



Universidad Nacional Autónoma de México.

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
CUAUTITLAN

PROYECTO DE AMPLIACION DE SUBESTACION ELECTRICA INDUSTRIAL.

T E S I S

Que Para Obtener el Título de:

Ingeniero Mecánico Electricista

P r e s e n t a :

ENRIQUE ROBLES PORTILLA

Asesor:

Ing. Francisco Ramón y Castañeda



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

INTRODUCCION

CAPITULO 1

GENERALIDADES

1.1. SITUACION TECNICA ACTUAL DE LA PLANTA

CAPITULO 2

DATOS DEL PROYECTO

2.1. DIAGRAMA ACTUAL

2.2. DESCRIPCION DE LA MAQUINARIA POR INSTALARSE

2.3. NECESIDADES TECNICAS

2.4. POSIBLES SOLUCIONES

CAPITULO 3

ANALISIS DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS PROPOSICIONES

3.1. PROPOSICION No. 1

3.2. PROPOSICION No. 2

3.3. PROPOSICION No. 3

3.4. SELECCION

CAPITULO 4

ALGUNOS ASPECTOS TEORICOS DEL TENA

4.1. SECCION DE ALTO VOLTAJE

CAPITULO 5

CALCULOS TECNICOS

5.1. DIAGRAMA UNIFILAR DE ALTA TENSION

5.2. CALCULOS DE CORRIENTE NOMINAL Y DE CORTO
CIRCUITO

5.3. RECOPIACION DE LA SELECCION DEL MATERIAL Y
EQUIPO

CAPITULO 6

PRESENTACION DEL PROYECTO

6.1. PLANOS DE VISTAS

6.2. PLANO UNIFILAR

6.3. RELACION DE MATERIALES Y EQUIPO

CONCLUSIONES

PLANOS

BIBLIOGRAFIA

INTRODUCCION.

Como pasante de la carrera de Ingeniería Mecánica y Eléctrica y enfocando mi interés en la rama de Sistemas Eléctricos, he logrado dirigir mis conocimientos para poder desarrollar mi primer trabajo profesional en un proyecto de ampliación de subestación eléctrica industrial, que gracias a la empresa Industrial de Alimentos, S.A., la cual me ha permitido desarrollar mi tema basándome en -- sus instalaciones y conocer la situación actual de sus -- sistemas de potencia eléctrica en alto y bajo voltaje, -- así como las necesidades que han surgido de la misma para un futuro a corto y a largo plazo.

La empresa a la que hacemos referencia ha desarrollado -- nuevos procesos que redundarán en un beneficio social na -- ra nuestro pueblo, ya que sabemos que uno de los proble-- mas más serios es el de la desnutrición por baja inges-- tión de protefnas. Dicha empresa se dedica a la indus-- tria de la transformación de alimentos para el consumo -- humano y ha desarrollado un campo nuevo dentro de nues-- tro país, introduciendo productos a base de frijol soya, leguminosa extraordinaria que contiene un 41% de protefnas (N X 6.25), 20.5% de grasas, 2.8% de fibra, 5.3% de cenizas (minerales), un 25.2% de carbohidratos y el -- contenido de agua varfa desde un 5% hasta como un 10%, -

dependiendo de las condiciones atmosféricas. En la actualidad produce una serie de productos de bajo costo en relación a la carne, leche y huevo, alimentos de origen animal que pueden ser substituidos por productos a base del frijol soya, como lo son los que esta empresa produce, y así podemos mencionar entre ellos a la proteína --texturizada de soya, la cual está compuesta por un 50.5% de proteínas (N X 6.25), 1.5% de grasa, 3.2% de fibra, - 5.8% de cenizas (minerales), y un 34.2% de carbohidra---tos; la harina germinada de soya, etc..., obtenidos por el desarrollo de tecnología nacional, que en algunos casos ha demostrado ser superior a la tecnología interna--cional.

Dentro de las necesidades que apoyan a este proyecto, se encuentra principalmente el incremento de la producción para poder satisfacer la demanda que el mercado hace sobre substitutos de carne, leche y huevo, la cual aumenta en función de los incrementos de precio de estos alimentos básicos. Para lo cual se requiere de la instalación de maquinaria nueva para poder así elevar la capacidad -productiva de la planta.

Existe entonces la necesidad de estudiar a fondo la situación actual que la empresa tiene, esto implica conocer las cargas eléctricas instaladas, los centros y re--

des de distribución de potencia eléctrica en baja tensión, la capacidad de la subestación y el suministro de potencia eléctrica en alta tensión que la empresa tiene contratado con la Comisión Federal de Electricidad. Datos que necesitaremos para poder analizar la situación actual con la que operan, las necesidades técnicas que han surgido por su necesidad de ampliación y las cargas eléctricas que habrán de instalarse, para poder entonces proponer varias soluciones a sus necesidades técnicas y dentro de todas ellas escoger la más adecuada considerando los aspectos económicos y prácticos de ellas con relación a las posibilidades y requerimientos de Industrial de Alimentos, S.A., analizando de cada una de éstas sus ventajas y desventajas.

1. GENERALIDADES.

La conveniencia social que tienen los productos a base de frijol soya es que gracias a ella se puede disminuir el índice de desnutrición por baja ingestión de proteínas, el cual es bastante elevado dentro de nuestro pueblo y esto puede ser posible gracias al bajo costo que tienen los productos a base del frijol soya, en relación con la carne, leche, huevo, etc..., en base del peso del producto o bien en base del nivel protéico que cada uno de ellos contiene. Así podemos mostrar una tabla comparativa de precios.

PRODUCTO PROTEICO	PESOS POR KG.	PESOS POR KG. DE PROTEINA.
CARNE	75.00	441.18
ALBUMINA DEL HUEVO	40.25	261.19
LACTALBUMINA	80.00	1,886.79
LEVADURA	40.00	80.00
CASEINA	25.00	27.78
SOLIDOS DE LECHE	80.00	242.42
PROTEINAS AISLADAS DE SOYA	70.00	77.78
GLUTEN DE TRIGO	37.20	46.50
PROTEINAS CONCENTRADAS DE SOYA	45.00	64.29
GERMEN DE TRIGO	12.50	37.88
HARINA DE SOYA DESGRASADA	15.00	30.00

Varios caminos están apareciendo en los cuales las protefmas vegetales pueden pronto ser mostradas en la forma de productos alimenticios texturizados. Como un aprovechamiento en esta dirección, desarrollos recientes en dicha compañía indican un camino comercial en el cual las harinas de soya pueden ser incrementadas dentro de productos de buena calidad para la alimentación directa de los seres humanos. Estos productos están siendo ahora introducidos bajo el nombre descriptivo de Protefmas Vegetales Texturizadas.

Esencialmente, los productos a base de Protefmas Vegetales Texturizadas están hechos por un proceso especial de la harina de soya para dar un material de alto índice -- protéico, el cual es capaz de llevar una variedad de colores y sabores, y retener su forma y textura después de una rehidratación.

Algunas propiedades de las Protefmas Vegetales Texturizadas son:

1. Apariencia en la textura de la carne y características alimenticias.
2. Hidratación en agua de 10 a 15 minutos.
3. Su peso inicial se incrementa acerca de 2 a 3 veces su peso después de rehidratarlo.

4. Conserva su textura a través de procesos térmicos.
5. Variedades en tamaños, formas, y sabores.
6. Estabilidad para largos periodos de almacenamiento en base seca.
7. Puede ser procesado térmicamente seco o rehidratado, refrigerado, o en alimentos congelados.

Con estas propiedades presente, es posible dejar correr lejos la imaginación, pensando en las innumerables aplicaciones en alimentos. Algunos de estos pueden ser en botanas, condimentos, sopas, pizzas, combinaciones con productos de panadería, quesos, vegetales, etc...

La compañía en la actualidad procesa una línea bastante amplia de productos, los cuales se encuentran divididos en

- a) Línea Comercial
- b) Línea Industrial

Entre los productos de la línea comercial podemos mencionar los siguientes:

- 1) Protoleg Natural
- 2) Protoleg Pollo
- 3) Protoleg Carne
- 4) Protoleg Chorizo
- 5) Protoleg Tocino

- 6) Rikiroz
- 7) Soyatole Chocolate
- 8) Soyatole Coco
- 9) Soyatole Fresa
- 10) Soyatole Nuez
- 11) Soyatole Vainilla
- 12) Soyamalt Chocolate
- 13) Soyamalt Fresa
- 14) Soyamalt Nuez
- 15) Soyamalt Vainilla

Y de la línea industrial podemos enumerar:

- 1) Harina Integral Germinada
- 2) Harina de Soya Desgrasada
- 3) Harina de Soya PZ
- 4) Harina Integral Germinada Especial
- 5) S.H.T.
- 6) S.L.
- 7) Alilac
- 8) EX - 180
- 9) Cebada Perla
- 10) Harina de cebada Perlina
- 11) Protoveg Granulado I
- 12) Protoveg Granulado II
- 13) Protoveg Trozo

14) Malta Diastásica

15) Rikiroz

Para la realización de los productos antes mencionados, la planta se encuentra organizada en una serie de departamentos, los cuales forman parte de unos u otros procesos para la elaboración de los productos terminados. Entre estos departamentos encontramos los siguientes:

- 1) Departamento de Germinación.
- 2) Departamento de Perlado
- 3) Departamento de Molienda
- 4) Departamento de Tostado
- 5) Departamento de Extracción de Aceites
- 6) Departamento de Extrusión
- 7) Departamento de Mezclas
- 8) Departamento de Envasado

De esta manera, se puede lograr las diferentes transformaciones de las materias primas para la obtención de los diferentes productos terminados que se encuentran dentro del mercado de consumo. Para esto fue necesario también la instalación de equipo accesorio, los cuales se encuentran divididos por zonas como son:

- a) Zona de calderas
- b) Zona de compresoras de aire

Los cuales suministran vapor y aire comprimido en cada caso a los diferentes equipos que integran los departamentos para los procesos de producción.

También localizamos una serie de maquinaria instalada, la cual no se encuentra trabajando en forma continua en ningún proceso pero si en forma esporádica de acuerdo a las necesidades. Dicho equipo lo clasificaremos como -- equipo varios, entre los cuales encontramos los siguientes:

- a) Descascarilladora
- b) Clasificadora
- c) Despiedradora

1.1 SITUACION TECNICA ACTUAL DE LA PLANTA.

Para los fines que nos ocupan, es de importancia fundamental conocer las cargas eléctricas actuales de la planta, para lo cual se levantó un censo en los diferentes departamentos, zonas y equipos varios, que se encuentran instalados y que forman parte continua, semi-continua, esporádica y fuera de operación, arrojando los resultados que se muestran en la tabla No. 1.1.0.1.

DEPARTAMENTO, ZONA Y EQUIPO VARIOS.	NUMERO DE MOTORES	CARGA POR DEPTO. ZONA Y EQUIPO VARIOS. C.F.
GERMINACION	14	100.50
PERLADO	5	29.50
MOLIENDA	21	239.00
TOSTADO	6	20.00
EXTRACCION	33	146.75
EXTRUSION	41	430.50
MEZCLAS	6	20.50
ENVASADO	16	13.83
CALDERAS	4	22.50
COMPRESORAS	2	12.50
DESCASCARILLADORA	2	7.00
CLASIFICADORA	3	10.00
DESPIEDRADORA	1	2.00
MANTENIMIENTO	4	8.00
GRAN TOTAL	158	1,062.58

TABLA No. 1.1.0.1. CARGAS DE MOTORES

Los cuales corresponden exclusivamente a equipo como motores de corriente alterna, jaula de ardilla, monofásicos y trifásicos. Por lo que respecta a la carga de iluminación, la encontramos mostrada en la tabla No.1.1.0.2.

ILUMINACION Y CONTACTOS	CANTIDAD	CARACTERISTICAS	CARGA TOT. KW
CONTACTOS	92	1 X 125 W,125 V	11.500
FLUORESCENTE	86	2 X 38 W,125 V	6.536
FLUORESCENTE	3	2 X 38 W,220 V	0.228
FLUORESCENTE	25	2 X 74 W,125 V	3.700
FLUORESCENTE	56	2 X 74 W,220 V	8.288
INCANDESCENTE	12	1 X 100 W,125 V	1.200
LUZ MERCURIAL	8	1 X 400 W,220 V	3.200
GRAN TOTAL	282		34.652

TABLA No. 1.1.0.2. CARGAS POR ILUMINACION
Y CONTACTOS

En las cargas fluorescentes debemos considerar un 25% - extra por reactores.

Lo anterior cubre todo tipo de carga inductiva, faltando conocer la carga capacitiva instalada, la cual, la encontramos mostrada en la tabla No. 1.1.0.3. que a continuación se muestra:

KVAR _c POR BANCO	NUMERO DE BANCOS	KVAR _c TOTALES
12	2	24
13	2	26
20	2	40
26	1	26
TOTAL	7	116

TABLA No. 1.1.0.3. CARGAS CAPACITIVAS

1.1.1. FACTOR DE POTENCIA.

Existen una variedad de formas para determinar el factor de potencia real de una planta industrial. Una de ellas que nos ha parecido interesante es la siguiente:

"Para poder determinar el factor de potencia de un circuito que alimenta a varios motores se procede considerando los siguientes puntos que se mencionan:

1. Se multiplican los caballos de fuerza por el factor de potencia de cada motor, considerándose a un 75% de la máxima carga.
2. Se suman todos estos productos, para todos los motores alimentados por la línea.
3. El factor de potencia del circuito será entonces igual a la suma obtenida en el punto anterior y dividido por el total de caballos conectados al circuito.

Sin embargo, los valores del factor de potencia obtenidos por este método, son aproximados, no obstante, se acercan bastante a la realidad para cálculos de circuitos.

$$\text{F.P.} = \frac{\text{SUMA TOTAL DE LOS PRODUCTOS DE LOS C.F. Y DEL F.P.}\dots}{\text{TOTAL DE C.F. CONECTADOS}}$$

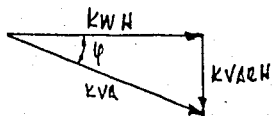
Por lo que a continuación se muestra la relación de motores y sus respectivos factores de potencia para poder -- así aplicar el punto de vista antes citado.

Por tanto, considerando este método, el factor de potencia aproximado de la carga instalada viene dado entonces por la ecuación 1, por lo que tenemos:

$$\text{F.P.} = \frac{900.175}{1062.58} = 0.847$$

O bien, en por ciento $\text{F.P.} = 84.716\%$

Sin embargo, un método más común y práctico es basarse en el equipo de medición de la Compañía de Luz y Fuerza, en el cual encontramos las lecturas correspondientes a los Kilo-Watt-Hora (KWH) y a la de los kilo-Volt-Ampere-Reactivo-Hora (KVARH), con los cuales podemos conocer con mayor facilidad el factor de potencia que la carga produce. Así pues, en forma representativa, podemos presentar los siguientes diagramas y posibles formas de cálculo:



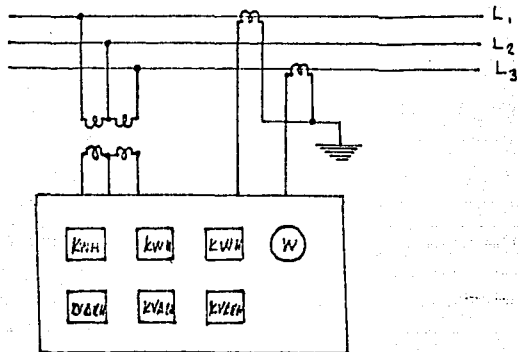
$$\text{tg } \varphi = \frac{\text{KVARH}}{\text{KWH}}$$

$$\varphi = \text{arc tg} \left(\frac{\text{KVARH}}{\text{KWH}} \right)$$

$$\text{F.P.} = \cos \varphi = \cos \left[\text{arc tg} \left(\frac{\text{KVARH}}{\text{KWH}} \right) \right]$$

C.F.	FACTOR DE POTENCIA AL 75% DE LA CARGA	C.F. x F.P.	NUMERO DE MOTORES	PRODUCTO FINAL
0.25	56	0.140	5	0.700
0.33	56	0.185	1	0.185
0.50	56	0.280	17	4.760
0.75	58	0.435	12	5.220
1.00	69	0.690	26	17.940
1.50	76	1.140	3	3.420
2.00	79	1.580	20	31.600
3.00	80	2.400	21	50.400
5.00	83	4.150	22	91.300
7.50	84	6.300	12	75.600
10.00	86	8.600	6	51.600
15.00	85	12.750	4	51.000
20.00	86	17.200	1	17.200
25.00	86	21.500	2	43.000
30.00	86.5	25.950	1	25.950
40.00	87	34.800	3	104.400
50.00	87	43.500	1	43.500
60.00	87	52.200	2	104.400
200.00	89	178.000	1	178.000
GRAN TOTAL			160	900.175

TABLA No. 1.1.1.1 RELACION DE MOTORES Y SUS RESPECTIVOS FACTORES DE POTENCIA.



"EQUIPO DE MEDICION DE LA COMPANIA DE LUZ Y FUERZA".

Por tanto, considerando este método y teniendo en cuenta 15 períodos o pagos que la Compañía de Luz ha recibido de esta empresa, podemos entonces hacer el cálculo correspondiente y encontrar así el factor de potencia real con el cual se está trabajando. Obteniendo el promedio de esos 15 períodos, encontraremos los siguientes datos:

$$\text{KVARH} = 39\ 651.6$$

$$\text{KWH} = 79\ 976$$

Por lo que el factor de potencia estará dado por:

$$t_g \psi = \frac{\text{KVARH}}{\text{KWH}} = \frac{39\ 651.6}{79\ 976} = 0.4958$$

$$\psi = \arctan \left(\frac{\text{KVARH}}{\text{KWH}} \right) = 26.37^\circ$$

$$\text{F.P.} = \cos \psi = 0.8959$$

o bien, en porciento:

F.P. = 89.59%

1.1.2. CORRECCION DEL BAJO FACTOR DE POTENCIA.

Considerándose el primer tipo de cálculo para conocer el factor de potencia (antes mencionado), encontramos que éste se encuentra fuera de lo que la Compañía de Luz exige a los consumidores de energía eléctrica, por tanto - buscaremos la carga capacitiva mínima que se requiere tener conectada al sistema para que éste a su vez este dentro de las especificaciones establecidas, las cuales establecen lo siguiente:

"El consumidor procurará mantener un factor de potencia tan aproximado a 100% como le sea posible, pero en caso de que su factor de potencia durante cualquier período de facturación tenga un promedio menor del 85% atrasado, determinado por métodos aprobados por la Secretaría de Industria y Comercio, el suministrador tendrá derecho a cobrar al consumidor ciertos recargos según sea cada caso".

Por tanto, observamos que para la máxima carga, o mejor dicho, para la carga total instalada, el factor de potencia resultante es menor al 85%, lo que nos indica que se

necesita tener conectado al sistema una carga capacitiva para que el defasamiento entre la corriente y el voltaje sea menor y poder así tener un mínimo de defasamiento de un 85%.

Una forma práctica de hacer esta corrección es mediante el uso de la tabla No. 1.1.2.1. que se muestra a continuación:

FACTOR DE POTENCIA ORIGINAL	FACTOR DE POTENCIA DESEADO				
	100%	95%	90%	85%	80%
70%	1.020	0.691	0.536	0.400	0.270
71	0.992	0.663	0.507	0.372	0.241
72	0.964	0.635	0.480	0.344	0.214
73	0.936	0.608	0.452	0.316	0.186
74	0.909	0.580	0.425	0.289	0.158
75	0.882	0.553	0.398	0.262	0.132
76	0.855	0.527	0.371	0.235	0.105
77	0.829	0.500	0.344	0.209	0.078
78	0.802	0.474	0.318	0.182	0.052
79	0.776	0.447	0.292	0.156	0.026
80	0.750	0.421	0.266	0.130	
81	0.724	0.395	0.240	0.104	
82	0.698	0.369	0.214	0.078	
83	0.672	0.343	0.188	0.052	
84	0.646	0.317	0.162	0.026	
85	0.620	0.291	0.136		
86	0.593	0.265	0.109		
87	0.567	0.238	0.082		
88	0.540	0.211	0.056		
89	0.512	0.183	0.028		

TABLA No. 1.1.2.1. CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

Dicha tabla se utiliza de la forma siguiente:

"Se multiplica la cantidad de la columna y fila deseada por los kilowatts de demanda y el resultado dará el dato de los KVARC necesarios que deberán conectarse al sistema para poder así adelantar de un factor de potencia original a uno nuevo deseado"

Observando la tabla No. 1.1.2.1. encontramos que para adelantar nuestro factor de potencia original, el cual es del 84% aproximadamente, tenemos que si queremos corregirlo para obtener un 85% necesitamos multiplicar los kilowatts instalados por el factor de tablas, que en este caso específico corresponde al 0.026, entonces bien, podemos ahora hacer los cálculos correspondientes.

$$\text{KVARC} = 0.026 \times \text{carga instalada}$$

Donde los KW los podemos conocer gracias a los datos de los C.F.E. instalados y sabiendo que:

$$1 \text{ C.F.} = 0.746 \text{ KW}$$

$$1 \text{ K.W.} = 1.3405 \text{ C.F.}$$

Donde, de la tabla No. 1.1.0.1 encontramos que:

$$\text{carga instalada total} = 1062.58 \text{ C.F.}$$

Por lo tanto:

Carga instalada total = (1.3405) (1062.58) KW

Carga instalada total = (1424.37 KW)

Entonces bien:

$$KVARC = 0.026 (1424.37)$$

$$KVARC = 37.034$$

Dicha carga capacitiva nos darfa como resultado dentro del sistema que el factor de potencia se corrigiera y - alcanzara un valor del 85%. Ahora bien, sabiendo que en la actualidad se encuentran instalados 116 KVARC (Mostrados en la tabla No. 1.1.0.3) procederemos a conocer el - factor de potencia con el cual se encuentra laborando la empresa. Por lo que:

$$KVARC = (\text{Factor de tablas} \times \text{carga instalada})$$

$$\text{Factor de tablas} = KVARC / \text{carga instalada}$$

$$\text{Factor de tablas} = \frac{116}{1424.37}$$

$$\text{Factor de tablas} = 0.081$$

Entonces, conociendo dicho factor de tablas y sabiendo - que el factor de potencia original era del 84%, encontraremos en la tabla No. 1.1.2.1. en el renglón del 84% que

dicho factor de tablas corresponde aproximadamente a un 88% que sería el factor de potencia real con el cual está operando la empresa en este momento. Vemos que este dato se aproxima bastante al segundo método propuesto para el cálculo del factor de potencia, el cual nos dió -- como resultado el 89.59%.

1.1.3 SUBESTACION.

Con los datos obtenidos anteriormente, podemos ahora entrar al estudio de la subestación, y conocer entonces el punto de operación que ésta tiene con respecto a lo instalado y operante. Posteriormente, mostraremos un resumen de las cargas instaladas, para lo cual mostramos los datos en la tabla No. 1.1.3.1. y 1.1.3.2. que a continuación se indican.

C.F.	CANTIDAD	EFICIENCIA %	K.W.
0.25	5	67	1.392
0.33	1	67	0.367
0.50	17	67	9.464
0.75	12	68	9.874
1.00	26	77	25.190
1.50	3	77	4.360
2.00	20	80	37.300
3.00	21	82	57.315
5.00	22	82	100.073
7.50	12	85	78.988
10.00	6	85	52.659
15.00	4	86	52.047
20.00	1	88	16.955
25.00	2	88	42.386
30.00	1	88.5	25.288
40.00	3	89	100.584
50.00	1	89	41.910
60.00	2	89.5	100.022
200.00	1	91.5	163.060
GRAN TOTAL	158	1,062.58	919.234

TABLA No. 1.1.3.1. RESUMEN DE LAS CARGAS DE POTENCIA INSTALADAS.

CARGAS INSTALADAS	KW
POTENCIA	919.234
ALUMBRADO Y CONTACTOS	34.652
GRAN TOTAL	953.886

TABLA No. 1.1.3.2. RESUMEN DEL TOTAL DE LAS CARGAS INSTALADAS

1.1.4 FACTOR DE COINCIDENCIA O DIVERSIDAD.

El factor de coincidencia esta definido como la relación de la demanda máxima de la carga como un todo, medido en el punto de alimentación a la suma de las demandas máximas de las partes componentes de una carga. El factor de diversidad es el recíproco del factor de coincidencia. Los factores de coincidencia pueden ser aplicados para conocer la demanda consumida para la estimación de la carga del transformador de distribución, líneas y otras facilidades.

$$F.C. = \frac{\text{DEMANDA MAXIMA DE LA CARGA}}{\text{SUMA DE LAS DEMANDAS MAXIMAS DE LAS PARTES COMPONENTES DE UNA CARGA}}$$

1.1.5 FACTOR DE DEMANDA

La relación de la demanda máxima a la carga total conectada, expresada como un porcentaje, es conocida como el FACTOR DE DEMANDA de una instalación.

La Compañía de Luz, obliga al 60% para las contrataciones. En la práctica, el promedio real es menor.

A continuación, se muestra la tabla No. 1.1.5.1. con los factores de demanda aproximadamente usuales recomendados para proyectos.

El factor de demanda real de la empresa es:

$$F.D. = \frac{a}{b} \times 100$$

Donde:

a..... demanda máxima = 384 KW^{*}

b..... carga total conectada = 953.886 KW^{*}

* * Medida por la Compañía de Luz según recibos mensuales

Por tanto:

$$F.D. = \frac{384}{953.886} \times 100$$

$$F.D. = 40.256\%$$

1.1.6 TRANSFORMADOR.

En 1975, fue puesto a trabajar un transformador de -- 500 KVA, el cual fue seleccionado considerando las necesidades por las que atravesaba la empresa, las cuales -- eran bastante menores.

En la actualidad, la planta se encuentra operando bajo -- las siguientes condiciones:

COMERCIO	F.D.	INDUSTRIA	F.D.
ALUMBRADO PUBLICO	1.00	ACETILENO, FABRICA DE	0.70
APARTAMENTOS	0.35	ARMADORAS DE AUTOS	0.70
BANCOS	0.70	CARPINTERIAS, TALLERES DE	0.65
BODEGAS	0.50	CARNE, EMPACADORAS DE	0.80
CASINOS	0.85	CARTON, PRODUCTOS DE	0.50
CORREOS	0.30	CEMENTO, FABRICA DE	0.65
ESCUELAS	0.70	CIGARROS, FABRICA DE	0.60
GARAGES	0.60	DULCES, FABRICA DE	0.45
HOSPITALES	0.40	FUNDICION, TALLERES DE	0.70
HOTELES CHICOS	0.50	GALLETAS, FABRICA DE	0.55
HOTELES GRANDES	0.40	HIELO, FABRICA DE	0.90
IGLESIAS	0.60	HERRERIA, TALLERES DE	0.50
MERCADOS	0.80	IMPRENTAS	0.60
MULTIFAMILIARES	0.25	JABON, FABRICA DE	0.60
OFICINAS	0.65	LAMINA, FABRICA DE ART. DE	0.70
RESTAURANTES	0.65	LAVANDERIA MECANICA	0.80
TEATROS	0.60	NIQUELADO, TALLERES DE	0.75
TIENDAS	0.65	MADERERIA	0.65
		MARMOLERIA, TALLERES DE	0.70
		MECANICO, TALLER	0.75
		MUEBLES, FABRICA DE	0.65
		PAN, FABRICA MECANICA DE	0.55
		PAPEL, FABRICA DE	0.75
		PERIODICOS, ROTATIVAS	0.75
		PINTURAS, FABRICA DE	0.70
		QUIMICA, INDUSTRIA	0.50
		REFINERIA, PETROLEO	0.60
		REFRESCOS, FABRICA DE	0.55
		TEXTILES, FABRICA DE	0.65
		VESTIDOS, FABRICA DE	0.45
		ZAPATOS, FABRICA DE	0.65

TABLA No. 1.1.5.1. FACTORES DE DEMANDA APROXINADAMENTE USADOS

Demanda máxima = 384 KW

Como:

$$\text{KVA} = \frac{\text{K.W.}}{\text{f.p.}} = \frac{384}{0.8959}$$

$$\text{KVA} = 428.605$$

$$\% \text{ de carga de transf.} = \frac{\text{carga real}}{\text{capacidad nominal}} \times 100 =$$

$$= \frac{428.605}{500} \times 100 = 85.721\%$$

Con lo anterior, tenemos que nuestro transformador durante el período de la demanda máxima de la carga, trabaja al 85.721 % de capacidad, quedando un sobrante de 71.395 KVA que corresponden a 63.965 KW, los cuales representan a su vez 68.595 C.F.

2. DATOS DEL PROYECTO.

2.1. DIAGRAMA ACTUAL (Ver planos Nos.1,2,3,4,9,10 y 11)

2.2. DESCRIPCION DE LA MAQUINARIA POR INSTALARSE.

En virtud de que la empresa se ve en la necesidad de incrementar su capacidad productiva por la mayor demanda de sus productos (comerciales e industriales) dentro del mercado al cual tiene que satisfacer sus requerimientos. Para esto, se ha observado que un cuello de botella se localiza en el departamento de molienda y que solucionándose éste se resuelve el anterior, por tanto, se tiene en proyecto la instalación de un nuevo tren para ampliar dicha capacidad y poder así dar abasto a procesos posteriores e incrementar los productos terminados.

El departamento de molienda, interviene en la mayoría de los procesos, lo que ha hecho a este, crítico en su capacidad y por tanto, se ve en la necesidad de incrementar esta para poder así satisfacer las necesidades presentes y que a la vez, sea enfocado a plazos futuros.

Para este nuevo tren, se requieren instalar 11 motores con un total de 246.55 C.F., lo que afecta entonces el gran total de las cargas de potencia instaladas.

En la tabla 2.2.0.1. se muestran las cargas de potencia por instalar.

C.F.	CANTIDAD	EFICIENCIA %	K.W.
0.05	1	67	0.056
0.25	2	67	0.557
1.00	2	77	1.938
2.00	2	80	3.730
5.00	1	82	4.549
10.00	1	85	8.776
25.00	1	88	21.193
200.00	1	91.5	163.060
GRAN TOTAL	11		203.859

TABLA No. 2.2.0.1. CARGAS DE POTENCIA POR INSTALAR

Ahora bien, nuestro resumen total de cargas instaladas se ve afectado por las nuevas que se han de instalar, y esto lo observamos en la tabla No. 2.2.0.2.

C A R G A S	K W
POTENCIA ACTUAL	919.234
POTENCIA POR INSTALARSE	203.859
ALUMBRADO Y CONTACTOS	34.652
GRAN TOTAL	1,157.745

TABLA No. 2.2.0.2 RESUMEN DE LAS CARGAS FUTURAS

2.3 NECESIDADES TECNICAS.

Las necesidades técnicas que se presentan con la instalación de este nuevo tren de maquinaria para el departamento de molienda es el poder satisfacer y alimentar de --- energía suficiente a esta nueva sección y como pudimos - observar en los temas próximos anteriores, la carga total se ha de incrementar en un 21.371% lo que equivale a 246.550 C.F. y por tanto, la subestación se ve afectada por tener un sobrante de 68.595 C.F. lo que cubre un 27.822% de los caballos de fuerza que han de instalarse y por tanto para poder proporcionar de energía al ---- 72.178% de caballos restantes se tendrá que estudiar la forma de solucionar esta futura diferencia.

Es decir que tenemos 177.956 C.F. para los cuales nos -- falta capacidad de transformación.

La necesidad es que la subestación no podría soportar -- bajo las mismas condiciones el incremento de las nuevas cargas porque, esto representa en total 656.145 KVA, los cuales sobrepasan la capacidad instalada y considerándose para futuras ampliaciones un mínimo de un 20% de incremento, lo cual nos pondría en 787.374 KVA como mínimo en la ampliación presente, por lo que existe la necesidad de modificar la subestación para poder suministrar los 787.374 KVA como un límite inferior.

2.4 POSIBLES SOLUCIONES.

Dentro de las posibles soluciones, podemos mencionar entre ellas, las siguientes:

- a) Cambio de transformador.
- b) Transformadores en paralelo.
- c) Transformadores independientes.

La primera solución propuesta, propone el cambio total del transformador actual de 500 KVA, por un nuevo transformador que opere al 85% de su capacidad y bajo estas condiciones pueda suministrar los 787.374 KVA requeridos con la ampliación, lo que representaría un transformador

de un mínimo de 926.322 KVA. Dentro del mercado de --- transformadores encontramos la existencia de transforma- dores de 300, 450, 500, 750, 1000 KVA, por lo que se ten- dría que escoger un transformador de 1000 KVA, el cual - estaría trabajando al 78.737 % de su capacidad con res- pecto a la carga total ya modificada por la ampliación - presente.

La segunda solución solo podría ser posible en el caso - de tener un segundo transformador de la misma capacidad que el primero, lo que resultaría con la compra de un -- transformador de 500 KVA. Por tanto, la subestación ba- jo estas condiciones operaría también al mismo porcenta- je de capacidad que la de la propuesta anterior.

La tercera, propone tener instalados 2 transformadores - pero conectados en forma independiente del lado de bajo voltaje, lo que implica que el equipo alimentado por uno sería diferente al del otro, y por lo tanto, existirían dos circuitos principales y cada uno de ellos con sus -- propias subdivisiones. El primer transformador alimenta- ría las cargas actuales (428.605 KVA) y el segundo sería utilizado para la ampliación, el cual representa una car- ga de 227.539 KVA para la cual se podría utilizar un --- transformador de 300 KVA, que operaría al 75.846 % de su capacidad total, quedando la posibilidad de que este úl-

timo, se pueda incrementar su capacidad a un 85% lo que permite la instalación de 27.461 KVA, que representa un incremento del 12.069% a este circuito y un 4.185% sobre las cargas totales instaladas considerándose las de la ampliación, pero conservando los transformadores al 85% de su capacidad total.

3. ANALISIS DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS PROPOSICIONES.

3.1 PROPOSICION No. 1 CAMBIO DE TRANSFORMADOR.

3.1.1 ASPECTO TEORICO.

El cambio de transformador no implica la necesidad de hacer ningún tipo de instalación extra del lado de alto voltaje, requiriéndose exclusivamente el cambio del equipo de transformación, por el nuevo de capacidad requerida. Por tanto, al ser mayor la cantidad de energía que éste ha de manejar, se presenta la necesidad del cambio de fusibles, los cuales deben ser de la capacidad correspondiente al nuevo transformador, para permitirle la operación correcta al mismo, y a su vez, la protección adecuada para evitarle un daño en un momento de sobrecarga.

3.1.2 ASPECTO ECONOMICO

Se observa que la capacidad requerida por esta proposición, sería la de un transformador de 1,000 KVA, trifásico, 50-60 ciclos, 20 y 22.9 KV, conexión delta con las siguientes derivaciones: 23,800; 22,000; 21,000, 19,500; y 19,000 a 55°C. El costo aproximado de un equipo de transformación con dichas características es de \$ 321,384.00 no incluyéndose el impuesto sobre ingresos

mercantiles. También se debe considerar la inversión necesaria para los fusibles, los cuales deben ser para -- 23,000 voltios y para la corriente de un transformador de 1,000 KVA, los cuales tienen un costo aproximado de \$7,200.00 (tres piezas), sin incluirse tampoco el impuesto sobre ingresos mercantiles.

Resumiéndose, el monto total aproximado de dicha proposición asciende a \$ 328,584.00.

A dicha inversión se deberá restar el valor de rescate que se obtenga por la venta del transformador que se retira, cuyo valor se estima en \$ 54,316.00, por lo que la inversión se ve afectada y el monto de la misma es de -- \$ 274,268.00 aproximadamente sin considerar los gastos por mano de obra, supervisión, etc.

3.1.3 ASPECTO PRACTICO.

Podríamos opinar que el sistema resultaría desde el punto de vista funcionabilidad, restringido, pues en caso de fallar este único equipo de transformación, los sistemas de productividad se verían frenados totalmente hasta que el transformador sea reparado y puesto en operación continua, hasta entonces, la empresa podría comenzar de nuevo su tarea de elaboración de productos terminados, -

o en su caso, la substitución del mismo por un equipo de alquiler, con el consiguiente costo en cualquier caso.

3.2 PROPOSICION No. 2 TRANSFORMADORES EN PARALELO.

3.2.1 ASPECTO TEORICO.

Instalándose un transformador para operar en paralelo -- con el actual, se requiere que el nuevo sea de iguales - caracterfsticas que el que se tiene operando, por tanto, debe ser de 500 KVA, con impedancia igual que el actual. Por lo que, bajo est@s condiciones se tendria una capaci dad de transformaci3n de 1,000 KVA, lo cual daría un re- sultado igual a la proposici3n anterior, desde el punto de vista de capacidad para poder suministrar al equipo consumidor de energfa eléctrica.

3.2.2 ASPECTO ECONOMICO.

Se observa que el gasto requerido por la segunda proposi- ci3n, tiene la necesidad de invertir en un transforma- - - - - dor, aisladores (9), buses (30 mts.), estructura - - - - - (18 mts.), seccionador (1) y de fusibles (3). Equipo ne- cesario y suficiente para poder llevar a efecto dicha -- proposici3n.

El transformador requerido es de 500 KVA, trifásico, 50-60 ciclos, 20 y 22.9 KV conexión delta con las siguientes derivaciones: 23,800; 22,000; 21,000; 19,500; y --- 19,000 a 55° C, el cual tiene un valor aproximado sin incluir el impuesto sobre ingresos mercantiles de ----- \$ 217,252.00. El tipo de aisladores requeridos serían para 23,000 voltios, teniendo un valor unitario aproximado de \$ 500.00, lo que representaría una inversión de -- \$ 4,500.00. Los buses serían de tubería de cobre de -- 1/2" de diámetro nominal con un costo por metro de --- \$ 50.00, representando un monto de dicha inversión de -- aproximadamente \$ 1,500.00. Para la estructura, se requiere la compra de ángulo de 4" X 4" X 1/4", representa una inversión de \$ 3,636.00 aproximadamente. El seccionador sería del tipo abierto o conocido también como seccionador en aire, con accionamiento manual de palanca y de disparo automático, para 23,000 voltios, teniendo un valor aproximado sin incluir el impuesto sobre ingresos mercantiles de \$40,000.00.

Los fusibles requeridos deben ser para 23,000 voltios y para la capacidad que demande el transformador de 500 KVA, teniendo un valor aproximado de \$ 7,200.00

Resumiendo, la inversión total de dicha proposición en forma aproximada sería de \$274,088.00 sin incluir en ningún momento el impuesto sobre ingresos mercantiles, sin considerarse los gastos por mano de obra, supervisión, etc.

3.2.3 ASPECTO PRACTICO.

Podemos opinar que el sistema sería de gran funcionabilidad, ya que el sistema estaría basado en dos equipos de transformación y en el caso dado de que uno de ellos se viera dañado, el otro podría seguir operando y suministrando energía a una gran parte del equipo de proceso de la empresa, pudiéndose continuar la labor productiva de la misma, aunque en proporción menor, mientras es puesto en operación el equipo dañado.

3.3 PROPOSICION No. 3. TRANSFORMADORES INDEPENDIENTES.

3.3.1 ASPECTO TEORICO.

Viéndose las necesidades que han surgido, se requiere de un mínimo de 300 KVA extras en la capacidad de transformación de energía para poder abastecer al equipo ya existente y a la nueva maquinaria que se desea que se integre a las ya existentes en los procesos de producción. Por lo tanto, la subestación se vería formada por dos --

equipos de transformación, uno ya existente de 500 KVA y otro de nueva adquisición de capacidad ya mencionada.

Como los transformadores son de diferentes capacidades, no es posible la conexión de los secundarios de los mismos en paralelo, sino que las operaciones deberán ser in dependientes uno del otro, por lo que se deberán tener dos circuitos totalmente independientes, uno de ellos -- alimentado por el transformador de 500 KVA y el restante por el de 300 KVA.

3.3.2 ASPECTO ECONOMICO.

Para la instalación de un equipo de transformación de -- 300 KVA, se requiere la necesidad de invertir en el equipo mismo, aisladores (9), buses (30 mts.), estructura -- (18 mts.), seccionador (1) y de fusibles (3), equipo ne cesario y suficiente para poder llevar a efecto dicha -- proposición.

El transformador requerido deberá tener las siguientes - características, de 300 KVA, trifásico, 50-60 ciclos, 20 y 22.9 KV conexión delta, con las siguientes derivacio-- nes: 23,800; 22,000; 21,000; 19,500 y 19,000 a 55°C, el cual tiene un valor aproximado de \$162,400.00. El tipo de aisladores serfan para 23,000 voltios, teniendo un --

valor unitario aproximado de \$500.00, lo que representaría una inversión de \$4,500.00. Los buses deberán ser de tubería de cobre de 1/2" de diámetro nominal, con un costo por metro de \$50.00, representando un monto de --- \$1,500.00 aproximadamente. La estructura que se requiere es de ángulo de fierro de 4" X 4" X 1/4", la cual representa una inversión de aproximadamente \$3,636.00. El seleccionador sería del tipo abierto conocido también como seccionador en aire, con accionamiento manual de palanca y de disparo automático para 23,000 voltios, teniendo un valor aproximado sin incluir el impuesto sobre ingresos mercantiles de \$ 40,000.00. Los fusibles requeridos deben ser para 23,000 voltios y para la capacidad que demande el equipo de transformación de 300 KVA, teniendo un valor aproximado de \$ 7,200.00

Resumiendo, esta proposición requiere de una inversión en forma aproximada de \$ 219,236.00 sin incluir el impuesto sobre ingresos mercantiles, sin considerarse los gastos por mano de obra, supervisión, etc.

3.3.3 ASPECTO PRACTICO.

Desde este punto de vista podríamos opinar que el sistema sería funcional, ya que el sistema estaría dividido en dos secciones, alimentada cada una de ellas por cada

equipo de transformación, y en el dado caso de que uno de ellos fallase la planta podría seguir operando con el equipo de la otra sección de transformación, viéndose -- parcialmente afectada pero no totalmente los procesos de producción mientras es reparado y puesto en funcionamiento el equipo dañado.

3.4 SELECCION

Considerándose las diferentes proposiciones con sus aspectos técnicos, económicos y prácticos, la selección -- más adecuada sería la adquisición de un transformador de 500 KVA por tener dos equipos de transformación de igual capacidad, lo cual daría a la empresa gran funcionabilidad y tener una capacidad mayor para futuras ampliaciones, pero considerándose el aspecto económico, notamos -- que si se selecciona el transformador de 300 KVA, la empresa conservaría en su haber \$54,852.00 que existen de diferencia entre la proposición 3.2 y la 3.3, teniéndose aún margen para poder hacer ampliaciones e incrementos -- en la carga instalada y tener una subestación funcional.

Tomando en cuenta los intereses, necesidades, proyectos y metas de la misma se considera en la actualidad seleccionar la opción 3.3 por parte del personal técnico y administrativo de la empresa.

4. ALGUNOS ASPECTOS TEORICOS DEL TEMA.

4.1 SECCION DE ALTO VOLTAJE.

La sección de alto voltaje se encuentra formada por las siguientes partes:

- a) Mufa, terminal propiedad de la Compañía Suministradora.
- b) Equipo de medición de la Compañía Suministradora.
- c) Cuchillas desconectadoras y de verificación de la DGE.
- d) Aisladores soporte para el alimentador de alta tensión.
- e) Apartarrayos
- f) Interruptor para servicio en alta tensión.
- g) Desconectadores fusibles de la capacidad interruptora.
- h) Alimentadores en alta tensión.
- i) Sistema general de tierras.

La mufa terminal que proporciona la Compañía Suministradora, sirve para conectar la subestación con las líneas de transmisión de la fuente. El equipo de medición tiene como finalidad la de conocer el consumo que la empresa tiene de la potencia real y reactiva, por lo que a su vez se puede obtener del mismo el factor de potencia de operación, indica a su vez la demanda máxima realizada por la carga en un tiempo dado. Las cuchillas desconectadoras son usadas para aislar el equipo como son los buses u --

otros aparatos excitados. Estas son usadas para seccionar los circuitos eléctricos como los buses o circuitos laterales o ciertas porciones del alimentador principal para trabajos específicos como pruebas y mantenimiento. Generalmente, estos elementos no son utilizados para romper las cargas de corriente. Los aisladores son los que soportan y sujetan los buses a la estructura, dando a estos últimos, su posición adecuada e impidiéndoles su movimiento, pero conservándolos siempre aislados de la estructura, evitando así, que el circuito se cierre a tierra. Los modernos apartarrayos tienen una muy pequeña abertura y son un adjunto esencial de los transformadores. El rango requerido por un apartarrayos en sistemas de neutro a tierra, depende de la efectividad del neutro aterrizado. El rango es expresado en porcentaje de rango de la potencia-frecuencia-voltaje de línea a línea, que el apartarrayos soportará. La efectividad del sistema de tierras es descrito por los rangos de la resistencia e impedancia de secuencia positiva. Un apartarrayos al 80% es usado comunmente cuando el rango está entre 0.5 y 1.5 para resistencias y entre 1 y 3 para impedancias. Rangos menores pueden permitir apartarrayos al 75% ó 70%. Rangos mayores requieren de un 85% a 90%. El uso del 100% del nivel de protección no es económico

en altos voltajes. Para la mejor protección, los apartarrayos deberán estar localizados tan cerca como lo sea posible a las terminales del transformador, y la tierra del apartarrayos deberá estar conectada por un conductor corto, directo al tanque del transformador y al sistema de tierras de la subestación.

El interruptor para servicio en alta tensión es conocido también como SECCIONADOR DE CARGA TRIPOLAR, en aire, el cual en este caso es de operación en grupo, para servicio interior, tipo H 251, tiene la forma de un interruptor de palanca y va provisto de cuchillas de corriente principales y auxiliares, montados sobre una base con ayuda de aisladores anclados de apoyo de resina sintética. Los seccionadores de carga son aparatos de maniobra para instalaciones de alta tensión, que pueden interrumpir corrientes de servicio y que al desconectar dan lugar a una apertura apreciable con toda seguridad. Se emplean para desconectar líneas aéreas o cables, para seccionar circuitos en anillo, así como para la conexión y desconexión de transformadores. La forma del seccionador de carga es bien sencilla y puede adaptarse en todos los casos a las condiciones de servicio existentes. Están adosados al mismo, los correspondientes elementos, tales como: Fusibles de alta tensión, dispositivo de ma-

niobra rápido (accionamiento de maniobra brusca), accionamiento de desenganche libre y dispositivos de disparo. Tienen la opción de adaptarse para cierre y disparo eléctrico local o remoto, así como protección por relevadores. Los desconectadores fusibles de la capacidad interruptiva adecuada, son aparatos destinados a interrumpir las corrientes de corto circuito surgidas en instalaciones de alta tensión, a una frecuencia de 50 a 60 ciclos. Los fusibles de alta tensión y alta capacidad se aplican sobre soportes y se adosan a los seccionadores de carga, utilizándose así mismo como protección contra cortocircuitos de transformadores, condensadores, derivaciones de cables y transformadores de tensión. Los fusibles de alta tensión y alta capacidad protegen los aparatos y las líneas contra los efectos térmicos y dinámicos de grandes intensidades de corto circuito, las cuales quedan interrumpidas al incrementarse la intensidad (fusibles limitadores). Para la elección de los cartuchos fusibles tienen que conocerse los siguientes valores: Tensión máxima de servicio en el punto de instalación; intensidad nominal del transformador o intensidad máxima de servicio en el punto de instalación; intensidad nominal del transformador o intensidad máxima de servicio en el punto de instalación; choques de intensidad

máxima en el servicio, por ejemplo, choque de intensidad en la conexión, requisitos con relación al escalonamiento (selectividad) de los cartuchos fusibles y a la limitación de la corriente de corto circuito.

El Ingeniero Electricista debe verificar también la potencia del corto circuito teórica del sistema, para que la capacidad interruptiva del seccionador y los fusibles estén dentro del rango de protección adecuado.

Se puede decir, en términos generales que la capacidad interruptiva de un equipo eléctrico es la disposición -- que tiene para operar con un determinado valor de corto circuito sin destruirse.

Los alimentadores en alta tensión son una parte muy importante de la construcción de una subestación, puesto que conducen grandes cantidades de energía en un espacio reducido. Deben ser cuidadosamente diseñados para que la construcción pueda proporcionar en forma adecuada y económica la utilización de la energía eléctrica generada y simultáneamente deben tener suficiente fuerza estructural para resistir los esfuerzos máximos a que estén sujetos los conductores y en su caso, sobre la estructura por corrientes fuertes en condiciones de corto circuito.

En el desarrollo inicial de las subestaciones de la clase HV (Alta Tensión), se usaba generalmente el diseño de conductor de tensión. El conductor de tensión es similar a una línea de transmisión y consiste de un conductor tal como el ACSR (cable de aluminio reforzado con acero), cobre, o aleaciones de aluminio de alta resistencia, colgando entre las estructuras de la subestación. En la subestación EHV (Extra alto Voltaje) generalmente usan conductores rígidos que tienen la ventaja de aportar un perfil más bajo a la subestación, y un mantenimiento y operación más sencillos. También se puede usar una mezcla de conductor rígido y de tensión. En este caso, los conductores principales son del diseño rápido, y los superiores entre las torres de transmisión son del tipo de tensión.

La selección del tipo de conductor debe ser muy cuidadosa. Las ventajas del tipo rígido son las siguientes:

- a) Se emplea menos acero en las estructuras, las cuales son más sencillas.
- b) Los conductores rígidos no están bajo esfuerzo constante.
- c) Los aisladores individuales del tipo pedestal son más accesibles para su limpieza.

- d) El conductor rígido es de menor altura y tiene una posición definida y puede ser segregado para su mantenimiento.
- e) La baja altura y rigidez proporcionan buena visibilidad de los conductores y aparatos, lo cual le da buena apariencia a la subestación.

Algunas desventajas del conductor rígido son:

- a) Se requieren normalmente más aisladores y soportes, lo cual representa mayor número de aisladores que limpiar.
- b) El conductor rígido es más sensible a las deflexiones estructurales, causando problemas de desalineamiento y causando posibles daños al conductor.
- c) El conductor rígido generalmente requiere mayor área que el conductor de tensión.
- d) Los diseños de conductores rígidos son comparativamente caros.

Las instalaciones de conductores de tensión, tienen las siguientes ventajas:

- a) Comparativamente un costo menor que el de los conductores rígidos.

- b) Las subestaciones ocupan un área menor.
- c) Se requieren menos estructuras.

Algunas desventajas, son las siguientes:

- a) Las estructuras y la cimentación son más reforzadas.
- b) Los aisladores no son de fácil acceso para su limpieza.
- c) La pintura de las estructuras de acero altas es costosa y peligrosa.
- d) La reparación de los conductores de emergencia es -- más difícil.

El diseño de los conductores depende de elementos que se pueden clasificar como sigue:

- a) Capacidad de transmisión de la corriente.
- b) Esfuerzo del corto circuito.
- c) Establecer las separaciones mínimas entre conductores.

La capacidad de conducción está limitada por el calentamiento provocado por la corriente. Los conductores se calculan en base a una elevación de temperatura permitida sin que exista peligro de sobrecalentamiento de las terminales del equipo, conexiones de los alimentadores y juntas.

La elevación de temperatura permitida para conductores de cobre y de aluminio se limita a 30°C, sobre una temperatura ambiente de 40°C. Este valor es el estándar, aceptado por IEEE, NEMA y ANSI. Esta es una elevación promedio de temperatura y un máximo o punto caliente permisible de 35°C. Muchos factores intervienen en el calentamiento de un conductor, tales como el tipo de material utilizado, el tamaño y forma del conductor, el área superficial y condición del conductor, efecto de la piel, efecto de proximidad, reactancia del conductor, ventilación y calentamiento inductivo debido a la proximidad de materiales magnéticos.

MATERIAL DEL CONDUCTOR.

En general se usan aluminio y cobre, con aluminio endurecido especialmente de forma tubular, que es el más usado en subestaciones HV y EHV del tipo de intemperie. El aluminio tiene la ventaja de ser tres veces más ligero que el cobre. Además, el aluminio requiere poco mantenimiento y el uso adecuado de aleaciones de aluminio proporciona la rigidez necesaria para usarlo como conductor. Para una determinada cantidad de corriente y temperaturas límite iguales al área del conductor de aluminio es de --- 133% con respecto al área del conductor de cobre. El tu-

bo de aluminio se usa casi exclusivamente en las subestaciones HV y EHV, el tubo de cobre y de aluminio en formas especiales se usa en algunos casos para conductores de distribución de bajo voltaje.

EFFECTO DE PIEL (SKIN)

El efecto de piel de un conductor de corriente alterna es la tendencia de saturar la capa externa o piel del conductor debido a la auto-inductancia del conductor. Esto resulta en un incremento de la resistencia efectiva del conductor y en una disminución de conducción para un determinado incremento de temperatura. El efecto de piel es muy importante en los conductores de alta tensión cuando un número de conductores se usan en paralelo, ya que, no sólo afecta a cada conductor, sino al grupo de conductores como una unidad.

Los tubos presentan menor efecto de piel que los conductores planos de la misma sección transversal, y los tubos de pared delgada son los que menos se afectan por el efecto de piel. Los conductores de aluminio se afectan menos por el efecto de piel que los conductores de cobre de similar sección transversal, debido a la mayor resistencia del aluminio.

EFECTO DE PROXIMIDAD.

El efecto de proximidad en un conductor es la distorsión de la distribución de corriente causada por la inducción entre los conductores de alimentación y de retorno, los cuales causan una concentración de corriente en las partes más cercanas entre los conductores, incrementándose el efecto de resistencia. El efecto de proximidad debe ser tomado en cuenta para conductores que conducen corriente alterna; el efecto en conductores trifásicos es menor que en los monofásicos.

Los conductores tubulares utilizados en corriente alterna tienen una mejor distribución de corriente que cualesquiera otra forma de conductor de similar área de sección transversal, teniendo también un área superficial relativamente menor para las pérdidas por disipación de calor. Ambos factores deben ser balanceados adecuadamente en el diseño de un conductor tubular.

La tubería proporciona un área de sección transversal relativamente grande en un mínimo espacio y tiene el máximo de tensión estructural para áreas de sección transversal equivalentes, permitiendo espacios mayores entre soportes. En subestaciones abiertas se extienden hasta 40 y 50 pies son considerados en la práctica para tubos de

cobre o aluminio hasta 6 pulgadas de diámetro, la tendencia en el diseño, es usar las máximas distancias y así - reducir el número de los postes aislantes a un mínimo.

Las capacidades de conducción de corriente de los conductores tubulares de cobre y aluminio, de diferentes dimensiones se muestran en las tablas Nos. 4.1.0.1 y 4.1.0.2 respectivamente.

EXPANSION TERMICA.

La expansión y contracción térmica de los conductores es un factor importante en su diseño, particularmente cuando los conductores de alta tensión o conductores largos son requeridos. Un conductor de aluminio se expandirá -- 0.0105 in/ft de longitud para un incremento de temperatura de 38°C. Para proteger los soportes de los aisladores, interruptores de desconexión y terminales del equipo de los esfuerzos provocados por la expansión térmica de los conductores, deben de instalarse juntas de expansión y abrazaderas que permitan el desplazamiento del -- tubo.

TAMANO NOMINAL IN.	DIAMETRO EXTERIOR IN.	DIAMETRO INTERIOR IN.	RANGOS DE CORRIENTE, AMP.		
			30°C	40°C	50°C
T U B E R I A E S T A N D A R D					
1/2	0.840	0.625	545	615	675
3/4	1.050	0.822	675	765	850
1	1.315	1.062	850	975	1 080
1-1/4	1.660	1.368	1 120	1 275	1 415
1-1/2	1.900	1.600	1 270	1 445	1 600
2	2.375	2.062	1 570	1 780	1 980
2-1/2	2.875	2.500	1 990	2 275	2 525
3	3.500	3.062	2 540	2 870	3 225
3-1/2	4.000	3.500	3 020	3 465	3 860
4	4.500	4.000	3 365	3 810	4 305
T U B E R I A R E F O R Z A D A					
1/2	0.840	0.542	615	705	775
3/4	1.050	0.736	760	875	970
1	1.315	0.951	1 000	1 140	1 255
1-1/4	1.660	1.272	1 255	1 445	1 600
1-1/2	1.900	1.494	1 445	1 650	1 830
2	2.375	1.933	1 830	2 080	2 325
2-1/2	2.875	2.315	2 365	2 720	3 020
3	3.500	2.892	2 970	3 365	3 710
3-1/2	4.000	3.358	3 380	3 860	4 255
4	4.500	3.81 8	3 380	4 350	4 850

TABLA No. 4.1.0.1. RANGOS DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES TUBULARES DE COBRE, EXTERIORES.

NOTA: A 40°C DE TEMPERATURA AMBIENTE, 98% DE CONDUCTIVIDAD DEL COBRE, FRECUENCIA DE 60 Hz, VELOCIDAD DEL VIENTO 2 ft/s a 90°.

En algunos casos, se ha presentado vibración en los conductores largos con soportes aisladores a distancias con siderables, pero puede eliminarse insertando un cable -- dentro del conductor tubular.

ESPACIAMIENTO ENTRE LOS CONDUCTORES.

El espaciamiento entre los conductores en las subestaciones está dado básicamente por la experiencia en el diseño. Sin embargo, con objeto de llegar a una estandarización, se han establecido para niveles estándar de aislamiento básico espaciamientos mínimos publicados por el NATIONAL AIEE COMMITTEE ON SUBSTATIONS. Se sumarizan -- los datos en la publicación AIEE 58-80 de junio de 1954, página 638. Esta gufa se muestra en la tabla No. 4.1.0.3, indicándose los espaciamientos mínimos recomendados para los sistemas de transmisión eléctrica diseñados para impulsos que soporten niveles hasta de 1 175 KV BIL (Nivel básico de impulso).

Se realizan estudios para incluir las recomendaciones de espaciamientos del rango EHV. Los datos publicados en 1954 son satisfactorios para soportar los requerimientos anticipados de conexión y desconexión sobre tensión de sistemas eléctricos en el rango de 161 KV y menores.

TAMARO NOMINAL IN.	DIAMETRO EXTERIOR IN.	DIAMETRO INTERIOR IN.	6063-T6 - 53%	6061-T6 -40%
ASA CEDULA 40 (TUBERIA ESTANDARD)				
1/2	0.840	0.622	405	355
3/4	1.050	0.824	495	440
1	1.315	1.049	650	575
1-1/4	1.660	1.380	810	720
1-1/2	1.900	1.610	925	820
2	2.375	2.067	1 150	1 020
2-1/2	2.875	2.469	1 550	1 370
3	3.500	3.068	1 890	1 670
3-1/2	4.000	3.548	2 170	1 920
4	4.500	4.026	2 460	2 180
5	5.563	5.047	3 080	2 730
ASA CEDULA 80 (TUBERIA REFORZADA)				
1/2	0.840	0.546	455	400
3/4	1.050	0.742	565	500
1	1.315	0.957	740	655
1-1/4	1.660	1.278	930	825
1-1/2	1.900	1.500	1 070	945
2	2.375	1.939	1 350	1 200
2-1/2	2.875	2.323	1 780	1 580
3	3.500	2.900	2 190	1 940
3-1/2	4.000	3.364	2 530	2 240
4	4.500	3.826	2 880	2 560
5	5.563	4.813	3 640	3 230

TABLA No. 4.1.0.2. RANGOS DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES TUBULARES DE ALUMINIO, EXTERIORES.

NOTA: Rangos basados de 30°C a 40°C sobre la temperatura ambiente, frecuencia 60 Hz., y velocidad del viento 2 ft/s a 90°C.

Para sistemas en el rango de 230 KV y mayores se requieren determinaciones más precisas de las características de conexión y desconexión de sobretensión del sistema de aislamiento antes de recomendar el espaciamento entre los conductores.

DISTANCIA RADIAL.

En 1972 el SUBSTATION COMMITTEE de la IEEE publicado en el TRANSPAPER T72131-6 estableció las recomendaciones -- para la distancia radial mínima de la línea a tierra para subestaciones EHV, basadas en los requerimientos de - conexión y desconexión sobre tensión. Las recomendaciones se basan en un estudio de datos experimentales sobre las características de esfuerzo de conexiones y desconexiones sobre tensión de las separaciones de aire con varias configuraciones de electrodos reportadas por varios investigadores. Los resultados se muestran en la tabla No. 4.1.0.4 e incluyen la distancia radial mínima de la línea a la tierra para sistemas de voltaje EHV en el rango de 345, 500 y 765 KV. El SUBSTATION COMMITTEE de la - IEEE se continua esforzando en el estudio de datos experimentales para determinar las distancias radiales de fa se y publicará reportes revisados principalmente para -- los niveles EHV de 345, 500 y 765 KV. Las distancias ra

diales indicadas en la tabla No. 4.1.0.3 se consideran adecuadas tanto para línea a tierra como fase a fase, para las clases de voltaje hasta 230 KV cuando las distancias estan dadas por las caracterfsticas que resisten el impulso BIL.

Información considerable ha sido publicada por el CIGRE referente a las distancias radiales de fase a fase en -- las subestaciones EHV requeridas para la conexión y des--conexión sobre tensión. El método CIGRE se basa en so--brevoltajes casi simultáneos e iguales de polaridades --opuestas en fases adyacentes. El sobrevoltaje de fase a tierra se multiplica, por un factor que puede llegar a -- ser hasta de 1.8 (el máximo teórico de fase a fase sería el doble del de fase a tierra). El valor estimado de so**u**brevoltaje de fase a fase se compara entonces con los datos experimentales para obtener las distancias radiales. Referirse a un artículo en el CIGRE, ELECTRA No. 29, -- 1973, Distancias Radiales fase a tierra, fase a fase en las subestaciones por L. PARIS y A. TASCHINI.

Los valores sugeridos para las distancias radiales de fase para subestaciones EHV basados en el método CIGRE se muestran en la tabla No. 4.1.0.5. Esta tabla se estructuró escogiendo varios valores de voltaje momentáneo de fase a tierra, tales como los que se usan en la tabla --

No. 4.1.0.4. La distancia radial mínima eléctrica para línea a tierra en las subestaciones EHV. Estos valores de sobrevoltaje de fase a tierra se multiplicaron por un factor momentáneo de fase a fase. Un valor equivalente del voltaje crítico para provocar el arco de fase a fase se asume multiplicando el voltaje de fase a fase por conexión y desconexión de sobrevoltaje por 1.21. Finalmente este valor se compara con los datos del artículo preparado por PARIS y TASCHINI para el CIGRE para obtener las distancias radiales basadas en los voltajes de impulso bajo conexión y desconexión.

El espaciamiento de los conductores de subestaciones EHV se basa comúnmente en las distancias radiales requeridas para impulsos para los valores de impulsos de conexión y desconexión sobrevoltaje más una tolerancia para las proyecciones energizadas del equipo y los anillos de distancia. La distancia total puede ser todavía incrementada para facilitar el mantenimiento de la subestación tal como se ilustra en la tabla No. 4.1.0.5.

FUERZAS MECANICAS Y ELECTRICAS.

Un conductor de subestación debe tener suficiente resistencia para soportar los esfuerzos de los cortos circuitos.

Dos factores deben tomarse en consideración:

- a) La resistencia mecánica de los aisladores y su estructura de soporte.
- b) La resistencia mecánica del conductor.

Una gufa sencilla para calcular las fuerzas electromagnéticas ejercidas sobre los conductores en condiciones de corto circuito se encuentra en el ANSI STANDARD C37.32-1972, AMERICAN NATIONAL STANDARD SCHEDULE OF PREFERRED RATING, MANUFACTURING SPECIFICATIONS, AND APPLICATION -- GUIDE FOR HIGH VOLTAGE AIR SWITCHES, BUS SUPPORTS, AND SWITCH ACCESSORIES.

La fuerza electromagnética ejercida entre dos conductores energizados está en función de la corriente, su rango de decremento, la forma y arreglo de los conductores y las frecuencias naturales del ensamble completo, incluyendo la estructura de montaje, aisladores y conductores. Obviamente no es posible cubrir cada uno de estos casos con una ecuación sencilla, aún cuando se logran ciertas aproximaciones, debido al gran número de variables involucradas, incluyendo el amplio rango de constantes para la estructura de soporte.

La fuerza calculada por la siguiente ecuación, es aque-

lla producida por el pico máximo de corriente. En la mayoría de los casos la fuerza calculada es mayor que la fuerza real, debido a la inercia y flexibilidad del sistema, y este hecho tiende a compensar las fuerzas resonantes que no se estimaron. La ecuación por lo tanto, es suficientemente segura para las condiciones prácticas usuales.

$$F = Mx \frac{5.4 \times I^2}{S \times 10^7}$$

donde:

F..... libras por pie de conductor

M..... factor

I..... Corriente de corto circuito, A (definida en la tabla No. 4.1.0.6).

S..... Espaciamiento entre las líneas centrales de los conductores, en pulgadas.

Después de determinar el valor de I, seleccionar el correspondiente factor M de la tabla No. 4.1.0.6.

Las estructuras grandemente espaciadas y bajo tensión -- con aisladores de fuerza no pueden ser calculadas mediante los esfuerzos del procedimiento anterior, pero pueden lograrse estimaciones aproximadas siguiendo el procedi--

miento generalmente usado para el cálculo de los esfuerzos mecánicos en las líneas conductoras del alto voltaje (transmisión).

El esfuerzo total en los conductores a la intemperie es la resultante de los esfuerzos debidos a la carga del corto circuito, carga muerta, hielo y carga del viento.

- NOTAS: 1. Clase KV y BIL coordinadas cuando se escogen las mínimas distancias radiales.
2. Los valores mostrados son los mínimos recomendados pero pueden decrecer en línea con buena práctica, dependiendo de las condiciones del local, procesos, etc...
3. Los valores mostrados son aplicados a 3300 -- pies por encima del nivel del mar. Elevaciones superiores requieren un incremento en dichos valores de acuerdo al PAR-22 of AIEE -- STANDARD No. 22A, AIR SWITCHES, INSULATOR - UNITS AND BUS SUPPORTS, Octubre, 1949.
4. Estas distancias radiales mínimas recomendadas son para conductores rígidos. Cualquier tolerancia estructural o rebaja por movimiento del conductor o posible reducción en espaciamiento por objetos exteriores, deben ser sumadas a los valores mínimos.

KV CLASE	NIVEL BIL KV SOPORTADOS	DISTANCIAS RADIALES MINIMAS A TIERRA - PARA PARTES RIGIDAS IN.	DISTANCIAS RADIALES MINIMA ENTRE FASES (O PARTES VIVAS) - PARA PARTES RIGIDAS IN. METAL A METAL	DISTANCIAS RADIALES MINIMA ENTRE CONDUCTORES GENERALES Y EL GRADO PERSONAL - DE SEGURIDAD DENTRO DE SUBESTACIONES ft.	DISTANCIAS RADIALES MINIMA ENTRE CABLES Y VIAS DENTRO DE -- SUBESTACIONES CERRADAS. ft.
		(3)	(4)	(5)	(6)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
7.5	95	6	7	8	20
15	110	7	12	9	20
23	150	10	15	10	22
34.5	200	13	18	10	22
46	250	17	21	10	22
69	350	25	31	11	23
115	550	42	53	12	25
138	650	50	62	13	25
161	750	58	72	14	26
230	825	65	80	15	27
230	900	71	89	15	27
	1,050	83	105	16	28
	1,175	94	113	17	29

TABLA No. 4.1.0.3. DISTANCIAS RADIALES MINIMAS PARA BIL ESTANDAR

5. Estas mínimas distancias radiales están pensadas como una guía para la instalación del --- equipo únicamente en el campo, y no para el - diseño de dispositivos eléctricos o aparatos tales como circuitos disyuntores, transformadores, etc..

NOTA: SS...CONEXION Y DESCONEXION SOBRETENSION
CFO...SOBRE FLAMEO CRITICO.

- A. Las mínimas distancias radiales satisfacen -- cualquier conexión y desconexión de sobretensión máxima o el requerimiento de sumisión - BIL.
- B. Para instalaciones a altitudes que exceden de 3300 pies de elevación, se sugiere que los -- factores de conexión, como son propuestos en ANSI C37.30-1970, sean aplicados a voltajes sostenidos como los que se han mostrado.

VOLTAJE DEL SISTEMA KV		VOLTAJE TRANSITORIO		DISTANCIA RADIAL SS IN		DISTANCIA RADIAL BIL IN	
NOMINAL	MAX.	PUSS	CREATA SS KV	EQUIVALENTE SS CFO KV	LINEA A TIERRA	BIL KV	LINEA A TIERRA
345	362	2.2	650	785	84	1050	84
		2.3	680	821	90		
		2.4	709	857	96	1300	104
		2.6	768	928	111		
		2.7	798	964	118		
		2.8	828	1000	125		
		2.9	857	1035	133		
		3.0	887	1071	140		
500	550	1.8	808	976	124	1550	124
		1.9	853	1031	132		
		2.0	898	1085	144	1800	144
		2.1	943	1139	156		
		2.2	988	1193	168		
		2.3	1033	1248	181		
		2.4	1078	1302	194		
		2.5	1123	1356	208		
		2.6	1167	1410	222		
		2.7	1212	1464	238		
2.8	1257	1519	251				
765	800	1.5	982	1186	166	2050	167
		1.6	1047	1265	185		
		1.7	1113	1344	205		
		1.8	1178	1423	225		
		1.9	1244	1502	246		
		2.0	1309	1581	268		
		2.1	1375	1660	291		
		2.2	1440	1739	314		
		2.3	1505	1818	339		
		2.4	1571	1897	363		
2.5	1636	1976	389				
2.6	1702	2055	415				

TABLA No. 4.1.0.4 DISTANCIAS RADIALES MINIMAS PARA SUBESTACIONES EHV BASADOS EN LA CONEXION Y DESCONEXION SOBRETENSION Y POR LOS IMPULSOS REQUERIDOS POR LOS RELAMPAGOS (línea a tierra)

VOLTAJE DEL SISTEMA KV		VOLTAJE TRANSITORIO		DISTANCIA RADIAL* SS IN		ESTUDIOS PRESENTES
NOMINAL	MAXIMO	SS	CRESTA	EQUIVALENTES	BARRA*	
		L.G PU	SS KV	LL SS CFO KV	A BARRA	
345	362	2.2	650	1405	103	15 a 18
		2.6	768	1660	128	
		3.0	887	1915	159	
500	550	1.8	808	1745	138	20 a 35
		2.2	988	2135	190	
		2.5	1123	2425	239	
765	800	2.8	1257	2715	294	45 a 50
		1.8	1178	2545	261	
		2.1	1375	2970	356	
		2.4	1571	3395	480	

TABLA No. 4.1.0.5 DISTANCIAS RADIALES SUGERIDAS PARA SUBESTACIONES EHV BASADAS EN CONEXIONES Y DESCONEXIONES SOBRETENSION - FASE A FASE

* Los valores de la distancia radial de conexión y desconexión sobreten-
sion están de L-L basados en el uso de la cresta de voltaje SS L-G --
multiplicada por 1.8. Este valor de voltaje L-L SS es multiplicado --
entonces por 1.21 para indicar un valor SS CFO de voltaje utilizado --
para determinar las distancias radiales.

Para una descripción del método usado referirse al reporte CIGRE de L.
Parfs y A. Taschini, PHASE TO GROUND AND PHASE TO PHASE AIR CLEARANCES
IN SUBSTATIONS, CIGRE ELECTRA No. 29, 1973, pp. 29-44.

L-G: Línea a tierra SS: Conexión y desconexión sobretensión

L-L: Línea a línea CFO: Sobre flameo crítico

CIRCUITO	AMPERES (I) EXPRESADOS COMO:	FACTOR M
dc	Pico Máximo	1.0
ac - 3 fases	Pico Máximo	0.866
ac - 3 fases	rms asimétrico	$(0.866 \times 1.63^2) = 2.3$
ac - 3 fases	rms simétrico	$(0.866 \times 2.82^2) = 6.9$
1 fase de 3 fases o 1 fase	Pico máximo	1.0
1 fase de 3 fases o 1 fase	rms asimétrico	$(1.63^2) = 2.66$
1 fase de 3 fases o 1 fase	rms simétrico	$(2.82^2) = 8.00$

TABLA No. 4.1.0.6 FACTOR "M" PARA CALCULOS DE FUERZAS ELECTROMOTRICES.

SISTEMA GENERAL DE TIERRAS.

El sistema de tierras en una subestación es altamente importante. Las funciones del sistema de tierras es el que se enumera a continuación.

- a) Provee la conexión de tierra para la tierra neutral de los transformadores, reactores y capacitores.
- b) Provee la trayectoria de descarga para los pararrayos, apartarrayos y equipos similares.
- c) Asegura el bienestar de la operación del personal, limitando la -- diferencia de potencial que pueda existir en una subestación.
- d) Provee un medio de descarga y el desenergizado de equipo para proceder con mantenimiento sobre el equipo.

- e) Provee una resistencia suficientemente baja de trayectoria a tierra para minimizar la subida del potencial de tierra respecto a una tierra a distancia.

La seguridad de una subestación requiere de las tierras para todas las partes metálicas expuestas, de los interruptores, estructuras, tanques del transformador, paredes de ductos metálicos, cercas, partes metálicas de las construcciones, centros de distribución, etc..., para que una persona que toque o se encuentre cerca de cualquiera de estos equipos no pueda recibir una sacudida peligrosa si un conductor de alta tensión recibe un relámpago o si hace contacto con cualesquiera del equipo mencionado. Esta función en general es satisfecha si todos los metales entre los cuales una persona pueda completar un contacto, o el cual una persona pueda tocar estando sobre la tierra, esta tan afianzado y aterrizado que los potenciales no puedan existir. Esto significa que cada parte individual de equipo, cada columna estructural, etc., debe tener su propia conexión al entretejimiento de la estación de tierras.

La fuente más usual sobre la información concerniente al aterrizado de una subestación está contenido en la gúfa comprensiva AIEE No. 80 GUIDE FOR SAFETY IN ALTERNATING CURRENT SUBSTATION GROUNDING, publicada en Marzo, 1961 .

5. CALCULOS TECNICOS.

5.1 Diagrama Unifilar en Alta Tensión (ver planos Nos. 5, 12, 13 y 14)

5.2 CALCULOS DE CORRIENTE NOMINAL Y DE CORTO CIRCUITO.

Considerando el plano No. 5, se observa que la corriente nominal de alta tensión del sistema se encuentra formada por dos corrientes, que corresponden a la corriente nominal de cada uno de los equipos de transformación, por lo que deberemos conocerlas para poder así conocer la total.

Para el transformador de 500 KVA tenemos que:

$$I_1 = \text{desconocida}$$

$$S_1 = 1.73 VI_1 \quad V = 23 \text{ KV}$$

$$I_1 = \frac{S_1}{1.73V} = \frac{500 \text{ KVA}}{(1.73)(23\text{KV})} = 12.566 \text{ AMP}$$

$$I_1 = 12.566 \text{ AMP.}$$

Para el transformador de 300 KVA tenemos que:

$$I_2 = \text{desconocida}$$

$$S_2 = 1.73 VI_2 \quad V = 23 \text{ KV}$$

$$I_2 = \frac{S_2}{1.73V} = \frac{300 \text{ KVA}}{(1.73) (23KV)} = 7.540 \text{ AMP.}$$

$$I_2 = 7.540 \text{ AMP}$$

Ahora bien, la corriente total I del sistema estará dada por:

$$I = I_1 + I_2 = 12.566 + 7.540 = 20.106$$

$$I = 20.106 \text{ AMP.}$$

La corriente de corto circuito la encontramos siguiendo el proceso anterior, por tanto, la corriente de corto circuito del transformador de 500 KVA será de:

$$I_{c.c.1} = \frac{100 \text{ KVA}_1}{Z\%_1 \times \sqrt{3} \text{ KV}}$$

$$\text{donde } \text{KVA}_1 = 500$$

$$Z\% \text{ (a } 75^\circ\text{C, } 23\text{KV)}_1 = 4.15\%$$

$$\text{KV} = 23$$

$$I_{c.c.1} = \frac{(100) (500)}{(4.15) (\sqrt{3}) (23)} = 302.436 \text{ AMP.}$$

$$I_{c.c.1} = 302.436 \text{ AMP.}$$

La corriente de corto circuito para el transformador de 300 KVA será:

$$I_{c.c.2} = \frac{100 \text{ KVA}_2}{Z\%_2 \times \sqrt{3} \text{ KV}}$$

Donde: $KVA_2 = 300$

$$Z\% \text{ (a } 85^\circ\text{C, 23 KV)}_2 = 5.214\%$$

$$KV = 23$$

$$I_{cc_2} = \frac{(100)(300)}{(5.214)(\sqrt{3})(23)} = 144.431 \text{ AMP.}$$

$$I_{cc_2} = 144.431 \text{ AMP.}$$

Por lo que, la corriente de corto circuito máxima del sistema estará dada por:

$$I_{cc} = I_{cc_1} + I_{cc_2}$$

$$I_{cc} = 302.436 + 144.431 = 446.867 \text{ AMP.}$$

$$I_{cc} = 446.867 \text{ AMP.}$$

5.3 RECOPIACION DE LA SELECCION DEL MATERIAL Y EQUIPO.

Para la recopilación de la selección del material y equipo debemos tener presente la corriente máxima que en un momento dado demande el equipo y por tanto, para evitar que el mismo sea dañado tomaremos para unos casos la corriente de corto circuito máxima, como lo es en el caso de la barra en alta tensión, seccionadores, cuchillas desconectadoras y sistemas de tierras, y la corriente nominal para fusibles.

5.3.1 BARRA EN ALTA TENSION.

Existen para la conducción de corriente dos tipos de materiales que son: EL ALUMINIO Y EL COBRE. Los cuales tienen diferentes características, que se muestran en la tabla No. 5.3.1.1.

Tomando como referencia la tabla No. 5.3.1.1., observamos que para el servicio requerido el COBRE tiene mejores propiedades que el ALUMINIO por tanto, nos enfocaremos en el primero para nuestro diseño.

La tabla No. 4.1.0.1, nos muestra los rangos de corriente para conductores tubulares de cobre, en la cual encontramos que con tubería estándar de 1/2 pulgada de diámetro nominal podemos conducir a 30°C una intensidad de corriente de 545 amperes y hasta 675 amperes con una elevación de temperatura de 50°C, lo que nos daría capacidad suficiente para conducir la máxima corriente que pudiera presentarse, siendo esta la máxima corriente de corto circuito que para nuestro estudio es de 446.867 amperes, por lo que tendremos trabajando a nuestro conductor tubular de cobre a un 81.99% de su capacidad --- cuando se presente la corriente máxima de corto circuito y tendiendo una elevación de temperatura de 30°C.

	C O B R E	A L U M I N I O
NUMERO ATOMICO	29	13
PESO ESPECIFICO	8.89 gr/Cm ³	2.703 gr/Cm ³
COEFICIENTE DE TEMPERATURA POR °C A 20°C	0.00393	0.00403
CONDUCTIVIDAD ELECTRICA	100%	60.97%
CONDUCTIVIDAD TERMICA	0.93 cal/Cm ³	0.52 cal/Cm ³
TEMPERATURA DE FUSION	1083 °C	660 °C
COEFICIENTE DE DILATAION LINEAL POR °C	16.22 x 10 ⁻⁶	23.0 x 10 ⁻⁶
CALOR ESPECIFICO	0.0918 cal/gr/°C	0.2259 cal/gr/°C
RESISTIVIDAD VOLUMETRICA A 20°C	0.017241 ohms-mm ² /mt.	0.02828 ohms-mm ² /mt.
RESISTIVIDAD ELECTRICA (ohms en 304.8 m a 20°C)	10.371 ohms	17.0 ohms
ESFUERZO DE TENSION, TEMPLE DURO	38.70 kg/Cm ²	1820 kg/Cm ²
ESFUERZO DE TENSION, TEMPLE SUAVE	2250 kg/Cm ²	845 kg/Cm ²
MODULO DE ELASTICIDAD	1'200,000 kg/Cm ²	702,000 kg/Cm ²
RESISTENCIA AL CORTE	1750 kg/Cm ²	665 kg/Cm ²
RESISTENCIA LIMITE DE FLUENCIA	560 kg/Cm ²	350 kg/Cm ²

TABLA No. 5.3.1.1 PROPIEDADES DE LOS MATERIALES CONDUCTORES.

Las fuerzas electro-mecánicas que pueden producirse por el pico máximo de corriente esta dado por la siguiente ecuación:

$$F = M \times \frac{5.4 \times I^2}{S \times 10^7}$$

Donde:

F = fuerza electro mecánica (Esfuerzo de tensión)

M = factor (Tabla No. 4.1.0.6.)

I = corriente de corto circuito

S = espaciamento entre las líneas centrales de los conductores.

Por lo que, nuestros datos serán:

M = 0.866

I = 446.867 AMP.

S = 0.5 mts. = 19.69 in.

Entonces, la fuerza electromecánica

$$F = (0.866) \frac{(5.4)(446.867)^2}{(19.69)(10.7)} = 4.74 \times 10^{-3} \text{ lb/ft.}$$

$$F = 70.64 \times 10^{-6} \text{ kg/cm}$$

Lo que representa una fuerza tan pequeña que es posible despreciar por las mismas propiedades del cobre.

5.3.2 SECCIONADORES.

Dentro de los tipos de seccionadores existentes y los que actualmente se encuentran operando en la subestación actual, estudiaremos primero los segundos para ver si éstos son capaces de continuar operando y si esto no fuese posible trataremos los primeros para encontrar al go adecuado a nuestras condiciones de los que se encuentran en las líneas de producción de los fabricantes de seccionadores.

Los seccionadores actualmente instalados son de la marca Electro Cerámica, modelo P-23400, los cuales fueron diseñados para servicio interior con seguros, para operación a 23 KV., soportando una corriente nominal de -- 400 amperes, su punto de flameo en seco es de 70 KV., y la corriente máxima de corto circuito que este equipo puede soportar es de 20 KA durante 4 segundos.

Si comparamos estas condiciones con las condiciones obtenidas de corriente nominal y de corto circuito de la subestación, veremos claramente que estos seccionadores pueden seguir operando sin problema alguno.

5.3.3 FUSIBLES

En las figuras 5.3.3.1 y 5.3.3.2, se muestran las curvas de operación de los fusibles, tendiéndose diferentes curvas, cada una de ellas, para cada capacidad de fusible que se encuentra en los medios estándares de producción.

Teniendo en cuenta, los equipos de transformación para la operación adecuada de la planta, estudiaremos a cada uno de ellos por separado. Así pues, para el transformador de 500 KVA se requerirá permitir un flujo de corriente de 12.566 amperes a 23 KV, pero como dichos fusibles están basados a 20 KV, deberemos conocer la corriente bajo estas condiciones, por lo que:

$$I_1 = \frac{S_1}{1.73V} = \frac{500 \text{ KVA}}{(1.73)(20KV)} = 14.45 \text{ AMP.}$$

Por lo tanto, la capacidad máxima aceptada en los fusibles para el sistema de transformación de 500 KVA será de 16 AMP.

Para el sistema de transformación de 300 KVA se demandará de 23 KV una corriente de 7.540 amperes, pero para 20 KV.

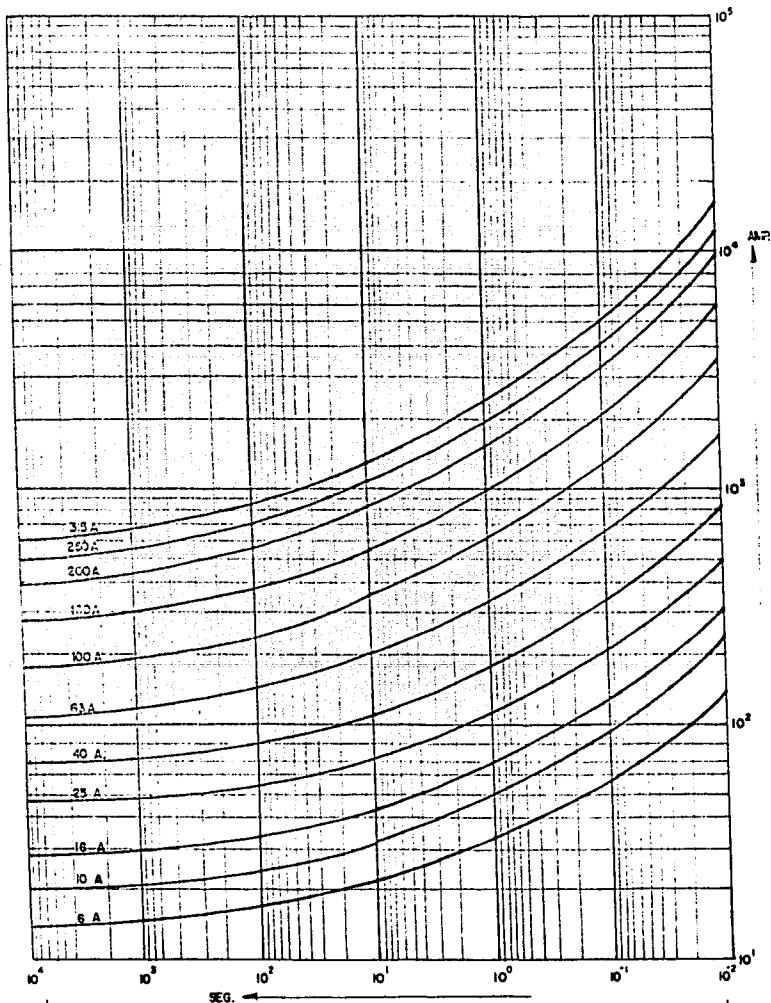


TABLA No. 3.3.3.1 FUSIBLES CURVAS DE
OPERACION. 20 KV SOBRECORRIENTES VS.
TIEMPO DE DISPARO.

INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

ENEP CUAUTTLAN - UNAM - 1980

TESIS PROFESIONAL

ENRIQUE ROBLES PORTILLA.

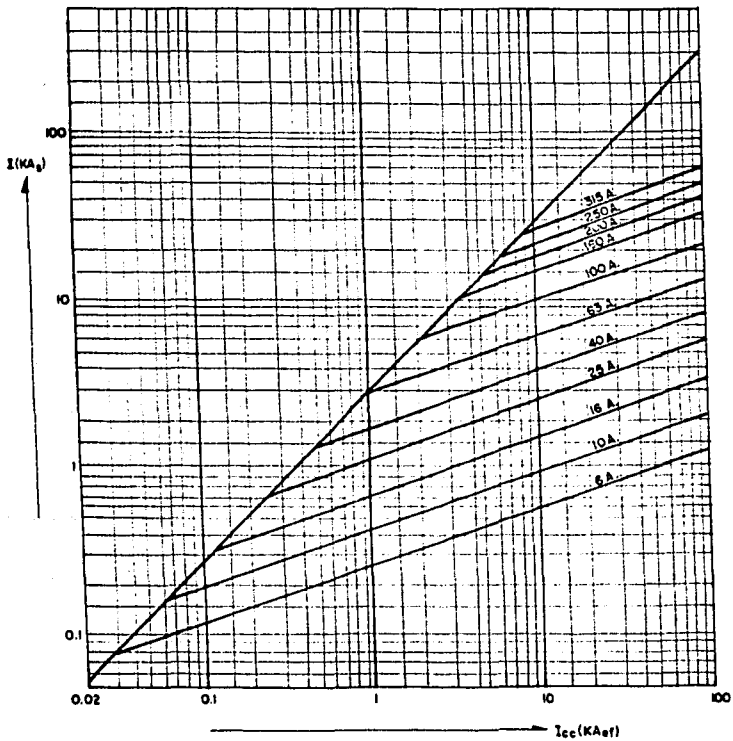


TABLA No 5.3.3.2 FUSIBLES. CURVAS DE OPERACION
20 KV CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO (I_{cc}) V.S.
CORRIENTE DE PASO (I)

INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA.

ENEP CUALTITLAN - UNAM - 1980

TESIS PROFESIONAL.

ENRIQUE ROBLES PORTILLA.

$$I_2 = \frac{S_2}{1.73 V} = \frac{300 \text{ KV}}{(1.73)(20\text{KV})} = 8.67 \text{ AMP.}$$

Lo que representaría la instalación de fusibles de 10 AMP.

Los fabricantes de fusibles garantizan una capacidad -- interruptiva de 1000 MVA, la que es suficiente para -- nuestro caso.

5.3.4 APARTARRAYOS.

Teniéndose en la actualidad un equipo autovalvular, del tipo de distribución, marca Westinghouse, observaremos sus características para comprobar su correcta selección y adecuada operación dentro del sistema.

Debemos antes mencionar y considerar los factores de selección e instalación. El principio de selección de un apartarrayos es que su tensión nominal corresponda a la tensión que realmente existe en una línea determinada - entre cada fase y tierra o sea que corresponda con el - valor real que en forma sostenida va a tener verdaderamente aplicado entre terminales el apartarrayos. En todos los casos, se instala un apartarrayos por fase instalada de fase a tierra y debe conectarse dicha tierra al neutro aterrizado del equipo cuando ésta exista.

Con el propósito de seleccionar el valor adecuado de --

tensión nominal para un apartarrayos dado, en sistemas trifásicos, existen los siguientes tipos o sistemas de aterrizaje (LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION SE DEFINEN -- POR LAS PUBLICACIONES No. 117, APENDICE 8 DE MAYO 1949, NORMAS EEI y NEMA. PUBLICACION C-84.1, 1954 DE NORMAS - ASA).

TIPO A. SISTEMAS CON NEUTRO A TIERRA.

Sistemas con neutro a tierra cuyas relaciones de reactancia a resistencia son menores que las de los sistemas tipo B. Los sistemas tipo A llevan 4 hilos con netro múltiple en conexiones de distribución; este sistema es llamado usualmente "multiaterrizado".

TIPO B. Para sistemas con tierra múltiple con relación de reactancia (X_0/X_1) positiva y menor de 3 y aquellas cuya relación de resistencia (R_0/X_1) sea positiva y menor de 1 en cualquier punto del sistema.

Este sistema es usualmente definido como "efectivamente aterrizado o firmemente aterrizado".

TIPO C. Este sistema con todo y tener el neutro aterrizado, no llena los requerimientos del sistema tipo B, - porque la relación de reactancia es mayor de 3 con valor positivo. Los sistemas usando tierra "falsa" se incluyen en esta clasificación.

TIPO D. Este sistema tiene el neutro aislado, en el --
cual la reactancia de secuencia cero es capacitiva y su
relación (X_0/X_1) es negativa y queda comprendida entre
menos 40 y menos infinito.

TIPO E. Este sistema con neutro aislado es el que no --
queda entre los límites del tipo D.

Se caracteriza por una corriente de carga relativamente
alta o una reactancia de secuencia cero, positiva y muy
alta. Para este sistema la relación de reactancia ---
(X_0/X_1) es negativa con límites entre cero a menos 40.
Entre estos límites, es posible se tengan efectos de re
sonancia parcial, así que cada caso debe analizarse y -
tratarse individualmente.

Tomando en cuenta que el apartarrayos que se encuentra
en servicio es de una marca determinada, analizaremos -
sus características eléctricas que son las siguientes:

TENSION O CAPACIDAD NOMINAL MAXIMOS ENTRE LINEA Y TIE--
RRA (RMC) 15 KV.

TENSION DE DESCARGA MINIMA A 60 HZ. EFICACES (RMC) ---
22.5 KV.

TENSION MAXIMA DE IMPULSO EN KV. DE CRESTA CON ONDA
DE 1.2 X 50 50

TENSION DE IMPULSO EN KV. DE CRESTA CON FRENTE DE ONDA ANSI

PROMEDIO 63

MAXIMO 75

TENSION DE DESCARGA EN KV. CRESTA PARA ONDAS DE IMPULSO DE CORRIENTE DE 8 X 20 MICROSEGUNDOS Y CON LOS VALORES SIGUIENTES DE AMPLITUD.

a) CRESTA DE 1500 AMP.

PROMEDIO 43

MAXIMO 45

b) CRESTA DE 5000 AMP.

PROMEDIO 54

MAXIMO 55

c) CRESTA DE 10000 AMP.

PROMEDIO 61

MAXIMO 62

d) CRESTA DE 20000 AMP.

PROMEDIO 65

MAXIMO 70

e) CRESTA DE 65000 AMP.

PROMEDIO 76

MAXIMO 85

PARA LA PORCELANA DEL APARTARRAYOS.

a) TENSION MAXIMA DE IMPULSO CON ONDA COMPLETA DE 1.5 X 40 KV. DE CRESTA (N.B.A.I) 114-125

NOTA: Nivel básico de aislamiento al impulso.

b) TENSION MAXIMA DE CORRIENTE ALTERNA A 60HZ.**KV. RMC.****EN SECO (1 MINUTO) 75-75****EN HUMEDO (10 SEG.) 80-85**

NOTA: Usándose 7000 ohms por pulgada cúbica de -
 agua para el sistema húmedo.

Como podemos observar, dichas condiciones pueden seguir trabajando ya que la subestación aunque del tipo intemperie se encuentra bajo un sistema cerrado y las sobrecargas producidas por descargas eléctricas naturales sobre las líneas serán efectuadas fuera de la subestación, por lo que no se correrá el riesgo de que éste se produzca después del equipo de apartarrayos.

5.3.5 AISLADORES.

Los aisladores instalados son de la marca Electro Cerámica, modelo P-1745, los cuales tienen las siguientes características eléctricas.

VOLTAJE DE FLAMEO EN SECO 70 KV.**VOLTAJE NOMINAL DE OPERACION 23 KV.**

No se especifica el voltaje de flameo en húmedo, ya que están diseñados para operar en servicios interiores y no a intemperie.

5.3.6 CUCHILLAS DESCONECTORAS.

Los interruptores en aire tienen varias formas de extinguir el arco que garantizan seguridad al desconectar pequeñas y grandes corrientes. El arco se apaga por medio de carburaciones de materiales sintéticos y por medio del sistema de corrientes de gas. De acuerdo con las exigencias actuales, este tipo de construcción es por su sencillez y solidez notable.

El aislamiento es de resina sintética dando a la vez mayor seguridad eléctrica y mecánica. El interruptor en aire está destinado tanto para la conexión y desconexión de líneas aéreas o cables, para seccionar circuitos en anillo, así como para la conexión y desconexión de transformadores con o sin carga.

Para el transformador de 500 KVA que en la actualidad se encuentra en operación, se tiene ya instalado el interruptor en aire, cuyas características son las siguientes:

TENSION NOMINAL	20 KV
TENSION DE OPERACION	24 KV
CORRIENTE NOMINAL	400 A
CORRIENTE DE INTERRUPCION INDUCTIVA NOMINAL (20 OPERACIONES, FACTOR DE POTENCIA 0.7)	400 A

CORRIENTE DE INTERRUPCION INDUCTIVA (200 OPERACIONES, FACTOR DE POTENCIA 0.7)	30 A
CORRIENTE DE INTERRUPCION CAPACITIVA (20 OPERACIONES, FACTOR DE POTENCIA ≤ 0.15)	20 A
CORRIENTE DE INTERRUPCION RESISTIVA (20 OPERACIONES, FACTOR DE POTENCIA 0.3)	400 A
INTENSIDAD DE CHOQUE, VALOR CRESTA (CORRIENTE DINAMICA)	35 KA
INTENSIDAD INSTANTANEA, VALOR EFECTIVO DURANTE 1 SEG.	14 KA
CORRIENTE ADMISIBLE AL CIERRE	30 KA
FRECUENCIA ADMISIBLE AL CIERRE	4.6 HZ.

En virtud que dentro de las especificaciones de corriente nominal y de corto circuito del Transformador de 300 KVA no existe un interruptor en aire que se acerque a ellas y que el que más así lo hace es el mismo usado para el transformador de 500 KVA, se propone la instalación de un equipo igual.

Como podemos observar, las características de este interruptor en aire satisfacen las necesidades de ambos equipos de transformación en operación independiente.

5.3.7 TRANSFORMADORES.

Como se pudo haber observado en el capítulo I, la carga actual conectada es de 953.886 KW, la cual se encuentra operando con un transformador de 500 KVA que trabaja suministrando energía a dicha carga que a su vez tiene un factor de demanda del 40.256%, lo que corresponde a una demanda máxima del equipo de transformación de 348 KW, los equivalentes a 428.605 KVA.

Por tanto, el equipo de transformación de 500 KVA se encuentra operando al 85.721% de capacidad, lo que corresponde a tener un sobrante del mismo de 71.395 KVA, o bien, 63.965 KW., que a su vez nos equivalen a 68.595 C.F.

Para el equipo de transformación de 300 KVA, seleccionado, como se observó en el capítulo 2 se pretende que suministre de energía a una carga total de 203.859 KW., la que corresponde a 227.547 KVA. Pero considerando que la planta tiene un factor de demanda del 40.256%, entonces la carga máxima de este equipo de transformación será de 91.601 KVA, lo que corresponde a tener el

transformador operando al 30.534% de su capacidad total, teniéndose la posibilidad de poder incrementar la carga de dicho equipo, pudiéndose instalar por necesidades de crecimiento de la planta 208.399 KVA considerándose el factor de demanda, lo que corresponde a su vez a una carga instalada de 745.231 KVA, o bien 667.652 KW.

5.3.8 SISTEMA DE TIERRAS.

El más elaborado sistema de tierras que sea diseñado, puede ser inadecuado, a menos que la conexión del sistema a tierra sea adecuada y tenga una resistencia baja. Por consiguiente, la conexión a tierra es una de las partes más importantes de todo sistema de tierras. Esto es también la parte más difícil de diseñar y obtener.

Para subestaciones grandes y estaciones de generación, el valor de la resistencia a tierra no deberá exceder de un ohm.

Para subestaciones pequeñas y plantas industriales el valor de la resistencia a tierra no deberá exceder de 5 ohms. El N.E.C. (NATIONAL ELECTRIC CODE, 1971) recomienda que la resistencia máxima no deberá exceder de 25 ohms.

T E R R E N O	RESISTENCIA (ohms) VARILLA DE 5/8" X 5'			RESISTIVIDAD (ohms por Cm ³)		
	PROMEDIO	MINIMO	MAXIMO	PROMEDIO	MINIMO	MAXIMO
RELLENOS, ESCORIAS, SALMUERA, DESHECHOS.	14	3.5	41	2,370	590	7,000
ARCILLA, ARCILLA ESQUITOSA, SUELO ARCILLOSO, TIERRA NE- GRA.	24	2	98	4,060	340	16,300
IGUAL CON VARIACIONES EN -- LAS PROPORCIONES DE ARENA Y GRAVA.	93	6	800	15,800	1,020	135,000
GRAVA, ARENA, PIEDRAS, CON ARCILLA PEQUEÑA O BARRO.	554	35	2,700	9,400	59,000	458,000

TABLA No. 5.3.8.1 RESISTIVIDAD DE DIFERENTES
TERRENOS.

CONTENIDO DE AGUA O HUMEDAD (% DEL PESO).	RESISTIVIDAD (ohms/Cm ³)	
	TERRENO SUPERIOR	BARRA ARENOSA
0	> 1000 X 10 ⁶	> 1000 X 10 ⁶
2.5	250,000	150,000
5	165,000	43,000
10	53,000	18,500
15	19,000	10,500
20	12,000	6,300
30	6,400	4,200

TABLA No. 5.3.8.2 EFECTO DEL CONTENIDO DE AGUA
O HUMEDAD EN LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO.

TEMPERATURA		RESISTIVIDAD (ohms por cm ³)
°C	°F	
20	68	7,200
10	50	9,900
0 (agua)	32	13,800
0 (hielo)	32	30,000
-5	23	79,000
-15	14	330,000

TABLA No. 5.3.8.3 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA RESISTENCIA DEL TERRENO (BARRO ARENOSO CON 15.2% DE HUMEDAD).

Considerándose las tablas Nos. 5.3.8.1, 5.3.8.2 y -- 5.3.8.3, podemos elegir entre ellas la resistividad que corresponda al terreno donde se encuentra localizada la subestación, por lo que podemos considerar una resistividad de 2,370 ohms por cm^3 por las condiciones del terreno.

Para calcular la resistencia en ohms, se conoce una fórmula bastante aproximada, que para un sistema de una varilla a tierra.

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$$

y para un sistema de dos varillas a tierra

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{L^2}{3s^2} + \frac{2L^3}{5s^3} \dots \right)$$

donde:

R = resistencia en ohms.

ρ = resistencia específica en ohms por cm^3

L = longitud de la varilla en cm.

a = radio de la varilla en cm

s = espaciamiento entre varillas en cm.

Sabiendo que el sistema de transformación de 500 KVA se encuentra ya aterrizado, bastará con checar si se encuentra dentro de las especificaciones mencionadas.

Se tienen dos varillas copperweld de 5/8" por 3.05 mts. de longitud cada una, separadas por 7.4 mts. entre ellas y conectadas al sistema a través de un conductor de cobre desnudo, calibre 1/0.

$$R = \frac{P}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{P}{4\pi s} \left(1 - \frac{L^2}{3S^3} + \frac{2L^4}{5S^5} \right)$$

$$R = \frac{2370}{4\pi(305)} \left\{ \ln \left[\frac{4(305)}{0.794} \right] - 1 \right\} + \frac{2370}{4\pi(740)} \left[1 - \frac{(305)^2}{(3)(740)^3} + \frac{(2)(305)^4}{(5)(740)^5} \right]$$

$$R = 4.18 \text{ ohms.}$$

De tablas, se obtiene que para conductores de cobre desnudo de 1/0 se puede conducir una intensidad de corriente de 310 amperes. Considerándose que el caso más crítico para la conexión a tierra será el de corto circuito y que el valor de la corriente bajo estas condiciones para este equipo de transformación será de 302.436 amperes, entonces el conductor a tierra de 1/0 será capaz de soportar dichas condiciones.

Para el transformador de 300 KVA, se propone un sistema de tierras basado en una varilla copperweld de 5/8" por

6 metros de longitud, lo que nos proporcionará una resistencia a tierra de:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$$

$$R = \frac{2370}{2\pi(600)} \left\{ \left[\ln \frac{(4)(600)}{0.794} \right] - 1 \right\}$$

$$R = 4.41 \text{ ohms.}$$

la cual es una resistencia aceptable para subestaciones del tipo industrial.

Para conocer el calibre del conductor de cobre desnudo para la conexión del sistema de transformación nos basaremos en la intensidad de corriente de corto circuito, la cual es de 144.431 amperes. Basándonos en tablas de características eléctricas para cables desnudos de cobre encontramos que un conductor de calibre No. 5 AWG nos permite conducir una intensidad corriente de 150 amperes, por lo que con dicho conductor podemos conducir la corriente de corto circuito. Tomando en cuenta que dentro del comercio no encontramos este calibre de conductor, tendremos que escoger el No. 4 AWG, el cual puede conducir una corriente de 180 amperes.

6. PRESENTACION DEL PROYECTO.

6.1 PLANOS DE VISTAS (Ver Planos Nos. 12, 13, y 14).

6.2 PLANO UNIFILAR (Ver planos No. 5).

6.3 RELACION DE MATERIALES Y EQUIPOS.

En virtud que la ampliación de la subestación consiste en la instalación de otro equipo de transformación para operar en paralelo con la existente, para incrementar así la capacidad de suministro de energía a la planta, por lo que se requiere de la adquisición e instalación de una serie de materiales y equipos, los cuales son:

- a) Barra de alta tensión. Se requiere ampliar las líneas de alto voltaje, para lo cual se ha seleccionado el tubo de cobre estándar de 1/2 pulgada de diámetro nominal, del cual se necesitan 27 metros lineales.
- b) Seccionadores. Como se observa en la sección 5.3.2, no existe la necesidad de inversión en un equipo nuevo, ya que el instalado en la actualidad tiene las características suficientes para soportar la ampliación.

- c) Fusibles. Para proteger el equipo es necesario la -
instalación de éstos, que basándonos en la sección -
5.3.3. y en las curvas de operación de los mismos, -
se requiere de la adquisición de 3 elementos de 10 -
amperes para el equipo de transformación de 300 KVA
y para el transformador de 500 KVA no se presenta la
necesidad de inversión, puesto que tiene elementos -
de 16 amperes, los cuales son los adecuados.
- d) Apartarrayos. En la sección 5.3.4 se observa que es-
te equipo está dentro de las especificaciones de ope-
ración para el tipo de subestación actual y que la -
ampliación no le afecta por el trabajo que éste ---
desempeña.
- e) Aisladores. Considerándose la necesidad de amplia--
ción de las líneas de alto voltaje, se presenta la -
necesidad de instalar nuevos puntos de apoyo para --
las mismas, ya que los conductores seleccionados son
de tubo de cobre rígido por lo que se requieren de 9
elementos aislantes para soportarlo y permitirle lle-
gar hasta las terminales del primario del nuevo ---
transformador.

Los elementos aislantes deberán tener como caracte-
rísticas las siguientes:

VOLTAJE DE FLAMEO EN SECO 70 KV

VOLTAJE NOMINAL DE OPERACION 23 KV

- f) Cuchillas desconectoras. Se requiere de la adquisición de un equipo para la operación del transformador de 300 KVA, el cual deberá cumplir con las especificaciones mencionadas en la sección 5.3.6.
- g) Transformador. Se necesita un equipo de 300 KVA de distribución, para operación trifásica, 60 ciclos, - 20 X 23,000 volts en delta a 220/127 volts en estrella, a 3,000 metros sobre el nivel del mar, elevación de temperatura entre 55°C y 40°C, nivel básico de aislamiento pleno de 1,050 KV, enfriamiento tipo OA (SUMERGIDO EN ACEITE ENFRIAMIENTO NATURAL), incluyendo aceite aislante y los accesorios que marcan -- las normas.
- h) Sistema de tierra. Para lograr una resistencia adecuada entre el equipo y tierra es necesaria la adquisición de una varilla copperweld de 5/8" de diámetro por 6 mts. de longitud y de 3 mts. de conductor de - cobre desnudo del número 4 AWG.
- i) Estructura. Existe la necesidad de ampliar la estructura actual, para poder soportar las cuchillas seccionadoras, el porta-fusibles y los aisladores, por lo que se requiere adquirir 17 metros de ángulo de - fierro de 4" X 4" X 1/4".

CONCLUSIONES

El presente estudio fue enfocado y basado en las necesidades que la empresa Industrial de Alimentos, S.A. tiene, las cuales como se observó requiere de incrementar su carga (consumo de energía eléctrica) para satisfacer sus planes de expansión, la cual requiere de la ampliación de la subestación y a la vez dejando esta con un excedente para incrementos posteriores.

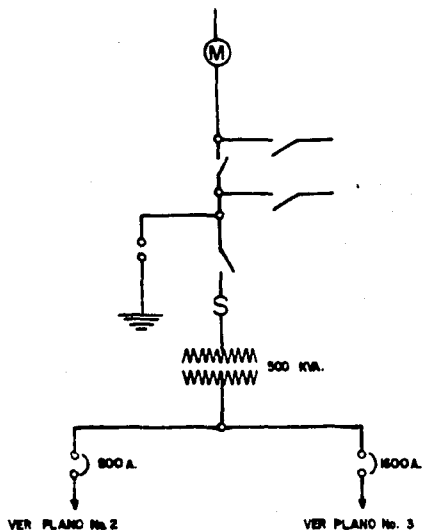
El proyecto se planteó considerando el punto de vista de las necesidades técnicas, sociales y económicas. Se analizaron las opciones técnicas más lógicas, considerando su repercusión económica y funcional en su operación.

Se recurrió a las fuentes de información técnica en la mejor medida posible considerando la experiencia, opinión y aportación de ideas del personal técnico y administrativo de la empresa, tomando en cuenta manuales, normas y reglamentos tanto nacionales como extranjeros.







Creo que la solución presentada por el proyecto es la mejor alternativa para resolver las necesidades planteadas.

Deseo que este modesto reporte técnico además de contribuir al acervo de experiencia de la empresa a que se refiere, pueda también coadyuvar como extracto de información para interesados en trabajos futuros de la -- misma índole.

P L A N O S



SIMBOLOGIA

- 
EQUIPO DE MEDICION EN ALTA TENSION.
- 
CUCHILLAS DE PRUEBA PARA VERIFICACION.
- 
APARTARRAYOS
- 
INTERRUPTOR AUTOMATICO EN AIRE A.T. CON FUSIBLES
- 
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION
- 
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO.

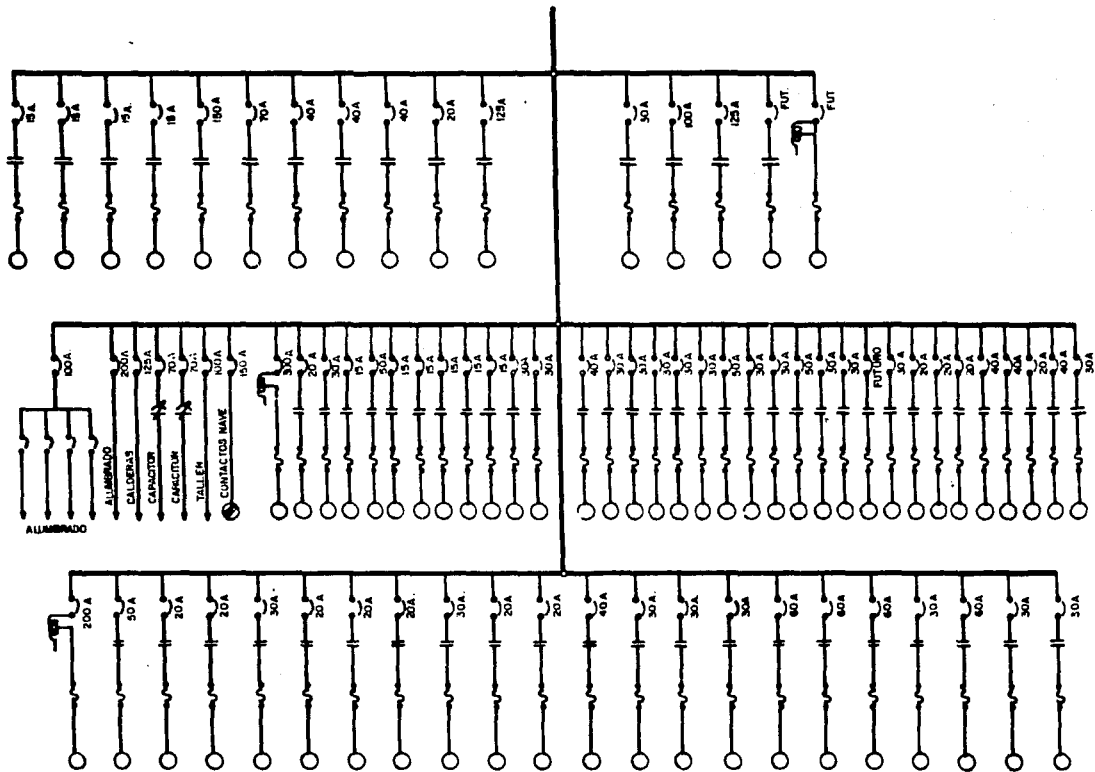
PLANO No. 1

INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

ENEP CUAUTITLAN - UNAM - 1980

TESIS PROFESIONAL

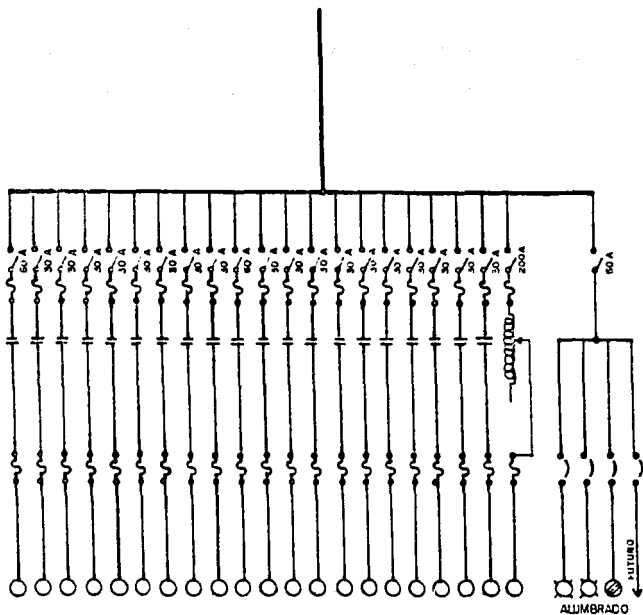
ENRIQUE ROELES PORTILLA.



PLANO No. 2 y 6 8

TESIS PROFESIONAL

INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
 ENEP CUAUTITLAN - UNAM - 1980
 ENRIQUE ROBLES PORTILLA



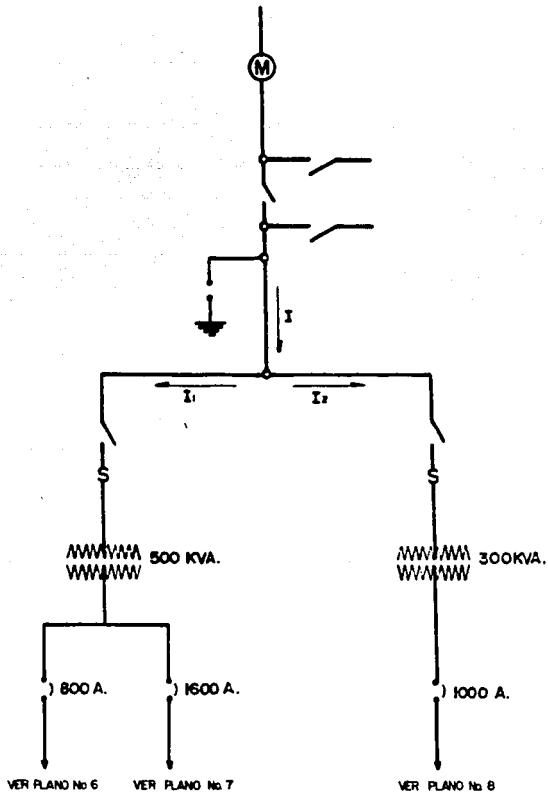
PLANO No 4

INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

ENEP CUAUTITLAN - UNAM - 1980

TESIS PROFESIONAL

ENRIQUE ROBLES PORTILLA.



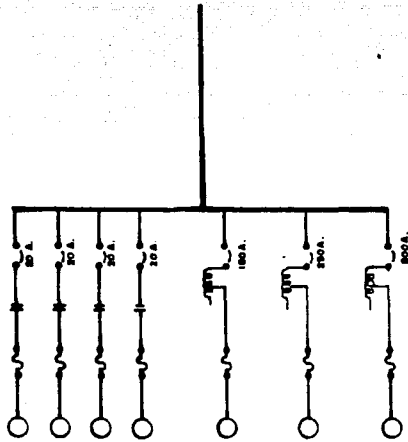
PLANO No. 5 : DIAGRAMA UNIFILAR
 INCLUYENDO EL PROYECTO DE AMPLIACION.

INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

ETEP CUAUTITLAN - USAM - 1990

TESIS PROFESIONAL

ENRIQUE ROBLES PORTILLA



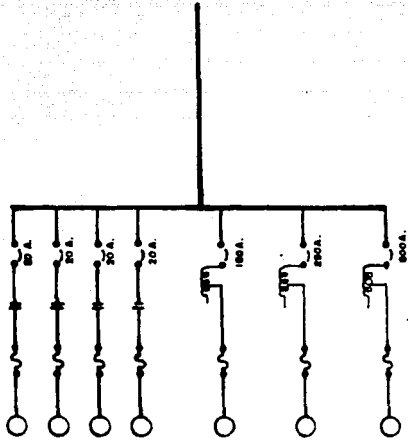
PLANO No 8

TESIS PROFESIONAL

INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

ENEP CUATITLAN - UNAM - 1980

ENRIQUE ROBLES PORTILLA.



PLANO No 8

TESIS PROFESIONAL

INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

ENEP CUATITLAN - UNAM - 1980

ENRIQUE ROBLES PORTILLA.

BIBLIOGRAFIA.

1. FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE MEDIANA Y ALTA TENSION.
GILBERTO ENRIQUEZ HARPER
EDITORIAL LIMUSA
TERCERA REIMPRESION 1977
2. INTRODUCCION AL ANALISIS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA
GILBERTO ENRIQUEZ HARPER
EDITORIAL LIMUSA
SEGUNDA EDICION
3. TRATADO DE ELECTRICIDAD
TOMO 2
CHESTER L. DAWES
EDITORIAL GUSTAVO GILI, S.A.
CUARTA EDICION
4. STANDARD HAND BOOK FOR ELECTRICAL ENGINEERS
DONALD G. FINK
H. WAYNE BEATY
EDITORIAL Mc.GRAW HILL
ONCEAVA EDICION 1978
5. AMERICAN ELECTRICIAN'S HANDBOOK
TERRELL CROFT, CLIFFORD C.CARR, JOHN H. WATT.
EDITORIAL Mc.GRAW HILL
NOVENA EDICION 1976
6. ORGANIZACIONES CONCERNIENTES CON ESTANDARES ELECTRICOS
 - a) ANSI. NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURERS ASSOCIATION
 - b) ASA. AMERICAN STANDARDS ASSOCIATION
 - c) CIGRE CONFERENCE INTERNATIONALE DES GRANDS RESEAUX ELECTRICUS A HAUTE TENSION
 - d) IEEE. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS
 - e) NEC. NATIONAL ELECTRIC CODE
 - f) NEMA NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURERS ASSOCIATION