
11	480	24	480
12	480	25	480
13	480	26	480

2.3

FALLA

MOMENTANEA

TRIFASICA

SHORT-CIRCUIT CALCULATION  
 MOMENTARY Duty

PAGE 1

PROJECT NO: 1  
 TESIS PROFESIONAL  
 UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA  
 GUADALAJARA, JALISCO  
 ING. ALEJANDRO ACEVES B.  
 DATE: 16-03-89

No. of Branches: 39  
 No. of Buses: 26

BRANCH IMPEDANCES

Branch	Bus	to	Bus	R (pu)	X (pu)	Z (pu)
G 1	0		1	0.008388	0.256000	0.256137
T 1	2		8	0.042557	0.289388	0.292500
T 2	3		9	0.042557	0.289388	0.292500
T 3	4		10	0.117178	0.621042	0.632000
T 4	5		11	0.064035	0.387410	0.392667
T 5	6		12	0.058708	0.355181	0.360000
T 6	7		13	0.058708	0.355181	0.360000
M 1	0		14	1.169079	15.000000	15.045489
M 2	0		15	0.182672	3.846154	3.850490
M 3	0		16	0.324591	6.250000	6.258423
M 4	0		17	0.108957	2.450980	2.453401
M 5	0		18	0.295934	5.769231	5.776816
M 6	0		19	0.449600	8.333333	8.345453
M 7	0		20	13.823620	65.789470	67.226087
M 8	0		21	6.697369	42.857140	43.377289
M 9	0		22	5.458780	37.500000	37.895228
M 10	0		23	11.062910	60.000000	61.011376
M 11	0		24	0.277232	5.454545	5.461586
M 12	0		25	0.495282	9.090909	9.104391
M 13	0		26	0.592213	10.909090	10.925153
C 1	1		2	0.012519	0.016632	0.020817
C 2	1		3	0.012519	0.016632	0.020817
C 3	1		4	0.026380	0.018574	0.032263
C 4	1		5	0.017835	0.017485	0.024976
C 5	1		6	0.017835	0.017485	0.024976
C 6	1		7	0.017835	0.017485	0.024976
C 7	8		14	0.410285	0.413281	0.582353
C 8	8		15	0.082057	0.082656	0.116471
C 9	8		16	0.246187	0.328893	0.410827
C 10	8		17	0.311973	0.349709	0.468640
C 11	9		18	0.278838	0.372513	0.465313
C 12	9		19	0.289286	0.386471	0.482749
C 13	9		20	1.201457	0.793186	1.439667
C 14	10		21	1.193075	0.787652	1.429624
C 15	10		22	0.877653	0.884063	1.245729
C 16	10		23	0.557675	0.745026	0.930626

## BRANCH IMPEDANCES

Branch	Bus	to	Bus	R(pu)	X(pu)	Z(pu)
C 17	11		24	0.107095	0.143073	0.178715
C 18	12		25	0.021332	0.028498	0.035598
C 19	13		26	0.021332	0.028498	0.035598

Project No: 1

Date: 16-03-89

No. of Branches: 39

Base: 10 MVA

No. of Buses: 26

E/2 CALCULATIONS

Faulted Bus no: 1 X/R ratio = 25.357 Contribution(s):	Amps = 7,262	MVA = 52.329	Voltage = 4,160
Branch G 1	Amp 5,418	MVA 39,042	Voltage(pu) 1.00000
Bus 2	895	6.449	0.01343
Bus 3	367	2.642	0.00550
Bus 4	85	0.614	0.00198
Bus 5	229	1.651	0.00412
Bus 6	146	1.050	0.00262
Bus 7	122	0.881	0.00220
Faulted Bus no: 2 X/R ratio = 11.211 Contribution(s):	Amps = 6,720	MVA = 48.417	Voltage = 4,160
Bus 1	Amp 5,812	MVA 41,880	Voltage(pu) 0.08718
Bus 8	907	6.537	0.19121
Faulted Bus no: 3 X/R ratio = 10.734 Contribution(s):	Amps = 6,618	MVA = 47.686	Voltage = 4,160
Bus 1	Amp 6,249	MVA 45,029	Voltage(pu) 0.09374
Bus 9	369	2.657	0.07770
Faulted Bus no: 4 X/R ratio = 6.218 Contribution(s):	Amps = 6,236	MVA = 44.935	Voltage = 4,160
Bus 1	Amp 6,151	MVA 44,320	Voltage(pu) 0.14299
Bus 10	85	0.615	0.03888
Faulted Bus no: 5 X/R ratio = 8.572 Contribution(s):	Amps = 6,473	MVA = 46.642	Voltage = 4,160
Bus 1	Amp 6,243	MVA 44,984	Voltage(pu) 0.11235
Bus 11	230	1.658	0.06509
Faulted Bus no: 6 X/R ratio = 8.496 Contribution(s):	Amps = 6,455	MVA = 46.510	Voltage = 4,160
Bus 1	Amp 6,309	MVA 45,457	Voltage(pu) 0.11353
Bus 12	146	1.053	0.03789

Faulted Bus no: 7 Amps = 6,450 MVA = 46.473 Voltage = 4,160  
 X/R ratio = 8.453  
 Contribution(s): Amp MVA Voltage(pu)  
 Bus 1 6,327 45.589 0.11386  
 Bus 13 123 0.883 0.03180

Faulted Bus no: 8 Amps = 32,362 MVA = 26.905 Voltage = 480  
 X/R ratio = 8.921  
 Contribution(s): Amp MVA Voltage(pu)  
 Bus 2 22,640 18.822 0.55056  
 Bus 14 770 0.640 0.03726  
 Bus 15 3,032 2.521 0.02936  
 Bus 16 1,804 1.499 0.06160  
 Bus 17 4,116 3.422 0.16038

Faulted Bus no: 9 Amps = 26,839 MVA = 22.314 Voltage = 480  
 X/R ratio = 8.425  
 Contribution(s): Amp MVA Voltage(pu)  
 Bus 3 23,375 19.433 0.56843  
 Bus 18 1,927 1.602 0.07454  
 Bus 19 1,362 1.133 0.05468  
 Bus 20 175 0.146 0.02097

Faulted Bus no: 10 Amps = 14,795 MVA = 12.300 Voltage = 480  
 X/R ratio = 5.516  
 Contribution(s): Amp MVA Voltage(pu)  
 Bus 4 14,025 11.660 0.73691  
 Bus 21 268 0.223 0.03191  
 Bus 22 307 0.255 0.03183  
 Bus 23 194 0.161 0.01502

Faulted Bus no: 11 Amps = 21,692 MVA = 18.034 Voltage = 480  
 X/R ratio = 7.480  
 Contribution(s): Amp MVA Voltage(pu)  
 Bus 5 19,559 16.261 0.63852  
 Bus 24 2,133 1.773 0.03169

Faulted Bus no: 12 Amps = 22,055 MVA = 18.336 Voltage = 480  
 X/R ratio = 7.374  
 Contribution(s): Amp MVA Voltage(pu)  
 Bus 6 20,739 17.242 0.62070  
 Bus 25 1,316 1.094 0.00389

Faulted Bus no: 13 Amps = 21,859 MVA = 18.173 Voltage = 480  
 X/R ratio = 7.275  
 Contribution(s): Amp MVA Voltage(pu)  
 Bus 7 20,761 17.261 0.62139  
 Bus 26 1,097 0.912 0.00325

## \*\* MOMENTARY SHORT CIRCUIT CALCULATION \*\*

Faulted Bus no: 14	Amps =	13,289	MVA =	11.048	Voltage =	480
X/R ratio = 2.294						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 1		799		0.665		1.00000
Bus 8		12,489		10.383		0.60467
Faulted Bus no: 15	Amps =	25,966	MVA =	21.588	Voltage =	480
X/R ratio = 5.661						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 2		3,124		2.597		1.00000
Bus 8		22,842		18.991		0.22119
Faulted Bus no: 16	Amps =	16,874	MVA =	14.029	Voltage =	480
X/R ratio = 4.190						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 3		1,922		1.598		1.00000
Bus 8		14,952		12.431		0.51070
Faulted Bus no: 17	Amps =	18,350	MVA =	15.256	Voltage =	480
X/R ratio = 7.015						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 4		4,903		4.076		1.00000
Bus 8		13,447		11.180		0.52392
Faulted Bus no: 18	Amps =	14,768	MVA =	12.278	Voltage =	480
X/R ratio = 4.694						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 5		2,082		1.731		1.00000
Bus 9		12,686		10.547		0.49077
Faulted Bus no: 19	Amps =	14,038	MVA =	11.671	Voltage =	480
X/R ratio = 3.952						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 6		1,441		1.198		1.00000
Bus 9		12,597		10.473		0.50557
Faulted Bus no: 20	Amps =	6,540	MVA =	5.438	Voltage =	480
X/R ratio = 1.056						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 7		179		0.149		1.00000
Bus 9		6,362		5.289		0.76142
Faulted Bus no: 21	Amps =	5,605	MVA =	4.660	Voltage =	480
X/R ratio = 1.375						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 8		277		0.231		1.00000
Bus 10		5,328		4.429		0.63324

Faulted Bus no: 22	Amps =	6,111	MVA =	5.081	Voltage =	480
X/R ratio = 1.875						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 9		317		0.264		1.00000
Bus 10		5,794		4.817		0.60007
Faulted Bus no: 23	Amps =	7,053	MVA =	5.864	Voltage =	480
X/R ratio = 2.279						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 10		197		0.164		1.00000
Bus 10		6,856		5.700		0.53044
Faulted Bus no: 24	Amps =	17,357	MVA =	14.430	Voltage =	480
X/R ratio = 5.694						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 11		2,202		1.831		1.00000
Bus 11		15,155		12.600		0.22517
Faulted Bus no: 25	Amps =	20,860	MVA =	17.343	Voltage =	480
X/R ratio = 6.425						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 12		1,321		1.098		1.00000
Bus 12		19,539		16.245		0.05783
Faulted Bus no: 26	Amps =	20,661	MVA =	17.177	Voltage =	480
X/R ratio = 6.299						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 13		1,101		0.915		1.00000
Bus 13		19,560		16.262		0.05789

2.4

FALLA

INTERRUPTIVA

TRIFASICA

SHORT-CIRCUIT CALCULATION  
INTERRUPTING Duty

PAGE 1

PROJECT NO: 1  
TESIS PROFESIONAL  
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA  
GUADALAJARA, JALISCO  
ING. ALEJANDRO ACEVES B.  
DATE: 16-03-89

No. of Branches: 39  
No. of Buses: 26

BRANCH IMPEDANCES

Branch	Bus to	Bus	R(pu)	X(pu)	Z(pu)
G 1	0	1	0.008388	0.256000	0.256137
T 1	2	8	0.042557	0.289388	0.292500
T 2	3	9	0.042557	0.289388	0.292500
T 3	4	10	0.117178	0.621042	0.632000
T 4	5	11	0.064035	0.387410	0.392667
T 5	6	12	0.058708	0.355181	0.360000
T 6	7	13	0.058708	0.355181	0.360000
M 1	0	14	2.922697	37.500000	37.613723
M 2	0	15	0.456679	9.615384	9.626223
M 3	0	16	0.811478	15.625000	15.646058
M 4	0	17	0.163435	3.676470	3.680101
M 5	0	18	0.739835	14.423080	14.442043
M 6	0	19	1.124000	20.833330	20.863629
M 7	0	20	13.823620	65.789470	67.226087
M 8	0	21	16.743420	107.142900	108.443272
M 9	0	22	13.646950	93.749980	94.738049
M 10	0	23	27.657270	150.000000	152.528439
M 11	0	24	0.693081	13.636360	13.653962
M 12	0	25	1.238206	22.727270	22.760974
M 13	0	26	1.480532	27.272730	27.312887
C 1	1	2	0.012519	0.016632	0.020817
C 2	1	3	0.012519	0.016632	0.020817
C 3	1	4	0.026380	0.018574	0.032263
C 4	1	5	0.017835	0.017485	0.024976
C 5	1	6	0.017835	0.017485	0.024976
C 6	1	7	0.017835	0.017485	0.024976
C 7	8	14	0.410285	0.413281	0.582353
C 8	8	15	0.082057	0.082656	0.116471
C 9	8	16	0.246187	0.328893	0.410827
C 10	8	17	0.311973	0.349709	0.468640
C 11	9	18	0.278838	0.372513	0.465313
C 12	9	19	0.289286	0.386471	0.482749
C 13	9	20	1.201457	0.793186	1.439667
C 14	10	21	1.193075	0.787652	1.429624
C 15	10	22	0.877653	0.884063	1.245729
C 16	10	23	0.557675	0.745026	0.930626

## BRANCH IMPEDANCES

Branch	Bus	to	Bus	R(pu)	X(pu)	Z(pu)
C 17	11		24	0.107095	0.143073	0.178715
C 18	12		25	0.021332	0.028498	0.035598
C 19	13		26	0.021332	0.028498	0.035598

Project No: 1

Date: 16-03-89

No. of Branches: 39

Base: 10 MVA

No. of Buses: 26

E/Z CALCULATIONS

Faulted Bus no: 1	Amps =	6,361	MVA =	45.832	Voltage =	4,160
X/R ratio = 27.754						
Contribution(s):						
Branch G 1		Amp		MVA		Voltage(pu)
Bus 2		5,418		39.042		1.00000
Bus 3		528		3.806		0.00792
Bus 4		171		1.235		0.00257
Bus 5		36		0.256		0.00083
Bus 6		97		0.702		0.00175
Bus 7		60		0.431		0.00108
Bus 7		50		0.361		0.00090
Faulted Bus no: 2	Amps =	5,896	MVA =	42.482	Voltage =	4,160
X/R ratio = 12.207						
Contribution(s):						
Bus 1		Amp		MVA		Voltage(pu)
Bus 8		5,363		38.645		0.08045
Bus 8		532		3.836		0.11222
Faulted Bus no: 3	Amps =	5,836	MVA =	42.047	Voltage =	4,160
X/R ratio = 11.785						
Contribution(s):						
Bus 1		Amp		MVA		Voltage(pu)
Bus 9		5,664		40.809		0.08495
Bus 9		172		1.238		0.03622
Faulted Bus no: 4	Amps =	5,550	MVA =	39.990	Voltage =	4,160
X/R ratio = 6.931						
Contribution(s):						
Bus 1		Amp		MVA		Voltage(pu)
Bus 10		5,515		39.734		0.12819
Bus 10		36		0.256		0.01619
Faulted Bus no: 5	Amps =	5,727	MVA =	41.262	Voltage =	4,160
X/R ratio = 9.381						
Contribution(s):						
Bus 1		Amp		MVA		Voltage(pu)
Bus 11		5,629		40.559		0.10130
Bus 11		98		0.703		0.02760
Faulted Bus no: 6	Amps =	5,719	MVA =	41.209	Voltage =	4,160
X/R ratio = 9.305						
Contribution(s):						
Bus 1		Amp		MVA		Voltage(pu)
Bus 12		5,659		40.777		0.10184
Bus 12		60		0.432		0.01555

## \*\* INTERRUPTING SHORT CIRCUIT CALCULATION \*\*

Faulted Bus no: 7	Amps =	5,717	MVA =	41.195	Voltage =	4,160
X/R ratio = 9.282						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Bus 1		5,667		40.834		0.10199
Bus 13		50		0.361		0.01299
Faulted Bus no: 8	Amps =	27,017	MVA =	22.462	Voltage =	480
X/R ratio = 9.227						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Bus 2		21,819		18.140		0.53060
Bus 14		315		0.262		0.01525
Bus 15		1,235		1.026		0.01195
Bus 16		749		0.623		0.02559
Bus 17		2,899		2.410		0.11296
Faulted Bus no: 9	Amps =	23,922	MVA =	19.888	Voltage =	480
X/R ratio = 8.736						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Bus 3		22,376		18.603		0.54414
Bus 18		807		0.671		0.03121
Bus 19		563		0.468		0.02262
Bus 20		175		0.146		0.02097
Faulted Bus no: 10	Amps =	13,925	MVA =	11.577	Voltage =	480
X/R ratio = 5.678						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Bus 4		13,611		11.316		0.71520
Bus 21		109		0.091		0.01301
Bus 22		125		0.104		0.01298
Bus 23		78		0.065		0.00606
Faulted Bus no: 11	Amps =	19,686	MVA =	16.367	Voltage =	480
X/R ratio = 7.417						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Bus 5		18,817		15.644		0.61429
Bus 24		870		0.723		0.01292
Faulted Bus no: 12	Amps =	20,401	MVA =	16.961	Voltage =	480
X/R ratio = 7.296						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Bus 6		19,873		16.523		0.59481
Bus 25		528		0.439		0.00156
Faulted Bus no: 13	Amps =	20,325	MVA =	16.898	Voltage =	480
X/R ratio = 7.249						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Bus 7		19,885		16.532		0.59515
Bus 26		440		0.366		0.00130

PROJECT NO: 1 continued  
 \*\* INTERRUPTING SHORT CIRCUIT CALCULATION \*\*

Faulted Bus no: 14 X/R ratio = 2.114	Amps = 11,966	MVA = 9.948	Voltage = 480
Contribution(s):	Amp	MVA	Voltage(pu)
Branch M 1	320	0.266	1.00000
Bus 8	11,646	9.682	0.56385
Faulted Bus no: 15 X/R ratio = 4.948	Amps = 21,681	MVA = 18.192	Voltage = 480
Contribution(s):	Amp	MVA	Voltage(pu)
Branch M 2	1,250	1.039	1.00000
Bus 8	20,632	17.153	0.19978
Faulted Bus no: 16 X/R ratio = 3.425	Amps = 14,614	MVA = 12.150	Voltage = 480
Contribution(s):	Amp	MVA	Voltage(pu)
Branch M 3	769	0.639	1.00000
Bus 8	13,846	11.511	0.47291
Faulted Bus no: 17 X/R ratio = 6.070	Amps = 15,702	MVA = 13.055	Voltage = 480
Contribution(s):	Amp	MVA	Voltage(pu)
Branch M 4	3,268	2.717	1.00000
Bus 8	12,434	10.337	0.48445
Faulted Bus no: 18 X/R ratio = 3.589	Amps = 13,036	MVA = 10.838	Voltage = 480
Contribution(s):	Amp	MVA	Voltage(pu)
Branch M 5	833	0.692	1.00000
Bus 9	12,203	10.145	0.47207
Faulted Bus no: 19 X/R ratio = 3.223	Amps = 12,632	MVA = 10.502	Voltage = 480
Contribution(s):	Amp	MVA	Voltage(pu)
Branch M 6	577	0.479	1.00000
Bus 9	12,056	10.023	0.48386
Faulted Bus no: 20 X/R ratio = 1.099	Amps = 6,359	MVA = 5.287	Voltage = 480
Contribution(s):	Amp	MVA	Voltage(pu)
Branch M 7	179	0.149	1.00000
Bus 9	6,180	5.138	0.73974
Faulted Bus no: 21 X/R ratio = 1.295	Amps = 5,340	MVA = 4.440	Voltage = 480
Contribution(s):	Amp	MVA	Voltage(pu)
Branch M 8	111	0.092	1.00000
Bus 10	5,229	4.347	0.62150

## \*\* INTERRUPTING SHORT CIRCUIT CALCULATION \*\*

Faulted Bus no: 22	Amps =	5,808	MVA =	4.828	Voltage =	480
X/R ratio = 1.779						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 9		127		0.106		1.00000
Bus 10		5,681		4.723		0.58834
Faulted Bus no: 23	Amps =	6,764	MVA =	5.623	Voltage =	480
X/R ratio = 2.283						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 10		79		0.066		1.00000
Bus 10		6,685		5.558		0.51721
Faulted Bus no: 24	Amps =	15,586	MVA =	12.958	Voltage =	480
X/R ratio = 4.748						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 11		881		0.732		1.00000
Bus 11		14,705		12.226		0.21850
Faulted Bus no: 25	Amps =	19,298	MVA =	16.044	Voltage =	480
X/R ratio = 6.202						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 12		528		0.439		1.00000
Bus 12		18,770		15.605		0.05555
Faulted Bus no: 26	Amps =	19,220	MVA =	15.979	Voltage =	480
X/R ratio = 6.147						
Contribution(s):		Amp		MVA		Voltage(pu)
Branch M 13		440		0.366		1.00000
Bus 13		18,780		15.613		0.05558

**CAPITULO III**  
**CALCULO DE ALIMENTADORES**

**3.0 ALIMENTADORES DE A.T.**

**3.1 CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA DE ALIMENTACION**

**3.1.1 Generales:**

- Tensión		4160 Volts
- Fases		3
- Hilos		3
- Frecuencia		60 Hz
- Cap. int. de c.c.	4.16 KV	250 MVA
- Corriente de c.c.	4.16 KV	34.138 AMP
- Tiempo de op. del interruptor		5 ciclos

**3.1.2 Alimentadores:**

Cable de energía monopolar de cobre con aislamiento "EPR" con pantalla para 5 KV.

## 3.1.3 Fuente de suministro:

Tablero blindado de Casa de Fuerza.

## 3.1.4 Distribución de acometida:

Subterránea por medio de bancos de ductos existentes' con tubos de asbesto-cemento de 102 mm de Ø.

## 3.2 CARACTERISTICAS DE LAS CARGAS

3.2.1 Se alimentará a 6 subestaciones de las siguientes características:

- Capacidad	1 de 1000 KVA
	3 de 1500 KVA
	2 de 2000 KVA
- Tensión primaria	4160 Volts
- Tensión secundaria	480 Volts
- Fases	3
- Frecuencia	60 Hz
- Conexión	Delta / Estrella

## 3.3 DETERMINACION DE LOS FACTORES DE DISEÑO PARA LA SELECCION DE LOS CABLES ALIMENTADORES

3.3.1 Capacidad de conducción a plena carga

$$a) I = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 4.16} = 139 \text{ AMP}$$

$$b) \quad I = \frac{1500}{\sqrt{3} \times 4.16} = 208 \text{ AMP}$$

$$c) \quad I = \frac{2000}{\sqrt{3} \times 4.16} = 277 \text{ AMP}$$

### 3.3.2 Datos de instalación:

3.3.2.1 Los cables alimentadores se instalarán en bancos de ductos subterráneos existentes conteniendo 9 ductos o base de tubo conduit de asbesto-concreto de 102 mm (4") de  $\phi$ . Los cuales serán ocupados en su totalidad por los nuevos alimentadores.

3.3.2.2 Se tomará como temperatura ambiente del terra no 25 °C y con factor de carga de 75%.

3.3.2.3 La longitud estimada para los alimentadores será de 250 mts.

3.3.3 Capacidad de conducción de corriente para cables de enerjía de cobre tipo polycon EPR clase 5KV ( 1001 - 8000 V ).

De la página 44 del catálogo de Conductores Monterrey mostrada en la siguiente hoja tenemos que para nueve ductos la capacidad de corriente al 75% y 100% de carga es:

(ver figura No. 3.1)

CABLES DE ENERGIA CONDUZIONE EPR-N  
POLYCON XLPE  
POLYCON EPR

CAPACIDADES DE CORRIENTE  
1001-8000 V

COBRE

CABLES	EN BANCO DE CABLES UNIFORMES (CONDICIONES ESTANDAR)						EN BANCO DE DUCTOS TRES POR DUCTOS POR DUCTO						EN EL AIRE FACTOR DE CARGA 30% a 100%		EN CONDUCTORES	ENTERRADO DIRECTAMENTE					
	DUCTOS		DUCTOS		DUCTOS		DUCTOS		DUCTOS		DUCTOS		MONOFASICO	TRIFASICO							
	FACTORES DE CARGA						FACTORES DE CARGA							MONOFASICO	TRIFASICO						
	75	100	75	100	75	100	75	100	75	100	75	100	FACTORES DE CARGA								
	75	100	75	100	75	100	75	100	75	100	75	100	FASICO	FASICO	75	100	75	100			
6	112	106	103	94	98	88	95	90	84	77	73	64	68	59	112	93	83	142	130	124	115
4	146	137	133	121	127	114	123	117	109	99	94	82	87	75	148	122	108	186	169	162	149
2	190	178	172	156	163	146	160	151	140	127	120	104	111	95	195	159	144	242	219	210	192
1/0	249	233	244	202	212	188	210	196	182	164	155	134	143	122	260	211	188	315	283	271	249
2/0	284	265	255	229	241	213	240	225	207	185	175	151	161	137	299	243	221	360	322	308	282
3/0	325	302	291	260	274	242	274	256	235	210	198	170	182	155	345	279	252	411	367	355	321
4/0	373	345	331	296	312	274	313	292	267	237	224	192	205	174	400	321	287	470	418	403	365
250	410	379	364	324	342	300	343	320	291	259	244	209	224	189	444	355	314	517	459	442	399
300	462	426	407	361	381	333	384	357	324	286	268	229	245	207	508	403	358	577	510	491	442
350	499	460	440	390	412	360	415	386	350	309	290	247	265	224	549	435	387	623	561	530	477
400	548	502	480	422	448	389	450	416	375	329	309	261	281	236	616	480	423	682	599	575	512
500	613	561	536	472	501	435	503	465	419	368	345	292	314	264	688	536	473	762	669	643	572
600	690	628	598	523	557	481	549	506	452	396	369	311	336	280	795	598	518	853	744	698	620
750	771	702	668	585	622	537	614	565	505	442	412	348	375	313	889	668	579	953	831	780	693
1000	901	816	775	676	720	619	698	639	568	495	460	387	417	348	1061	768	657	1003	958	887	780
1250	1011	913	866	752	802	687									1211			1229	1064		
1500	1105	995	942	816	871	744									1347			1340	1156		

FACTOR DE CORRECCION POR TEMPERATURA AMBIENTE

15°C	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.22	1.22	1.04	1.04
20°C	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.18	1.18	1.00	1.00
25°C	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	1.14	1.14	0.96	0.96
30°C	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	1.10	1.10	0.93	0.93
35°C	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	1.05	1.05	0.89	0.89
40°C	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	1.00	1.00	0.85	0.85
50°C															0.89			

Figura 3.1

CAL. No. AWG o MCM	FACTOR DE CARGA	EN BANCOS DE DUCTOS 3 COND. POR DUC.			
		1 DUCTO	3 DUCTO	6 DUCTO	9 DUCTO
250	75%	343	291	244	224
300	75%	384	324	268	245
400	75%	450	375	309	281
500	75%	503	419	345	314
600	75%	549	452	369	336
250	100%	320	259	209	189
300	100%	357	286	229	207
400	100%	416	329	261	236
500	100%	465	368	292	264
600	100%	506	396	311	280



De estas tablas se puede ver que para el factor de 75% de carga para la subestación de 1000 KVA y 1500 KVA todos los cables cumplen. Para la subestación de 2000 KVA únicamente los cables de 500 y 600 MCM cumplen.

Para el factor de carga de 100% para la subestación de 1000 KVA todos los cables cumplen. Para la subestación de 1500 KVA solo cumplen los cables 400, 500 y 600 MCM. Para la subestación de 2000 KVA solo cumple el calibre 600 MCM.

### 3.3.4 Caída de tensión

Utilizando la fórmula

$$dv = (Ri \cos\theta + X_L i \sin\theta)$$

$$dv = (R \cos\theta + X_L \sin\theta) Li$$

En la cual:

dv = Caída de tensión al neutro en Volts.

R = Resistencia de C.A. a la temp. de operación en  $\Omega/\text{Km}$ .

$\cos\theta$  = Factor de potencia de la carga ( $\sin\theta$  = complemento)

$X_L$  = Reactancia inductiva en  $\Omega/\text{Km}$ .

L = Longitud del circuito en Km.

i = Corriente a plena carga en amperes.

Considerando un F.P. atrasado de 0.8 se tiene:

$$\cos\theta = 0.8 \quad ; \quad \sin\theta = 0.6$$

L	= 0.25 Km
I <sub>1</sub>	= 139 Amp
I <sub>2</sub>	= 208 Amp
I <sub>3</sub>	= 277 Amp
R <sub>250</sub>	= 0.185 Ω/Km
R <sub>300</sub>	= 0.144 Ω/Km
R <sub>400</sub>	= 0.110 Ω/Km
R <sub>500</sub>	= 0.088 Ω/Km
R <sub>600</sub>	= 0.080 Ω/Km

Reactancia inductiva  $X_L = 2\pi FL$

Donde:

$X_L$	= Reactancia inductiva en Ω/Km
$\pi$	= Constante ( 3.1416 )
F	= Frecuencia en ciclos por segundo
L	= Inductancia en Henrys/Km

Inductancia de los cables en arreglo de "trebol" (  )

L <sub>250</sub>	= 0.000320
L <sub>300</sub>	= 0.000327
L <sub>400</sub>	= 0.000313
L <sub>500</sub>	= 0.000302
L <sub>600</sub>	= 0.000291

$X_{L250}$	= 2 x 3.1416 x 60 x 0.000320	= 0.120
$X_{L300}$	= 2 x 3.1416 x 60 x 0.000327	= 0.123
$X_{L400}$	= 2 x 3.1416 x 60 x 0.000313	= 0.118
$X_{L500}$	= 2 x 3.1416 x 60 x 0.000302	= 0.114
$X_{L600}$	= 2 x 3.1416 x 60 x 0.000291	= 0.109

Sustituyendo valores en la fórmula de caída de tensión queda:

a) Para una  $I_n = 139$  AMP

$$\begin{aligned} dV_{250} &= (0.185 \times 0.8 + 0.120 \times 0.6) \times 0.25 \times 139 = 7.6V \\ dV_{300} &= (0.144 \times 0.8 + 0.123 \times 0.6) \times 0.25 \times 139 = 6.6V \\ dV_{400} &= (0.110 \times 0.8 + 0.118 \times 0.6) \times 0.25 \times 139 = 5.5V \\ dV_{500} &= (0.088 \times 0.8 + 0.114 \times 0.6) \times 0.25 \times 139 = 4.8V \\ dV_{600} &= (0.080 \times 0.8 + 0.109 \times 0.6) \times 0.25 \times 139 = 4.5V \end{aligned}$$

b) Para una  $I_n = 208$  AMP

$$\begin{aligned} dV_{250} &= (0.185 \times 0.8 + 0.120 \times 0.6) \times 0.25 \times 208 = 11.4V \\ dV_{300} &= (0.144 \times 0.8 + 0.123 \times 0.6) \times 0.25 \times 208 = 9.8V \\ dV_{400} &= (0.110 \times 0.8 + 0.118 \times 0.6) \times 0.25 \times 208 = 8.2V \\ dV_{500} &= (0.088 \times 0.8 + 0.114 \times 0.6) \times 0.25 \times 208 = 7.2V \\ dV_{600} &= (0.080 \times 0.8 + 0.109 \times 0.6) \times 0.25 \times 208 = 6.7V \end{aligned}$$

c) Para una  $I_n = 277$  AMP

$$\begin{aligned} dV_{250} &= (0.185 \times 0.8 + 0.120 \times 0.6) \times 0.25 \times 277 = 15 V \\ dV_{300} &= (0.144 \times 0.8 + 0.123 \times 0.6) \times 0.25 \times 277 = 12 V \\ dV_{400} &= (0.110 \times 0.8 + 0.118 \times 0.6) \times 0.25 \times 277 = 11 V \\ dV_{500} &= (0.088 \times 0.8 + 0.114 \times 0.6) \times 0.25 \times 277 = 9.6V \\ dV_{600} &= (0.080 \times 0.8 + 0.109 \times 0.6) \times 0.25 \times 277 = 8.9V \end{aligned}$$

3.3.5 Regulación: Aplicando la fórmula:

$$\% \text{ REG} = \frac{E_0 - E_1}{E_1} \times 100 \text{ en la cual:}$$

$E_0$  = Voltaje de fase a neutro en la alimentación.

$E_1$  = Voltaje de fase a neutro en la carga.

$E_0 - E_1 = dV$  = Caída de voltaje al neutro.

$$E_0 = \frac{4160}{\sqrt{3}} = 2402 \text{ V}$$

$$E_1 = E_0 - dV$$

a)

$$E_{1-250} = 2402 - 7.6 = 2394 \text{ V}$$

$$E_{1-300} = 2402 - 6.6 = 2395 \text{ V}$$

$$E_{1-400} = 2402 - 5.5 = 2396 \text{ V}$$

$$E_{1-500} = 2402 - 4.8 = 2397 \text{ V}$$

$$E_{1-600} = 2402 - 4.5 = 2398 \text{ V}$$

b)

$$E_{1-250} = 2402 - 11.4 = 2391 \text{ V}$$

$$E_{1-300} = 2402 - 9.8 = 2392 \text{ V}$$

$$E_{1-400} = 2402 - 8.2 = 2394 \text{ V}$$

$$E_{1-500} = 2402 - 7.2 = 2395 \text{ V}$$

$$E_{1-600} = 2402 - 6.7 = 2395 \text{ V}$$

c)

$$E_{1-250} = 2402 - 15 = 2387 \text{ V}$$

$$E_{1-300} = 2402 - 13 = 2389 \text{ V}$$

$$E_{1-400} = 2402 - 11 = 2391 \text{ V}$$

$$E_{1-500} = 2402 - 9.6 = 2392 \text{ V}$$

$$E_{1-600} = 2402 - 8.9 = 2393 \text{ V}$$

a)

$$\% R_{\text{reg}250} = 7.6/2394 = 0.32\% < 1\% \quad \text{Cumple}$$

$$\% R_{\text{reg}300} = 6.6/2395 = 0.28\% < 1\% \quad \text{"}$$

$$\% R_{\text{reg}400} = 5.5/2396 = 0.23\% < 1\% \quad \text{"}$$

$$\% R_{\text{reg}500} = 4.8/2397 = 0.20\% < 1\% \quad \text{"}$$

$$\% R_{\text{reg}600} = 4.5/2398 = 0.19\% < 1\% \quad \text{"}$$

De lo anterior se puede ver que por % de regulación y por consecuencia por caída de tensión todos los cables son aceptables.

### 3.3.6 Capacidad de sobrecarga

El valor de la corriente en periodos de sobrecarga es es tá dado por la expresión:

$$I_2 = I_1 \left( \frac{T_{c2} - T_{a2}}{T_{c1} - T_{a1}} \times \frac{234 + T_{c1}}{234 + T_{c2}} \right)^{1/2}$$

En donde:

$I_2$  = Capacidad de conducción para las condiciones --  
 $T_{c2}$  y  $T_{a2}$

$I_1$  = Capacidad de conducción para las condiciones --  
 $T_{c1}$  y  $T_{a1}$

$T_{c1}$  y  $T_{c2}$  = Temperatura del conductor

$T_{a1}$  y  $T_{a2}$  = Temperaturas ambientales

Para los cables considerados la temperatura de sobrecarga es de 130 °C y el tiempo de sobrecarga es de -- 100 horas máximo.

Sustituyendo valores tenemos:

$$I_2 = I_1 \left( \frac{130 - 25}{90 - 25} \times \frac{234 + 90}{234 + 130} \right)^{1/2}$$

$$I_2 = 1.2 I_1$$

De lo anterior se tiene que para el caso de 3 conductores en banco de 9 ductos, para un factor de carga del 100% la capacidad de sobrecarga queda:

12-250	=	1.2	(189)	=	226.8
12-300	=	1.2	(207)	=	248.4
12-400	=	1.2	(236)	=	283.2
12-500	=	1.2	(264)	=	316.8
12-600	=	1.2	(280)	=	336

Los valores anteriores representan las capacidades máximas de corriente que pueden conducir los cables en periodos de sobrecarga.

### 3.4 CONCLUSIONES

Ira. Por capacidad de corriente de los cables para instalaciones de bancos de 9 ductos se tiene que para factor de carga de 75% los 5 calibres estudiados (250, 300, 400, 500 y 600) son satisfactorios para las subestaciones de 1000 y 1500 KVA y los calibres 400 y 500 MCM para las subestaciones de 2000 KVA.

Para un factor de carga del 100% los cables que resultan adecuados son:

a) Subestación de 1000 KVA = 250, 300, 400, 500 y 600 MCM.

b) Subestaciones de 1500 KVA = 400, 500 y 600 MCH.

c) Subestaciones de 2000 KVA = 600 MCH.

2da. Por caída de tensión y consecuentemente por % de regulación los 5 cables en estudio resultan satisfactorios.

3ra. La capacidad de sobrecarga de los cables es del 20% durante un máximo de tiempo de 100 horas en cualquiera - de los 12 meses consecutivos y no más de 500 horas en la vida del cable sin que afecte su vida útil.

4ta. De todo lo anterior concluimos que los cables que cumplen con las condiciones establecidas para las diferentes subestaciones son:

a) Subestación de 1000 KVA = cable seleccionado 250 -- MCH.

b) Subestaciones de 1500 KVA = cable seleccionado 400 MCH.

c) Subestaciones de 2000 KVA = cable seleccionado 600 MCH.

5ta. Determinación del  $\phi$  del ducto para instalar los cables alimentadores.

Ø Externo del cable cat. 600 MCH clase 5 KV = 33 mm

$$A_1 = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3.1416 (33)^2}{4} = 855 \text{ mm}^2$$

$$A_3 = 855(3) = 2565 \text{ mm}^2 \text{ (representa el 40\% del relleno).}$$

2565 - 40 (40% de relleno)

x - 100 (100% de área total requerida)

$$x = 6412 \text{ mm}^2 = A_{tr} = \text{Área total requerida}$$

Para tubo de asbesto - cemento de 102 mm (4") de Ø se tiene:

$$\text{Ø int.} = 101.6 \text{ mm}$$

$$A_t = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3.1416 (101.6)^2}{4} = 8107 \text{ mm}^2 \text{ (área del tubo)}$$

$$\text{Como } A_t > A_{tr} \quad (8107 > 6412)$$

El tubo de 4"Ø resulta sobrado y por lo tanto adecuado.

6ta. Tensión máxima de jalado:

De la pag. 4 del catálogo de Conductores Monterrey tenemos que la tensión máxima de jalado es:

$$7 \text{ Kg/mm}^2$$

$$\begin{aligned}
 250 \text{ MCH} &= 250,000 \text{ HC} & 250,000 (5.067 \times 10^{-4}) &= 126.67 \text{ mm}^2 \\
 400 \text{ MCH} &= 400,000 \text{ HC} & 400,000 (5.067 \times 10^{-4}) &= 202.68 \text{ mm}^2 \\
 600 \text{ MCH} &= 600,000 \text{ HC} & 600,000 (5.067 \times 10^{-4}) &= 304 \text{ mm}^2
 \end{aligned}$$

$$\text{Cable } 250 \text{ MCH } 7(126.67) = 887 \text{ Kg} = 1955 \text{ lbs.}$$

$$\text{Cable } 400 \text{ MCH } 7(202.68) = 1,418 \text{ Kg} = 3126 \text{ lbs.}$$

$$\text{Cable } 600 \text{ MCH } 7(304) = 2,128 \text{ Kg} = 4690 \text{ lbs.}$$

7ta. Longitud máxima de jalado

En ductos asbesto-cemento y tramos rectos

$$L_{250} = \frac{T}{w(F)} = \frac{887}{1.776 (.5)} \approx 1000 \text{ mts/cond (333 mts/3cond)}$$

$$L_{400} = \frac{1418}{2.582 (.5)} = 1,098 \text{ mts/cond (366 mts/3cond)}$$

$$L_{600} = \frac{4690}{3.628 (.5)} = 2,585 \text{ mts./cond (861 mts/3cond)}$$

Donde:

t = tensión máxima de jalado

w = peso del cable en kg/m

f = coeficiente de fricción (0.5 para ductos de asbesto-cemento).

## CAPITULO IV

### MECION, PROTECCION Y ALUMBRADO

#### 4.1 EQUIPO DE PROTECCION Y MECION

##### 4.1.1 Casa de fuerza

##### 4.1.1.1 Tablero de distribución:

Los requerimientos de seguridad y mantenimiento en las instalaciones eléctricas han hecho a los diseñadores inclinarse en lo que se refiere a tableros -- por diseños compactos y flexibles, este es el caso del tablero tipo Metal-Clad, el cual se compone de varias celdas que comprenden: interruptor remobile, barras conductoras, transformadores de medición y - dispositivos de control, ensamblados en una forma - compacta y en gabinetes metálicos, los cuales quedan designados como:

- Compartimientos de control.
- Compartimiento de interruptor.
- Compartimiento de barras principales o buses.
- Compartimiento de transformadores de medición.

Los tableros Metal-Ciad ofrecen las siguientes ventajas:

- 1.- Alto grado de seguridad de servicio: cambio rápido y sencillo de las partes.
- 2.- Manejo seguro y sencillo sin ninguna posibilidad de algún manejo erróneo.
- 3.- Excelente acceso a todos los elementos con fines de reparación o mantenimiento.
- 4.- Dimensiones mínimas y gran ahorro en obras civiles y espacio.
- 5.- Los tableros se pueden ampliar fácil y rápidamente o se trasladan parcialmente o en su totalidad.
- 6.- En caso de cortocircuito en las barras colectoras se abre una tapa de seguridad que expulsa los gases comprimidos como causa del accidente, evitando de esa manera afectar otras celdas.
- 7.- Con una celda de reserva se puede en caso de falla que surja por el daño en los aparatos de cualquier otra celda, hacer un cambio instantáneo de las partes removibles.

De acuerdo a los requerimientos del Complejo Industrial, la magnitud de la carga y la flexibilidad necesaria en la operación y mantenimiento, se ha seleccionado el tablero Metal Ciad.

A grandes rasgos el tablero constará de 8 secciones:

- 1.- Sección de control, protección y regulación de voltaje - del generador.
- 2.- Sección para control y operación del interruptor principal.
- 3.- Sección para control y operación de interruptores generales, 4 para la carga actual y 1 para cargas futuras.
- 4.- Sección para control de sincronización con otro turbogenerador y operación del interruptor de enlace.

El tablero Metal-Clad deberá cumplir con las siguientes especificaciones:

D E S C R I P C I O N	CANTIDAD
<p>Tablero tipo Metal-Clad, a tensión media para operar en sistema de 4.16 KV, 3 fases, 60 Hz, servicio Interior NEHA I. El tablero estará formado por secciones metálicas de lámina de acero rolado en frío y estructura de perfiles laminados de acero formando secciones verticales para soportarse directamente sobre el piso, frente muerto, totalmente terminado; limpieza por proceso químico de bonderizado de fosfato de zinc, acabado epóxico catalizado y pintura color verde tierno.</p>	1

## DESCRIPCIÓN

## CANTIDAD

Tanto la estructura como los accesorios y el equipo que se acojen en el tablero soportarán los esfuerzos producidos por una potencia de falla de 250 MVA simétricos a 4.16 KV.

El tablero se diseñará, construirá y probará de acuerdo con las normas IEEE, ANSI y NEMA más recientes.

Se proveerá de placas de datos para cada gabinete y para cada uno de los elementos principales construidos como son: interruptores, selectores, relevadores, instrumentos de medición, etc.

El tablero contendrá el siguiente equipo:

- Juego de barras de cobre puro electrolítico para el bus principal formado de tres fases para una conducción continua de 3000 AMPS y con una densidad de corriente de 800 AMPS/in<sup>2</sup>.

Las barras y uniones serán de solera de cobre puro electrolítico, teniendo las aristas redondeadas; las barras y uniones se estañarán antes de atornillarse para asegurar el máximo de conductividad.

## DESCRIPCIÓN

## CANTIDAD

Contendrá una barra de cobre para el bus de tierra con capacidad de 1600 AMPS localizado en la parte inferior y a todo lo largo del tablero con una densidad de corriente de 800 AMPS/plg<sup>2</sup>, para la conexión del sistema de tierra al tablero se proporcionará en cada extremo de la barra de tierra un conector tipo mecánico para cable calibre 4/0 AWG.

En detalle estará formado por el siguiente equipo:

- |  |   |
|--|---|
| 1. Sección de control, protección y regulación de voltaje del generador.   | 1 |
| - Relevador para protección diferencial de estado sólido, 3 fases, curvas con porcentaje variable y alta velocidad de operación (montado al frente del tablero) (dispositivo 87) | 1 |
| - Relevador de estado sólido para protección de potencia inversa, para monitorizar las 3 fases, con ajustes de pickup y time delay. (dispositivo 32).                            | 1 |
| - Relevador de estado sólido para protección de bajo/alto voltaje (montado al frente del tablero) (dispositivo 27/59).   | 1 |

DESCRIPCION	CANTIDAD
- Relevador de protección para alta temperatura para aceptar 6 entradas de RTD de 10 ohms de cobre. (montado al frente del tablero) -- (dispositivo 49).	1
- Registrador de frecuencia, con alarmas por alta y baja frecuencia, 120V, 55-65 Hz.	1
- Voltímetro con carátula de fondo blanco y tipos negros, 0-5000 Volts.	1
- Conmutador para voltímetro de 4 posiciones.	1
- Frecuencímetro con carátula de fondo blanco y tipos negros, 55-65 Hz.	1
- Factorímetro con carátula de fondo blanco y tipos negros, 115 Volts, 5 Amps, 0-1.0-0 F.P.	1
- Wattímetro con carátula de fondo blanco y tipos negros, 3 fases, 3 hilos y 5 Amps, 60 Hz 0-7000 Kwatts.	1
- Switch de control para operación del sincroscopto, permisivo para paralelear el generador.	1

DESCRIPCION	CANTIDAD
- Calentador de espacio para celda a 120 V 60 Hz.	1
- Termostato automático para controlar calen- tadores de espacio de rango 20 °C- 40 °C.	1
- Alambrado secundario y tabillitas termina- les debidamente marcadas para señalización alarma y control.	1
- Regulador de voltaje de estado sólido 60 - VAC, de entrada y salida de 0-32 VDC, 20 - amps.	2
- Transformador de potencial para control -- del regulador de voltaje con relación de - transformación de 4160/120 V.	2
- Reóstato para regulación de voltaje de 100 ohms-20 watts. (montado al frente del ta- blero).	1
- Selector de 2 posiciones para sistema de - regulación de voltaje.	1

## DESCRIPCION

## CANTIDAD

## 2.- Sección del interruptor principal 4.16 KV

1

- Interruptor de potencia en aire, remobible, 5 KV, 1200 amps, 3 polos 1 tiro, -- operación eléctrica por medio de energía almacenada 125 V.C.D. el cierre y el disparo, con 4 contactos auxiliares (2-N.A. y 2 N.C.) y las siguientes características:

- Corriente nominal	120 amps.
- Voltaje de operación	4.16 KV
- Voltaje de diseño	5 KV
- Capacidad interruptiva	250 MVA sim.
- Frecuencia	60 Hz
- Motor de mando	125 V.D.C.

- Relevador de estado sólido para protección de sobrecorriente y cortocircuito entre fases, características de tiempo inverso, rango de la unidad de tiempo -- 1.5-12 amps, dispositivo de disparo instantaneo de 1 a 40 veces el tap seleccionado en la unidad de tiempo para sensor 3 fases (montado al frente del tablero). (dispositivo 50/51).

1

## DESCRIPCIÓN

## CANTIDAD

- Relevador de estado sólido para protección de sobrecorriente y cortocircuito de fase a tierra, características de tiempo inverso, rango de la unidad de tiempo 0.5-2.5 amps, dispositivo de disparo instantáneo de 1 a 40 veces el tap seleccionado en la unidad de tiempo (montado al frente del tablero) (dispositivo 50/51 H). 1
- Transformador de potencial para medición y sincronización con relación 4200/120 V con 3 fusibles del lado primario. 2
- Transformador de corriente para medición y protección con relación de transformación de 1000/5 amps, tipo bushing. 6
- Transformador de corriente para regulador de voltaje con relación de transformación de 1200/5 amps, tipo bushing. 1
- Watthorímetro con indicación de demanda máxima adecuado para medición trifásica en dos elementos y con los transformadores de corriente y de potencial antes indicados. 1

DESCRIPCION	CANTIDAD
- Amperímetro con carátula de fondo blanco y ~ tipos negros 0-1000amps.	1
- Conmutador para amperímetro de 4 posiciones.	1
- Switch de control para disparo y cierre del interruptor, con luces indicadoras roja y verde.	1
- Calentador de espacio para celda a 120V. 60Hz.	1
- Termostato automático para controlar calentadores de espacio de rango 20°C-40°C.	1
- Seccionador de un polo con fusible.	1
- Alambrado secundario y tablas debidamente marcadas para señalización y control.	1

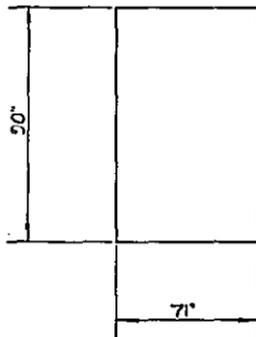
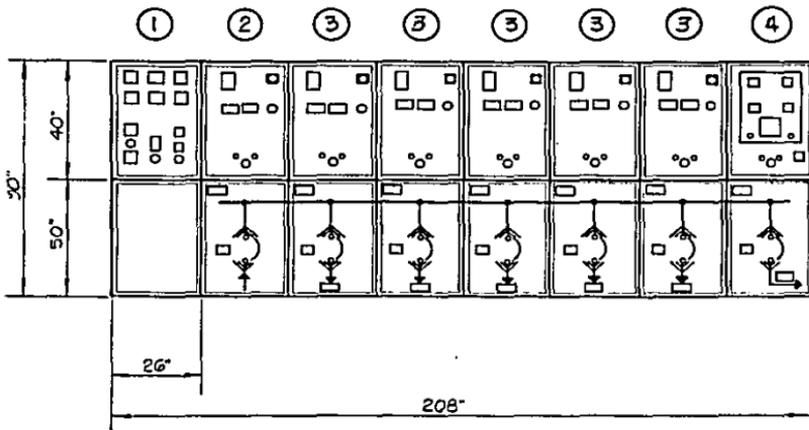
DESCRIPCION	CANTIDAD
3.- Secciones de Interruptores derivados 4.16 KV	5
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Con las mismas características que la sección del interruptor principal, excepto que las -- secciones de los interruptores derivados no -- contendrán:</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Voltímetro.</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conmutador de voltímetro.</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Transformador de potencial.</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>* Transformadores de corriente 600/5 amps.</li> </ul>	
4.- Sección de enlace.	1
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Con las mismas características que las <u>seccio</u>nes de los circuitos derivados excepto que <u>es</u> la sección de enlace no contendrá:</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Amperímetro.</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conmutador para amperímetro.</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Watthorímetro.</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Relevadores de protección.</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Transformadores de corriente.</li> </ul>	

DESCRIPCION	CANTIDAD
- Esta sección irá provista de una ménsula de sincronización donde irán alojados los siguientes equipos:	1
- Voltmetro con carátula de fondos blancos y tipos negros 0-5000 V.	1
- Conmutador para voltmetro de 4 posiciones.	1
- Sincronoscopio tipo rotativo, 120V, 1 fase, - 60 Hz.	1
- Switch para sincronoscopio.	1
- Transformador de potencial para medición de voltaje de otra fuente con rel. 4160/120V.	1

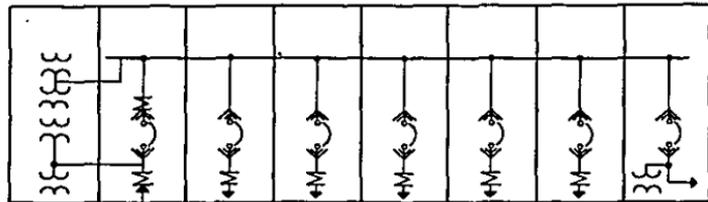
#### NOHENCLATURA DE PROTECCIONES

- 50 - UNIDAD INSTANTANEA
- 51 - UNIDAD DE SOBRECORRIENTE
- 51N - UNIDAD DE SOBRECORRIENTE AL NEUTRO
- 27 - RELEVADOR DE BAJA VOLTAJE
- 59 - RELEVADOR DE ALTO VOLTAJE
- 86 - RELEVADOR AUXILIAR
- 87 - RELEVADOR DIFERENCIAL
- 32 - RELEVADOR DE POTENCIA INVERSA
- 49 - RELEVADOR DE TEMPERATURA

VISTA FRONTAL



VISTA LATERAL



CAMINO DEL BUS

TABLERO METAL CLAD  
SERVICIO INTERIOR

- 1: CELDA DE CONTROL Y PROTECCION GENERADOR.
- 2: CELDA DE ALIMENTACION
- 3: CELDA DE DERIVACION
- 4: CELDA DE ENLACE

#### 4.1.1.2 Banco de corriente directa.

La protección por relevador exige la existencia de un banco de corriente directa para la alimentación de los relevadores de protección de estado sólido y para la operación de desconexión e interrupción del circuito de potencia.

Este banco de corriente directa opera el interruptor del circuito de potencia por la acción de los relevadores de protección. El hecho de usar un banco de corriente directa se desprende de la imposibilidad de ausencia de energía para la desconexión del circuito de potencia, al tener energía almacenada en baterías.

Basicamente el banco de corriente directa estará formado por un cargador de baterías y por un banco de baterías; los cuales tienen las siguientes características:

##### 1.- Cargador de baterías

a) Tipo:	Flotación
b) Servicio:	Interior
c) Tensión de alimentación:	220 V
d) Fases:	1
e) Frecuencia:	60 Hz
f) Corriente nominal de salida:	6 amps c.d.
g) Tensión nominal de salida:	125 V.C.D.
h) Voltaje de flotación:	118V/139 V.C.D.
i) Voltaje de igualación:	128V/144 V.C.D.

j) Operación:	Automática
k) Marca:	Exide o similar

## 2.- Banco de baterías

a) Tipo:	Niquel-cadmio
b) Servicio:	interior
c) Tensión nominal:	125 V.C.D.
d) Capacidad:	120 amps/hr.
e) Régimen de descarga:	8 hrs.
f) Número de elementos:	90
g) Marca:	Nife o similar

### 4.1.1.3 Protección por sobretensiones

Las sobretensiones que se presentan en las instalaciones de un sistema eléctrico pueden ser de dos tipos:

- 1.- Sobretensión de origen atmosférico.
- 2.- Sobretensiones por fallas en el sistema.

En el estudio que ahora nos ocupa trataremos la protección contra sobretensiones por fallas en el sistema.

Los procesos de conexión y desconexión o los contactos a tierra intermitentes, pueden desencadenar peligrosas sobretensiones que pueden dañar los devanados del generador. A fin de rebajarlas a un nivel no perjudicial se proveen apartarrayos en combinación con un --

banco de capacitores que se instalan por lo general en las terminales del generador. Estos apartarrayos rebajan o atenúan las ondas de sobretensión incidentes a valores no perjudiciales para el aislamiento del generador.

Las características del apartarrayo seleccionado son las siguientes:

a) Tipo:	Estacionario
b) Servicio:	Interior
c) Voltaje nominal:	4500 V
d) Voltaje sistema:	2400 V
e) Fases:	1
f) Frecuencia:	60 Hz
g) Número de unidades:	3
h) Marca:	Westinghouse o similar

#### Capacitor

a) Tipo:	Trifásico
b) Servicio:	Interior
c) Voltaje nominal:	4160 V
d) Capacidad:	0.5 microfarads
e) Cantidad:	1
f) Marca:	Westinghouse o similar

#### 4.1.1.4 Banco de resistencia del neutro del generador

Las razones para limitar la corriente colocando una resistencia en el neutro del generador a tierra son:

- 1.- Para reducir los efectos de destrucción e incendio causados por altas corrientes en casos de falla --

**TABLE 5.9 Protective Equipment for Three-phase A-C Rotating Machines**

Machine voltage rating (phase-to-phase)	For installation at machine terminals or on machine bus						For installation 1500 to 2000 ft out on directly connected exposed overhead lines		
	Protective capacitors			Station-type arresters			Distribution-type arresters		
	Voltage rating	Microfarads per pole	Single-pole units required	Voltage rating		Single-pole units required	Voltage rating		Single-pole units required
				Un-grounded or resistance-grounded system	Effectively grounded system		Un-grounded or resistance-grounded system	Effectively grounded system	
0-650	0-650	1.0	3*	650	650	3*	650	650	3
2,400	2,400	0.5	3*	3,000	3,000	3	3,000	3,000	3
4,160	4,160	0.5	3*	4,500	3,000†	3	6,000	3,000†	3
4,800	4,800	0.5	3	6,000	4,500	3	6,000	6,000	3
6,900	6,900	0.5	3	7,500	6,000	3	9,000	6,000	3
11,500	11,500	0.25	3 or 6†	12,000	9,000	3	12,000	9,000	3
13,800	13,800	0.25	3 or 6†	15,000	12,000	3	15,000	12,000	3

\* A single three-pole unit is commonly used.

† Use six capacitor units (0.5  $\mu$ f per phase) where both of the following conditions apply: (1) Machine is directly connected to the exposed overhead lines, is connected through an autotransformer, or is connected through a Y-Y transformer with both Y's grounded. (2) Machine is ungrounded, is neutral grounded through a resistance greater than 50 ohms, or is neutral grounded through a reactance greater than 5 ohms (60-cycle basis). In all other cases three capacitor units (0.25  $\mu$ f per phase) will suffice.

‡ The use of 3000-volt arresters on a 4160-volt system requires an  $X_0/X_1$  ratio less than that necessary to make the system "effectively grounded." (See Selection of Arrester Voltage Rating.)

**TABLE 5.9 Protective Equipment for Three-phase A-C Rotating Machines**

Machine voltage rating (phase-to-phase)	For installation at machine terminals or on machine bus						For installation 1500 to 2000 ft out on directly connected exposed overhead lines		
	Protective capacitors			Station-type arresters			Distribution-type arresters		
	Voltage rating	Microfarads per pole	Single-pole units required	Voltage rating		Single-pole units required	Voltage rating		Single-pole units required
				Un-grounded or resistance-grounded system	Effectively grounded system		Un-grounded or resistance-grounded system	Effectively grounded system	
0-650	0-650	1.0	3*	650	650	3*	650	650	3
2,400	2,400	0.5	3*	3,000	3,000	3	3,000	3,000	3
4,160	4,160	0.5	3*	4,500	3,000†	3	6,000	3,000†	3
4,800	4,800	0.5	3	6,000	4,500	3	6,000	6,000	3
6,900	6,900	0.5	3	7,500	6,000	3	9,000	6,000	3
11,500	11,500	0.25	3 or 6†	12,000	9,000	3	12,000	9,000	3
13,800	13,800	0.25	3 or 6†	15,000	12,000	3	15,000	12,000	3

\* A single three-pole unit is commonly used.

† Use six capacitor units (0.5  $\mu$ f per phase) where both of the following conditions apply: (1) Machine is directly connected to the exposed overhead lines, is connected through an autotransformer, or is connected through a Y-Y transformer with both Y's grounded. (2) Machine is ungrounded, is neutral grounded through a resistance greater than 50 ohms, or is neutral grounded through a reactance greater than 5 ohms (60-cycle basis). In all other cases three capacitor units (0.25  $\mu$ f per phase) will suffice.

‡ The use of 3000-volt arresters on a 4160-volt system requires an  $X_0/X_1$  ratio less than that necessary to make the system "effectively grounded." (See Selection of Arrester Voltage Rating.)

eléctrica en el equipo, cables e interruptores.

- 2.- Para reducir esfuerzos mecánicos en circuitos y aparatos que manejan las corrientes de falla.
- 3.- Para reducir el riesgo de choque eléctrico en el personal, causados por corriente de falla a tierra.
- 4.- Para reducir la caída momentánea de voltaje ocasionado por la ocurrencia y liberación de una falla a tierra.

Las características del banco de resistencias seleccionado son:

a) Servicio:	Interior
b) Voltaje nominal:	2400 V
c) Voltaje sistema:	4160 V
d) Resistencia:	12 Ohms
e) Corriente nominal:	200 amps
f) Frecuencia:	60 Hz
g) Tiempo:	10 seg.
h) Elevación de temperatura:	500 °C
i) Marca	Westinhouse o similar

#### 4.1.2 Subestaciones secundarias

Para la alimentación de las subestaciones secundarias estas irán provistas con gabinetes autosoportados, -- provistos de puertas, embisagradas, construidos con -- láminas de acero roladas en frío, calibre # 14 USG -- (1.89 mm) para cubiertas y techo, calibre # 12 USG --

(2.65 mm) para puertas, estructuras, uniones de módulos y elementos estructurales o de soporte mismos que soportan la rigidez mecánica necesaria para soportar los esfuerzos estáticos y dinámicos inherentes a la operación de los elementos de la subestación, evitando con esto deformaciones permanentes a pesar de la presencia de cortocircuitos severos.

Base perimetral de canal estructural de acero de 120 X 50 X 50 mm, 3.41 mm de espesor.

Terminado con 2 capas de esmalte gris, ASA 61, previa limpieza, desoxidación y bonderizado epóxico.

Puertas con ventanas de inspección, con cristales de resistencia suficiente para soportar eventuales sobrepresiones internas hasta de:  $0.422 \text{ kg/cm}^2$  (6 lbs./plg<sup>2</sup>), amplias manijas de aluminio con portacandados para asegurarse en la posición de cerrado, en todas las puertas y en la sección de interruptor con bloqueo mecánico en las puertas, para evitar que sean abiertas estando el interruptor en la posición de cerrado.

Bus principal formado por barras de cobre electrolítico de 6.4 X 32 mm (1/4" X 1 1/4"), con capacidad para 400 amps, continuos soportado con aisladores de resibloc, marca BALTEAU, para 15 KV, 95 KV de tensión de prueba al impulso (BIL), la distancia entre soportes en ningún caso debe exceder de 980 mm.

Bus de tierra corrido a todo lo largo de la subestación con conexiones efectivas a los gabinetes y elementos metálicos no energizados; construido con barra de cobre electrolítico de 4.7X38.1 mm (3/16"X1 1/2"), con conectores mecánicos para cable calibre 2/0 AWG.

El gabinete estará integrado como sigue:

1.- Por la parte frontal

Una sección de Interruptor y fusibles.

Esta sección tiene una puerta, una palanca para operación desde el frente del tablero y una ventana de inspección. El equipo contenido es el siguiente:

4.1.2.1 Interruptor con carga tripolar.

Características principales:

a) Servicio:	Interior
b) montaje:	Vertical
c) Número de polos:	3
d) Número de tiros:	1
e) Voltaje nominal:	7.2 KV
f) Aislamiento máx. de diseño:	15 KV
g) Corriente nominal a 60 Hz:	400 amps
h) Capacidad interruptiva:	250 MVA
i) Cap. nominal de fusibles:	315 amps
j) Corriente momentánea:	35000 amps
k) Corriente en 4 segundos:	25000 amps
l) Mecanismo de operación:	
Tipo:	Seccionador con carga
Operación:	En grupo

Cierre:	Manual
Apertura:	Manual y automático por selenoide
Control:	Mecanismo de operación al frente del gabinete.
m) Número de unidades:	4

## 2.- Por la parte posterior

Similar a la sección de interruptor y fusibles descrita en la parte frontal.

El interruptor en la parte frontal y el interruptor - de la parte posterior están unidos a la salida de sus fusibles respectivos formando una sola unidad de transferencia para alimentar la carga con energía eléctrica del generador.

Aunado a lo anterior el equipo tendrá los siguientes detalles de operación:

- 1.- Bloqueo mecánico que impide que entren los interruptores al mismo tiempo, solo entrará uno u otro siempre que los dos estén en la posición de abieto.
- 2.- Bloqueo eléctrico cada interruptor llevará una bobina de disparo energizada a través de un micro-switch.

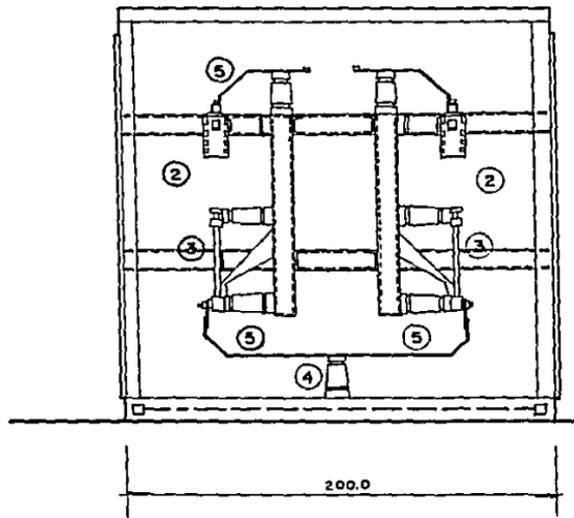
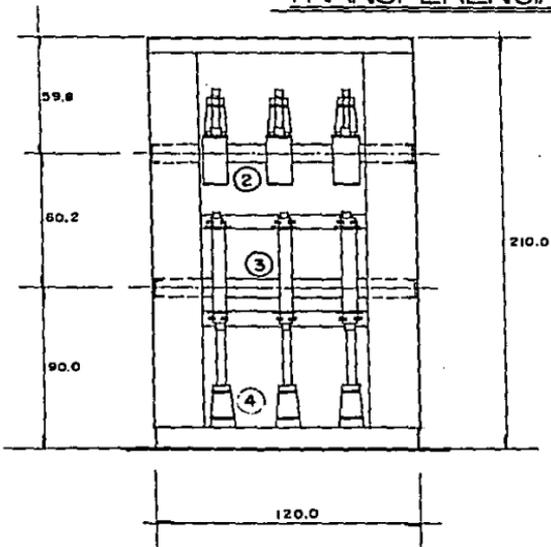
- 3.- Lámparas piloto verde y rojo con identificación para indicar posición del interruptor abierto y cerrado.
- 4.- Las puertas tendrán un bloqueo mecánico que impida abrirlas cuando se encuentra conectado uno u otro interruptor.
- 5.- Operación mecánica y eléctrica de los interruptores a 127 Volts C.A.

#### 4.1.2.2 Interruptor sin carga Tripolar

##### Características principales:

- |                                |  |
|--------------------------------|--|
| a) Servicio:                   | Interior                                     |
| b) montaje:                    | Vertical                                     |
| c) Número de polos:            | 6  |
| d) Número de tiros:            | 1  |
| e) Voltaje nominal:            | 7.2 KV                                       |
| f) Aislamiento max. de diseño: | 15 KV  |
| g) Corriente nominal a 60 Hz:  | 400 amps                                     |
| h) Corriente momentánea:       | 35000 amps                                   |
| i) Corriente en 4 segundos:    | 25000 amps                                   |
| j) Mecanismo de operación:     |  |
| Tipo:                          | Seccionador sin carga                        |
| Cierre:                        | Manual                                       |
| Apertura:                      | Manual                                       |
| Control:                       | Mecanismo de operación al frente del tablero |
| k) Número de unidades:         | 2  |

# TRANSFERENCIA EN ALTA TENSION 4.16 KV.



E L E V A C I O N

VISTA LATERAL A - B

## 4.2 SISTEMA DE TIERRA

Los fines de la puesta a tierra de la maquinaria y partes metálicas en las instalaciones eléctricas son:

- 1.- Fijar el nivel de potencial de todas las masas metálicas con respecto al suelo.
- 2.- Proteger los equipos contra las sobretensiones.
- 3.- Asegurar protección para el personal.

### 4.2.1 Elementos constitutivos y características de un sistema de tierras.

El sistema de tierra está constituido por:

- 1.- **Dispensor.** Constituido por un cuerpo metálico o un conjunto de cuerpos metálicos puestos en contacto con la tierra y destinados a dispersar las corrientes de tierra.
- 2.- **El conductor de tierra.** Lo constituye un conductor que sirve para unir las partes de puesta a tierra con el dispensor, o estos entre sí.

Las características principales de los sistemas de tierra son:

- 1.- La corriente de tierra  $i$ , que corresponde al valor máximo que se prevee de la corriente en amperes que debe ser dispersada en el sistema de tierra.

- 2.- La tensión de tierra  $V$ , equivalente a la máxima diferencia de potencial, medida en volts, existente entre el sistema de dispersión y un punto en el infinito, cuando el sistema de tierra dispersa la corriente de tierra  $I$  prevista.
  
- 3.- La resistencia de tierra  $R$ , cuyo valor en ohms se define por medio de la relación entre la tensión y la corriente de tierra  $R = \frac{V}{I}$ .
  
- 4.- El gradiente de tierra  $E$ , que indica en volts/M la diferencia de potencial entre dos puntos del terreno.
  
- 5.- La resistencia del terreno, que indica en ohms/M - el valor de la resistividad del terreno en el cual está embebido el sistema de dispersión.

#### 4.2.2 Dimensionado del sistema de tierra

Referente al dimensionado de los sistemas de tierra se consideran las siguientes características:

- a) Tensión de contacto.- Es el valor de la tensión que se presenta al paso de la corriente a tierra, entre las masas metálicas conectadas a tierra y el terreno circunvecino, que puede eventualmente, en alguna forma, entrar en contacto con una persona.
- b) Tensión de paso.- Es el que se manifiesta al paso de la corriente a tierra, entre dos puntos del terreno distantes un paso entre sí (generalmente 1M).

Las normas toman en cuenta valores para el interior y exterior que parecen aceptables en 125 volts, y cuando se aseguran interrupciones de la corriente de falla en el orden de 0.3 sec. es aceptable hasta 250 volts para las tensiones mencionadas.

#### 4.2.2.1 Diseño del sistema de tierras

Para este efecto contamos con los siguientes datos:

R = Resistividad del terreno = 35 ohms/m.

I = Corriente máxima de falla a tierra = 200 amps.  
(esta corriente está limitada por una resistencia a tierra de 6 ohms-200 amps.)

P = Perímetro de la instalación en un rectángulo de -  
10 X 6 m. = 32 m.

Se requiere que la tensión de paso y la tensión de con tacto no superen los 125 Volts.

Considerando para la maya un 55% de la corriente total de dispersión un 45% de esta corriente total de disper sión para el electrodo que está en posición vertical, se tiene:

Corriente de dispersión para la maya ( $I_m$ ) = .55 (200) = 110 A.

Corriente de dispersión para el electrodo ( $I_e$ ) = .45 - (200) = 90 A.

La longitud del cable conductor que constituye la maya está dado por la expresión:

$$L = \frac{0.7 (P) I_m}{V_c} \quad \text{donde } V_c = \text{Voltaje de contacto}$$

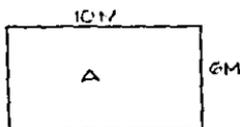
$$L = \frac{0.7 (35) (110)}{125} = 22 \text{ m}$$

Si consideramos que la profundidad del conductor es de 0.5 m. la tensión de paso es de:

$$V_p = 0.16 \frac{(P) I_m}{hL}$$

$$V_p = \frac{0.16 (35) (110)}{(.5) (22)} = 56 \text{ Volts} < 125 \text{ V}$$

## 4.2.2.2 Cálculo de la resistencia de tierra



$$A = 10 \times 6 = 60 \text{ m}^2$$

Ahora procederemos a encontrar el radio de un círculo cuya superficie sea igual a la superficie total encerrada por la maya:

$$r = \sqrt{\frac{A}{3.1416}} = \sqrt{\frac{60}{3.1416}} = 4.37$$

Cálculo de la resistencia del sistema

$$R = \frac{P}{Ar} + \frac{f}{L}$$

$$R = \frac{35}{4(4.37)} + \frac{35}{22} = 3.6 \text{ ohms}$$

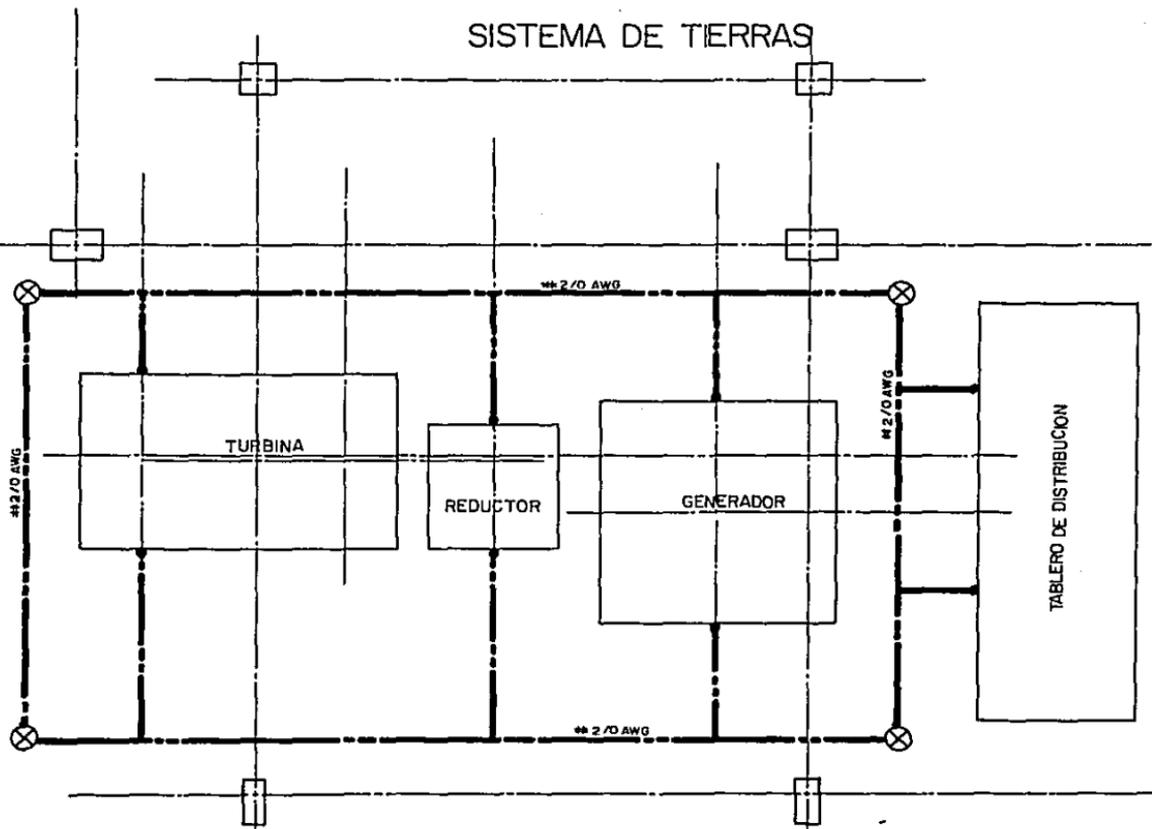
Este valor se puede disminuir instalando varios electrodos en la periferia de la maya.

$$R_t = \frac{R}{N (F)}$$

Donde: R = Resistencia del sistema  
 N = Número de electrodos  
 F = Factor (IEEE STD142 pag 124)



# SISTEMA DE TIERRAS



### 4.3 SISTEMA DE ALUMBRADO

Para el correcto diseño de un sistema de alumbrado se requiere seguir 4 pasos fundamentales:

- 1.- Determinación del área y necesidades de iluminación.
- 2.- Seleccionar el tipo de lámpara.
- 3.- Cálculo del número de luminarias.
- 4.- Determinación de la distribución de luminarias.

#### 4.3.1 Determinación del área y necesidades de iluminación

El área que se desea iluminar tiene las siguientes características:

- Largo:	20 mts.
- Ancho:	14 mts.
- Paredes:	gris
- Altura de las luminarias:	8 mts.
- Plano de trabajo:	1.22 mts.
- Altura del techo:	10 mts.
- Nivel de iluminación requerido	300 luxes

#### 4.3.2 Selección del tipo de lámparas

Para niveles de iluminación de 300 luxes o más se recomienda utilizar lámparas de vapor de mercurio.

Tomando en cuenta el tamaño del local y las horas de -  
operación seleccionamos lámpara de vapor de mercurio -  
de 400 watts montaje colgante.

#### 4.3.3 Cálculo del número de luminarias.

Para efectuar este cálculo utilizaremos el método de -  
lumen (cavidad zonal), el cual se basa en 6 pasos:

- 1.- Determinar radios de cavidad.
- 2.- Determinar reflectancias.
- 3.- Determinar coeficiente de utilización.
- 4.- Determinar factor de mantenimiento.
- 5.- Calcular los lúmenes requeridos.
- 6.- Calcular número de luminarias requeridas.

##### 4.3.3.1 Determinación de radios de cavidad

Existen tres radios de cavidad que deben ser determina-  
dos:

- Radio de cavidad del techo RCT
- Radio de cavidad del cuarto RCC
- Radio de cavidad del piso RCP

$$RCT, RCC, RCP = \frac{5 (h) (\text{longitud} + \text{anchura})}{\text{longitud} \times \text{anchura}}$$

donde: h = Cavidad del techo (HCT)  
 = Cavidad del cuarto (HCC)  
 = Cavidad del piso (HCP)

$$RCT = \frac{5 (2) (20 + 14)}{20 \times 14} = 1.21$$

$$RCC = \frac{5 (6.8) (20 + 14)}{20 \times 14} = 4.12$$

$$RCP = \frac{5 (1.22) (20 + 14)}{20 \times 14} = 0.74$$

#### 4.3.3.2 Determinación reflectancias

Tomando en cuenta los datos anteriores y consultando la tabla de reflectancias efectivas de cavidad obtenemos:

Reflectancia efectiva del techo,  $R_T = 0.41$

Reflectancia de pared,  $R_P = 0.50$  (estimada)

#### 4.3.3.3 Determinación de coeficiente de utilización.

Con los datos de reflectancia efectiva del techo de 41 una reflectancia de pared de 50 y un radio de cavidad - de cuarto de 4.12 y consultando la tabla de coeficiente de utilización de la luminaria seleccionada (en nuestro

caso HIL40VW025 crouse-hinds) tenemos que C.U.=0.85.

#### 4.3.3.4 Determinar factor de mantenimiento

El factor de mantenimiento toma en cuenta dos cosas: - la depreciación luminosa ocurrida en la lámpara, así - como la acumulación de suciedad en la lámpara y el reflector.

De la tabla de la pag. 73 del manual tenemos que para luminarias de 400 Watts vapor de mercurio el factor de mantenimiento, F.M. = .70.

#### 4.3.3.5 Cálculo de las luminarias requeridas

Lumenes totales de la lámpara =

$$\frac{\text{Nivel de luxes X area del local}}{\text{Coef. de utilización X factor de mantenimiento}}$$

$$\text{Lumenes} = \frac{300 (280)}{0.85 (.70)} = 141,176$$

## 4.3.3.6 Cálculo número de luminarias requeridas

Número de luminarias requeridas =

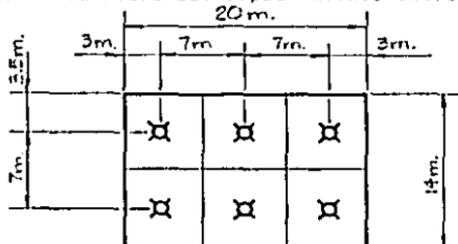
$$\frac{\text{lúmenes requeridos}}{\text{flujo luminoso de luminaria}}$$

De la pag. 73 tenemos que el flujo luminoso para una lámpara de vapor de mercurio y 400 Watts es de 23000 - lumens.

$$\text{No.} = \frac{141.176}{23.000} \quad 6 \text{ luminarias requeridos}$$

## 4.3.4 Determinación de la distribución de luminarias

La lógica juega un papel importante en la determinación de la distribución de luminarias, en cualquier caso. -- la distancia entre unidades no debe exceder la altura de montaje entre éstas y el plano de trabajo, La distancia entre la pared y la primera unidad no debe ser mayor de la mitad del espaciamento entre unidades.



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

## CAPITULO V

### ESTUDIO ECONOMICO

En el estudio económico de la estación generadora de 6250 KVAs - presentamos dos aspectos, el costo de los equipos y el costo --- tiempo de la construcción y el montaje de la estación.

En el primero de estos aspectos nos concretamos a presentar un - presupuesto global de los equipos y accesorios de que se compone la estación, de acuerdo a cotizaciones solicitadas en el mercado nacional y a la investigación de precios de equipos de importa- ción.

En el segundo punto presentamos un estudio de camino crítico ayu dándonos de los métodos PERT y CPM; (PROGRAM EVALUATION AND RE- VIEW TECHNIQUE) y (CRITICAL PATH METHOD); respectivamente, los - que nos ayudarán a la optimización de tiempos, el primero y cos- tos el segundo. Por razones convenientes a la presentación del presupuesto global de la obra realizaremos primeramente el estu- dio de camino crítico.

## 5.1 ESTUDIO DE CAMINO CRITICO

Este estudio lo realizaremos de acuerdo al siguiente indice:

- A) Lista de actividades.
- B) Matriz de secuencias.
- C) Matriz de tiempos.
- D) Red de actividades.
- E) Costos y pendientes.
- F) Comprensión de la red.
- G) Matriz de elasticidad y probabilidad de retraso.

## 5.1.1

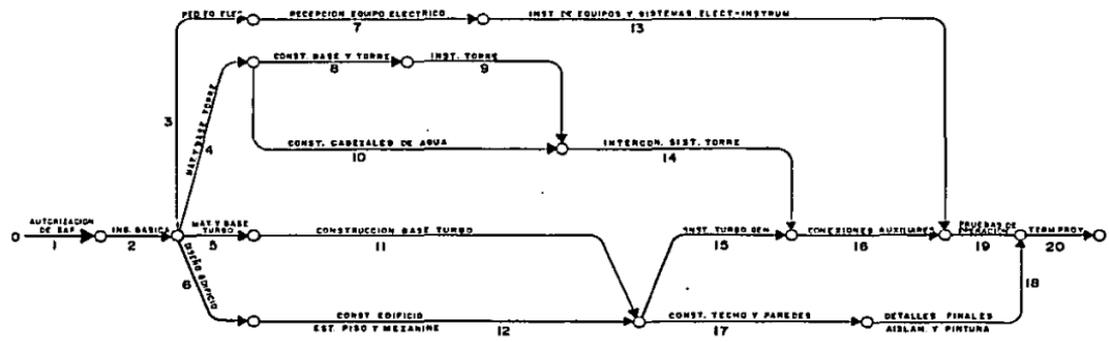
## LISTA DE ACTIVIDADES

No.	DESCRIPCION
1	SOLICITUD DE APROBACION DE FONDOS (SAF)
2	INGENIERIA BASICA
3	COMPRA DE EQUIPO ELECTRICO
4	COMPRA TORRE DE ENFRIAMIENTO
5	COMPRA MATERIAL BASE TURBOGENERADOR
6	COMPRA MATERIAL EDIFICIO
7	RECEPCION DE EQUIPO ELECTRICO
8	CONSTRUCCION BASE TORRE DE ENFRIAMIENTO
9	INSTALACION DE TORRE DE ENFRIAMIENTO
10	CONSTRUCCION CABEZALES DE AGUA
11	CONSTRUCCION BASE DEL TURBOGENERADOR
12	CONSTRUCCION EDIFICIO PISO Y MEZANINE
13	INSTALACION EQUIPO ELECTRICO
14	INTECONEXION SISTEMA TORRE DE ENFRIAMIENTO
15	INSTALACION TURBOGENERADOR
16	CONEXIONES AUXILIARES TURBOGENERADOR
17	CONSTRUCCION TECHOS Y PAREDES
18	AISLAMIENTO Y PINTURA
19	PRUEBAS DE OPERACION
20	ENTREGA DE PROYECTO.

# RED DE ACTIVIDADES

DFG-207

NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
-----------	-----------	-------	---------	-------	-------	------	-------	-------	--------	------------	---------	-----------	-----------



## 5.1.2 Matriz de secuencias

En la tabla 5.1 se han señalado las secuencias de cada actividad y que van de acuerdo al desarrollo del proyecto. Consideramos la actividad 0 (cero) como iniciación; la numeración de las demás actividades es tá relacionada conforme al inciso 5.1.1.

TABLA 5.1  
MATRIZ DE SECUENCIAS

ACTIVIDAD	SECUENCIA
0	1
1	2
2	3,4,5,6
3	7
4	8,10
5	11
6	12
7	13
8	9
9	14
10	14
11	15, 17
12	15, 17
13	19
14	16
15	16
16	19
17	18
18	20
19	20

### 5.1.3 Matriz de tiempos

En el estudio de tiempos se requieren tres cantidades estimadas: el tiempo medio (M) y el tiempo óptimo (O) y el tiempo pésimo (P).

El tiempo medio (M) es el tiempo normal que se necesita para la ejecución de las actividades, basado en la experiencia.

El tiempo óptimo (O) es el que representa el tiempo mínimo posible sin importar el costo o cuantía de elementos materiales y humanos que se requieren; es simplemente la posibilidad física de realizar la actividad en el menor tiempo.

El tiempo pésimo (P) es un tiempo excepcionalmente grande que pudiera presentarse ocasionalmente como consecuencia de accidentes, falta de suministros, retardos involuntarios, causas no previstas, etc.

Los tiempos anteriores serán promediados mediante la fórmula de PERT obteniendo un tiempo resultante llamado estándar (T), que recibe la influencia del óptimo y del pésimo a la vez, y que utilizaremos para construir la red de actividades mediante las matrices de tiempo y de información.

$$T = \frac{O + 4M + P}{6} \quad (\text{tiempo estándar})$$

TABLA 5.2

## MATRIZ DE TIEMPOS

ACTIVIDAD	O	H	P	T
1	20	30	40	30
2	20	30	40	30
3	20	30	45	31
4	15	30	35	28
5	20	30	40	30
6	20	30	40	30
7	80	90	120	93
8	50	60	75	61
9	30	40	60	42
10	100	120	150	122
11	120	150	170	148
12	130	150	180	152
13	120	150	180	152
14	80	90	100	90
15	50	60	65	59
16	50	60	80	62
17	60	90	100	87
18	50	60	70	60
19	15	30	45	28
20	1	1	1	1

## 5.1.4 Red de actividades

Tanto la matriz de secuencia como la matriz de tiempo se reúnen en una sola llamada matriz de información, que sirve para construir la medida de actividades.

TABLA 5.3  
MATRIZ DE INFORMACION

ACTIVIDAD	SECUENCIA	T
0	1	-
1	2	30
2	3,4,5,6	30
3	7	31
4	8,10	28
5	11	30
6	12	30
7	13	93
8	9	61
9	14	42
10	14	122
11	15,17	148
12	15,17	152
13	19	152
14	16	50
15	16	59
16	19	62
17	18	87
18	20	60
19	20	28
20		1

### 5.1.5 Costos y pendientes

En la tabla 5.4 aparecen los precios de cada una de las actividades realizadas a tiempo normal y a tiempo óptimo.

SN = Costo de la actividad desarrollada a tiempo normal en miles de pesos.

SL = Costo de la actividad desarrollada a tiempo óptimo en miles de pesos.

Con los costos anteriores determinamos la pendiente - (M) de cada una de las actividades, que es la relación costo/tiempo, es decir el incremento en el costo debido a la comprensión de tiempo.

$$M = \frac{SL - SN}{T - 0}$$

NOTA: Los precios han sido investigados con empresas constructoras.

TABLA 5.4

ACTIVIDAD	T	O	SN	SL	H	△T	△S
1	30	20	- - -	- - -			
2	30	20	20,000	25,000	500	10	5,000
3	31	20	1'100,000	1'175,000	6,818		
4	28	15	601,200	609,800	662		
5	30	20	190,400	192,900	250		
6	30	20	190,000	203,000	1,300	10	13,000
7	93	80	- - -	- - -			
8	61	50	9,000	14,000	455		
9	42	30	9,000	14,000	417		
10	122	100	20,000	30,000	455		
11	148	120	19,000	25,000	214		
12	152	130	22,000	28,900	314	22	6,900
13	152	130	30,000	40,000	455		
14	90	80	10,000	12,000	200		
15	59	50	10,000	12,000	222	9	2,000
16	62	50	20,000	24,000	333	12	4,000
17	87	60	12,000	14,000	118		
18	60	50	25,000	29,000	400		
19	28	15	15,000	20,000	385	13	5,000
20	1	1	- - -	- - -			
2'302,600						76	35,900

### 5.1.6 Comprensión de la red

La comprensión de la red de actividades consiste en - aplicar el método de Max-min (máximo de los mínimos). Para ello se divide el proyecto en todos los caminos posibles, sin excepciones y se acumulan los tiempos - óptimos de las actividades componentes de cada camino de esta manera tenemos:

CAMINO	T
A: 1,2,3,7,13,19,20	286
B: 1,2,4,8,9,14,16,19,20	281
C: 1,2,4,10,14,16,19,20	301
D: 1,2,5,11,15,16,19,20	296
E: 1,2,5,11,17,18,20	291
F: 1,2,6,12,15,16,19,20	306
G: 1,2,6,12,17,18,20	301

La cantidad máxima de tiempos óptimos es de 306 días - (camino F), el cual representa el camino crítico a tiempo óptimo. Es el tiempo menor en que puede ejecutarse el proyecto.

En la tabla 5.4 aparecen las actividades que han sido comprimidas en un tiempo ( $\Delta T$ ) y aparece el incremento del costo ( $\Delta S$ ), debido a esa reducción del tiempo.

Como se puede observar al final de la tabla el costo - en miles de pesos de todo el proyecto realizado en un tiempo normal de 392 días (ver red de actividades), es de 2'302,600, esto es \$2'302,600.000. Si ahora sumamos a esto el incremento de costo por realizar el proyecto a tiempo óptimo, 306 días (ver red de actividades a -- tiempo óptimo) que es de 35,900, esto es de \$35'900,000 y considerando \$600,000 diarios de gastos indirectos - de la empresa constructora, esto es: Ingenieros, dibujantes, oficinas, transporte, etc., y comparamos:

	TIEMPO NORMAL (392 DIAS)	TIEMPO OPTIMO (306 DIAS)
Costo del proyecto	\$2'302,600.000	\$2'338,500.000
Gastos indirectos	<u>235,200.000</u>	<u>183,600.000</u>
T o t a l	\$2'537,800.000	\$2'522,100.000

Diferencia = \$15'700,000

De esto consideramos que realizando el proyecto a tiempo óptimo tendremos una disminución en el costo de orden del 0.62% y una reducción de tiempo en la entrega del proyecto de 21.94%.

## 5.1.7 Matriz de elasticidad y probabilidad de retraso

La desviación estándar que representa la probabilidad o adelanto en promedio de una actividad, es igual al tiempo pésimo menos el tiempo óptimo dividido entre 6.

$$\sigma = \frac{P - O}{6}$$

Por definición representa el 68% de seguridad, si se desea el 95% o el 99% de seguridad se tomará el equivalente a dos o tres desviaciones estándar respectivamente.

La desviación estándar del proyecto es igual a la suma de las desviaciones estándar del camino crítico.

$$\sigma(\text{PROY}) = \sum \sigma(\text{C.C.})$$

TABLA 5.5  
DESVIACIONES STANDARD DEL CAMINO CRITICO

ACTIVIDAD	T
1	3.33
2	3.33
6	3.33
12	8.33
15	2.50
16	2.50
19	5.00
20	0.00
	$\sum \sigma = 28.33$

Esto significa que el proyecto se va a efectuar entre  $306 + 28.33 = 334$  días, o sea entre 306 y 334 días -- con un 68% de seguridad.

En este estudio económico no se considera el costo -- del turbogenerador ya que como se mencionó en el capítulo I éste se adquirió en 1980, pero sí se considera el costo de instalación y montaje del mismo.

Si se desea agregar el costo del generador, su costo actual es de \$4'500'000,000.00

## 5.2 PRESUPUESTO

PARTIDA	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	P/UNITARIO	P/TOTAL
1	1	PZA.	TABLERO TIPO METAL-CLAD DE 8 SECCIONES 4.16 KV PARA ALOJAR INTERRUPTORES, RELEVADORES, EQUIPOS DE MEDICION ETC. MARCA WESTINGHOUSE	5375'000,000	5375'000,000
2	1	PZA.	BANCO DE RESISTENCIAS PARA NEUTRO DEL GENERADOR DE 12 OHMS, 200 AMPERES, - 4.16 KV.	40'000,000	40'000,000
3	1	PZA.	EQUIPO DE PROTECCION CONTRA SOBREVOLTAJES PARA MAQUINAS ROTATIVAS 4.16 KV.	10'000,000	10'000,000
4	750	MTS.	CABLE TIPO VULCANEL EPR O XLP DE ENERGIA PARA 5 KV, CON PANTALLA DE COBRE Y CUBIERTA DE PVC ROJO CALIBRE 250 - MCH MARCA CONDUMES.	65,000	48'750,000
5	2250	MTS.	IDEM AL ANTERIOR PERO CAL. 400 MCH.	90,000	202'500,000
6	1500	MTS.	IDEM AL ANTERIOR PERO CAL. 600 MCH.	110,000	165'000,000
7	300	MTS.	IDEM AL ANTERIOR PERO CAL. 500 MCH.	100,000	30'000,000
8	270	MTS.	CABLE DE COBRE THW CALIBRE 350 MCH. 600 V.	40,000	10'800,000
9	100	MTS.	CABLE DE COBRE THW CALIBRE 2/0 AWG.	16,000	1'600,000
10	100	KGS.	CABLE DE COBRE DESNUDO CAL 2/0 AWG.	15,000	1'500,000
11	6		TABLERO DE TRANSFERENCIA EN 4.16 KV PARA ALOJAR 2 JUEGOS DE SECCIONADORES CON CARGA CON 6 FUSIBLES, MARCA SELMEC.	45'000,000	270'000,000

PARTIDA	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	P/UNITARIO	P/TOTAL
12	1	PZA.	TABLERO DE CONTROL INCLUYE: MONITOR DE VIBRACION, CONTROLES ELECTRONICOS PARA SALIDAS DE 150 PSIG Y 15 - PSIG DE VAPOR REGISTRADORES E INSTRUMENTACION NECESARIA PARA TURBINA Y GENERADOR MCA. BAILEY.	\$150'000,000	\$150'000,000
13	1	PZA.	CARGADOR PARA BANCO DE BATERIAS 220 V. 1Ø, 60 HZ. SALIDA 125 V.C.D. AUTOMATICO MARCA NIFE.	10'000,000	10'000,000
14	1	PZA.	BANCO DE BATERIAS 90 UNIDADES 120 - AMPS/HR. 125 V.C.D. MARCA NIFE.	30'000,000	30'000,000
15	1	LOTE	LOTE DE ACCESORIOS INCLUYE: CONECTOR, TUBERIA CONDUIT, TRAMOS DE GHA ROLA, CABLES PARA 600 VOLTS, SISTEMA DE TIERRA.	200'000,000	200'000,000
16	2	PTE.	TORRE DE ENFRIAMIENTO INCLUYE EQUIPO ELECTRICO PARA VENTILADORES Y -- BOMBEO.	600'000,000	600'000,000
17	1		AMPLIACION DE EDIFICIO CASA DE FUERZA	200'000,000	200'000,000
18			MANO DE OBRA	300'000,000	300'000,000
GRAN TOTAL					\$2'644'650,000

## CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

En el presente proyecto y diseño de una instalación eléctrica se deben considerar dos aspectos muy importantes; la correcta selección del equipo y la minimización del costo. Estos dos aspectos van ligados íntimamente por lo que nunca podrán considerarse totalmente por separado.

En la selección de equipo de una planta o complejo industrial se debe tomar en cuenta que no todos los equipos trabajan simultáneamente, es importante, ya que al considerar un factor de utilización o demanda - que para la mayoría de las plantas industriales varía entre 0.7 y 0.8 - reduciremos considerablemente las capacidades de los equipos y con esto el costo del proyecto. Así mismo cabe señalar que también existen equipos que son imprescindibles en los procesos de las plantas industriales, los cuales - si se paran afectan directa o indirectamente el proceso obligando a parar toda la planta, a estos equipos debemos considerarles un factor de demanda igual a la unidad.

El estudio o cálculo de cortocircuito debe ser lo más apegado a la realidad, ya que de no ser así repercutirá en:

- a) Selección de equipos con capacidades mayores que los requeridos repercutiendo esto en un mayor costo.
- b) Selección de equipos con capacidades menores de las requeridas, lo cual da lugar a la inoperabilidad de los sistemas.

Es muy importante la minimización de los costos durante la instalación y montaje para lo cual existen técnicas como son los métodos PERT (Técnica de Programación Evaluación y Reporte). Así como el método del camino crítico.

Todos los puntos señalados anteriormente para la instalación y montaje deberán registrarse conforme a las normas:

**ANSI:** (AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE)

**NEMA:** (NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURES ASSOCIATION)

**CCONIE:** (COMITE CONSULTIVO NACIONAL DE NORMALIZACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA)

**ROIE:** (REGLAMENTO DE OBRAS E INSTALACIONES ELECTRICAS)

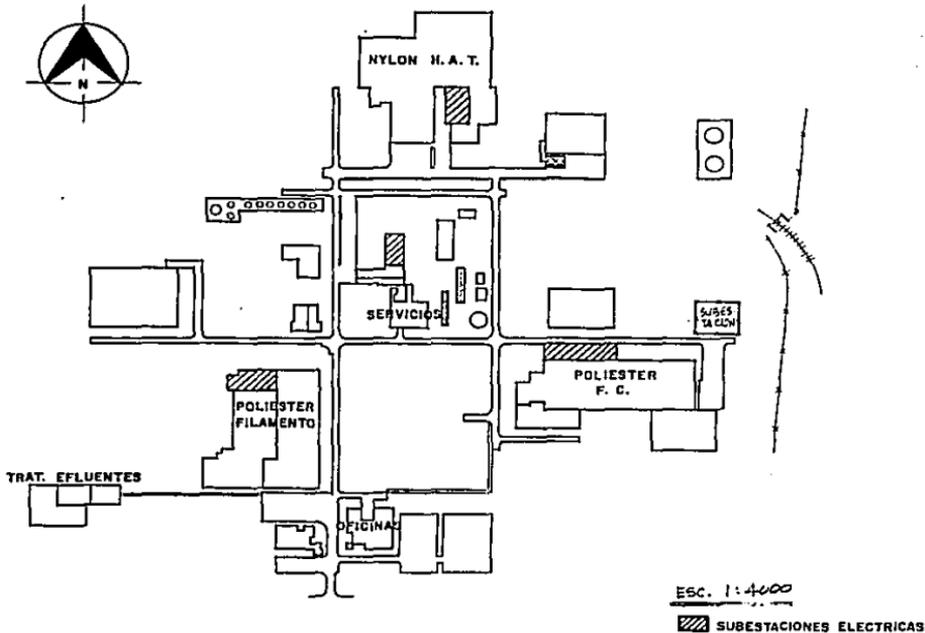
Los objetivos principales de esta tesis, los cuales espero se hayan logrado fueron los siguientes:

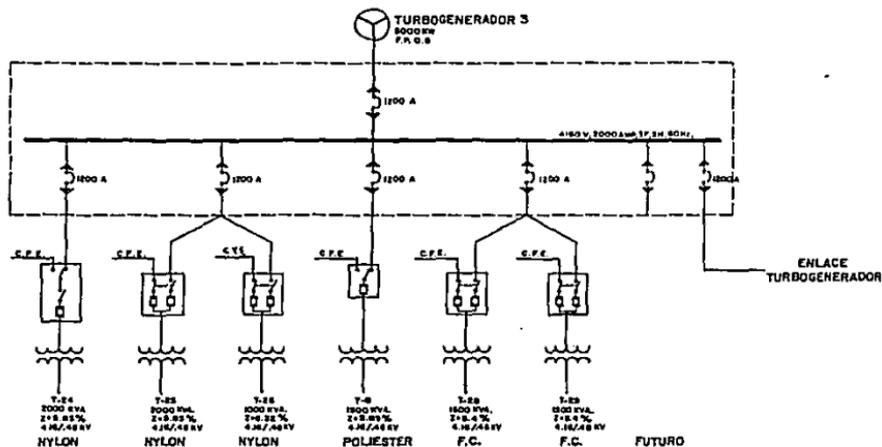
- 1) Factores a considerar en el diseño eléctrico.
- 2) Mostrar la secuencia de cálculo para la selección de los componentes eléctricos.
- 3) Afianzar los conocimientos adquiridos durante mi estancia de estudiante de la carrera de Ingeniero en Sistemas Eléctricos y Electrónicos en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Guadalajara.

## A N E X O

- 1.- LAY OUT GENERAL
- 2.- DIAGRAMA UNIFILAR 4.16 KV
- 3.- DIAGRAMA UNIFILAR TIPICO PARA CALCULO DE C.C.
- 4.- TABLERO METAL CLAD

# LAY OUT GENERAL

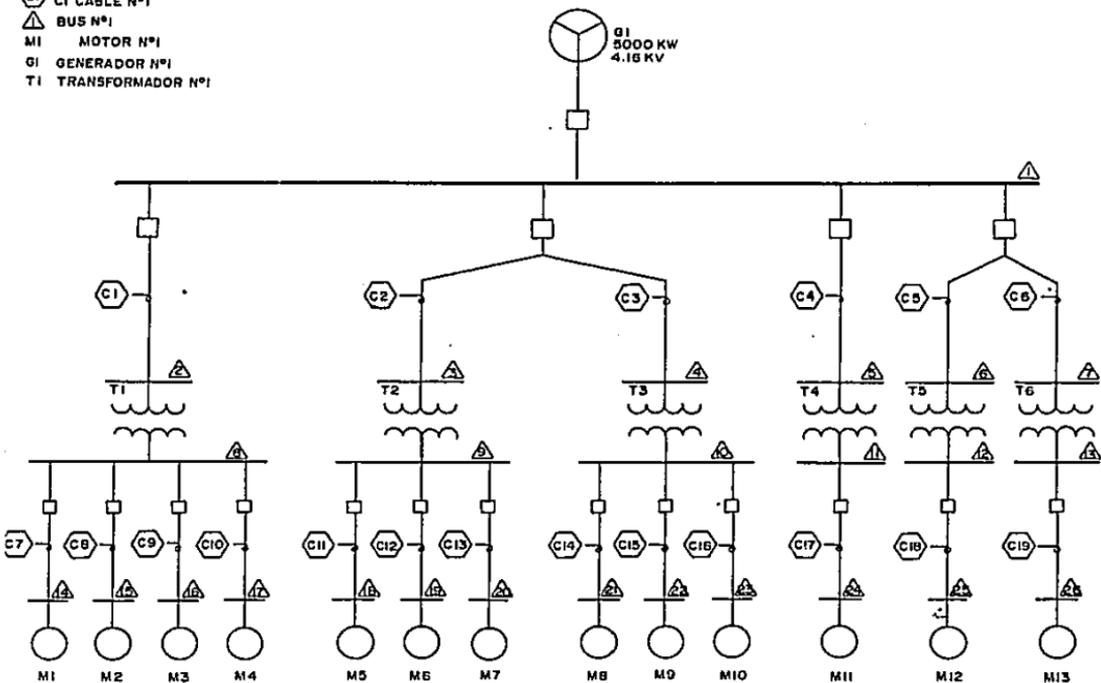




**DIAGRAMA UNIFILAR 4.16 KV.**

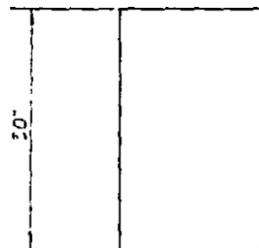
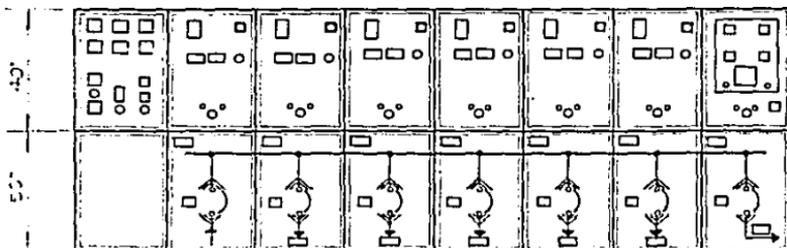
-  C1 CABLE N°1
-  BUS N°1
-  M1 MOTOR N°1
-  G1 GENERADOR N°1
-  T1 TRANSFORMADOR N°1

G1  
5000 KW  
4.16 KV



VISTA FRONTAL

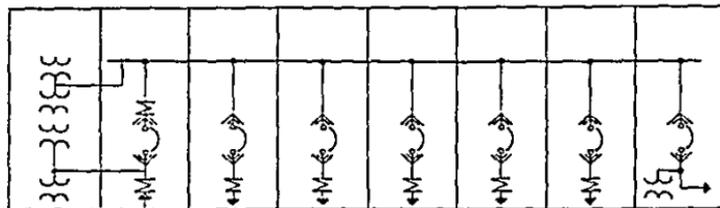
①      ②      ③      ③      ③      ③      ③      ④



VISTA LATERAL

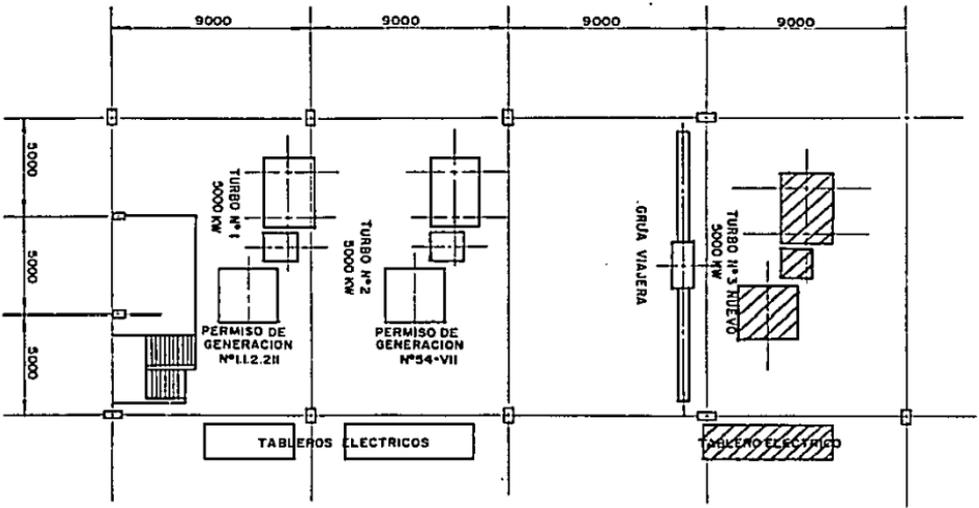
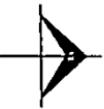
TABLERO METAL CLAD  
SERVICIO INTERIOR

- 1: CELDA DE CONTROL Y PROTECCION GENERADOR.
- 2: CELDA DE ALIMENTACION
- 3: CELDA DE DERIVACION
- 4: CELDA DE ENLACE



CAMINO DEL BUS

CASA DE FUERZA



ACOT EN MILIMETROS  
ESC. 1:200

**BIBLIOGRAFIA**

IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION FOR -  
INDUSTRIAL PLANTS STD. 141  
FIFTH EDITION  
JOSEPH L. LOEPFINGER  
ED. WILEY-INTERSCIENCE

EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES  
C. RUSSELL MASON  
COMPAÑIA EDITORIAL CONTINENTAL, S.A. MEXICO

ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA  
SEGUNDA EDICION  
WILLIAM D. STEVENSON  
ED. Mc. GRAW-HILL

NORMAS TECNICAS PARA INSTALACIONES ELECTRICAS  
EDICION 1982  
EDITADO POR LA SECRETARIA DE PATRIMONIO Y FOMENTO INDUSTRIAL

FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE MEDIANA Y ALTA TENSION  
GILBERTO ENRIQUEZ HAPPER  
EDITORIAL LIMUSA MEXICO, 1979

INDUSTRIAL POWER SYSTEM HANDBOOK  
FIRST EDITION  
DONALD BEEHAN  
Mc. GRAW-HILL

TEORIA DE LAS MAQUINAS DE CORRIENTE ALTERNA  
SEGUNDA EDICION  
ALEXANDER S. LANGSDORF  
EDICIONES DEL CASTILLO, MADRID

MANUAL DE CONDUCTORES MONTERREY PARA CABLES DE ENERGIA 1 A 69 KV  
CATALOGO No. 003-0976

IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR GROUNDING OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS STD 142.

MANUAL DE ILUMINACION DE CROUSE-HINDS DOMEX  
EDICION JULIO 1987

INICIACION AL METODO DEL CAMINO CRITICO  
AGUSTIN MONTAÑO G.  
EDITORIAL TRILLAS MEXICO, 1977