
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA

Incorporada a la Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA



322

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

PROYECTO ELECTROMECHANICO DE LA LINEA DE
SUBTRANSMISION GUADALAJARA ORIENTE ENTRONQUE
COLIMILLA ALAMOS.

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A
FRANCO SLAVIONE AFFINITO

GUADALAJARA, JALISCO

1987



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

	Pag.
INTRODUCCION	1
CAPITULO 1 ESTUDIO DE SUMINISTRO Y DEMANDA ACTUAL	
CONDICIONES ACTUALES	4
DIAGRAMA UNIFILAR	7
DESARROLLO FUTURO	8
CAPITULO 2 INFORMACION BASICA PARA EL PROYECTO	
CLASIFICACION DE CARGAS	9
TABLA DE VELOCIDAD Y PRESIONES DEL VIENTO	16
TABLA DE PRINCIPALES CABLES A.C.S.R.	17
TABLA DE DENSIDAD RELATIVA DE AIRE PARA DISTINTAS ALTURAS .	18
FIGURA POSTE MORELOS 1	19
FIGURA POSTE TRONCOCONICO	20
TRAZO DE LA LINEA	21
DEMANDA	23
DEMANDA MAXIMA	23
FACTOR DE DEMANDA	24
FACTOR DE DIVERSIDAD	25
FACTOR DE CARGA	25
FACTOR DE PERDIDAS	27

CAPITULO 3 SELECCION DEL CONDUCTOR EN CUANTO A LO
MECANICO, TERMICO, ELECTRICO Y ECONOMICO

COMPARACION ENTRE TIPOS DE CONDUCTORES	30
REQUISITO MECANICO	32
REQUISITO TERMICO	33
REQUISITO ECONOMICO	38
REQUISITO ELECTRICO	41

CAPITULO 4 CALCULO MECANICO

ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO	49
DETERMINACION DE LA TENSION	55
CALCULO DE LA TENSION MECANICA EN LA LINEA POR EL ME- TODO DE LA PARABOLA	57
CALCULO DE FLECHA Y LONGITUD DE ARCO A 50°C y -10°C .	60
TRAZO DE LA PLANTILLA	61

CAPITULO 5 CALCULO ELECTRICO

CLASIFICACION DE LAS LINEAS *	68
CALCULO DE REGULACION DE VOLTAJE Y PERDIDAS EN LA LI- NEA	70
CALCULO DE POTENCIA REAL Y REACTIVA EN EL EXTREMO GE- NERADOR DE LA LINEA	78
CALCULO DE LA EFICIENCIA DE LA LINEA	79
ESTUDIO DE LA LINEA BAJO DISTINTAS CONDICIONES DE CARGA . .	80
AISLAMIENTO A UTILIZAR	83

CAPITULO 6 CONSTRUCCION Y COSTO APROXIMADO DE LA
LINEA

LISTA DE MATERIALES	87
PRESUPUESTO DE LA OBRA	89

CAPITULO 7

CONCLUSIONES	96
BIBLIOGRAFIA	100

I N T R O D U C C I O N

Comisión Federal de Electricidad en su afán de prestar cada día un mejor servicio construye actualmente la -- Línea de Subtransmisión Guadalajara Oriente Entronque Colimilla-Alamos, la cual tendrá una longitud de casi 4.7 Kms. y entroncará con la línea que sale de la Sub-estación de - Colimilla.

Esta línea va en futuro a satisfacer las necesida-- des existentes en la zona; por otra parte de que para muy breve tiempo se construirá la nueva Terminal de Autobuses de la ciudad de Guadalajara que va a ser una carga conecta da muy considerable y conforme el tiempo pase, irá crecien do dicha carga, ya sea por el poblamiento de la zona o por ampliaciones de la misma Terminal de Autobuses.

Fundamentalmente el proyecto de este sistema de - - transporte de energía eléctrica es la elección de las lí-- neas y materiales necesarios así como los equipos que deben de suministrar las cantidades de potencia requeridas, con la calidad de servicio solicitada, con el menor coste me-- dio anual global durante el periodo de tiempo para que se pueda requerir el servicio o durante la vida del equipo. - Al mismo tiempo el sistema ha de ser susceptible de amplia ción-como es este el caso-con la construcción de su segun-

do circuito para el año 1988 con un mínimo de cambio en las instalaciones existentes.

El proyecto eléctrico de esta línea implica las siguientes características: (1) Elección de la tensión; (2) Tamaño del conductor; (3) Regulación de voltaje de la línea; (4) Pérdidas; (5) Arreglo de los conductores; (6) - Eficiencia; (7) Selección de aislamiento.

El proyecto mecánico incluye: (1) Cálculo de flechas y tensiones; (2) Composición del conductor; (3) Separación entre conductores; (4) Clases y tipos de aisladores; (5) Selección del tipo de poste a utilizar; (6) - - Vientos.

En el estudio económico es muy difícil asignar un valor a las ventajas y desventajas de los tipos de postes tal, que una comparación del coste anual representa el verdadero valor comparativo de cada uno. Es mejor considerar estas comparaciones de coste como incompletas y sólo como uno de los factores importantes a considerar a realizar en la elección.

Para la ubicación de la línea, antes que nada se debe determinar el carácter general del suelo en la que se ha de colocar dicha línea, ya que tiene una influencia de-

finida en el tipo de proyecto. En casos extremos, tales como difíciles zonas montañosas o en zonas desarrolladas muy próximas, éste puede ser un factor determinante en la selección del tipo de apoyo.

La ubicación de la línea es cuestión de criterio y se requiere una amplia experiencia general capaz de ponderar las exigencias divergentes, respecto a permisos baratos, bajos costes de construcción y facilidad de mantenimiento. Se determinarán las dificultades principales y se discutirán completamente todas las sugerencias y todas las reglas generales a planes futuros.

Las especificaciones preliminares que establezcan definitivamente todos los asuntos de política general y proporcionen una descripción general del proyecto de la línea, tienen que decidirse antes de solicitar la aprobación final. Estas deben incluir: (1) Curvas de flecha del conductor y una plantilla de la catenaria; (2) Claros para cada tipo de apoyo; (3) Exigencias referentes a pasillos y servidumbres. Los costes estimados son de gran valor especialmente los Costes Comparativos de los diversos tipos de apoyo. Con esta información el Ingeniero de Campo puede, a menudo, en un tramo difícil elegir la ubicación más apropiada para el proyecto.

CAPITULO I

ESTUDIO DE SUMINISTRO Y DEMANDA ACTUAL

CONDICIONES ACTUALES:

La zona de Guadalajara es una de las más densas de Comisión Federal de Electricidad. En este año de 1986 se cuenta con medio millón de usuarios de los cuales la mayor parte se encuentra en el área que se ha dado por llamar -- "Zona Metropolitana de Guadalajara".

La energía se distribuye en 5 niveles de tensión: - 4, 13.8, 23, 69 y 161 KV. La energía distribuida en 4, - 13.8 y 23 KV, depende de la transformación que se realiza en las 13 sub-estaciones cuya capacidad es de 486 MVA. La demanda suministrada en 4 y 13.8 KV representa el 0.6% de la demanda total en 23 KV. En 1985 la demanda en 23 KV -- llegó a 460.8 Mw, la suministrada directamente en 69 KV a 45 Mw, y la de 161 KV a 40 Mw.

La generación local es contingente, por lo cual la demanda de 69 KV (servicio en esta tensión y sub-estaciones de distribución), depende básicamente de la transformación de 230 a 69 KV, instalada en 3 sub-estaciones cuya capacidad total es de 570 MVA.

Como la transformación de 230 a 69 KV de la ciudad de Guadalajara depende también parte de la demanda de las Zonas Minas y Chapala, y para tener alguna capacidad de -- reserva, se alimenta parte de la demanda de Guadalajara - (aproximadamente 50 Mw), importando la energía de la sub- estación de Acatlán a través de dos líneas de 69 KV.

En la línea de subtransmisión Guadalajara Oriente - entronque Colimilla-Alamos que será objeto de este estudio va a partir de la Subestación Guadalajara Oriente que tie ne dos bancos de 100 MVA y está conectado a los anillos de transmisión de 230 KV; ésta es la función de esta subesta ción reducir el voltaje de 230 KV a 69 KV, donde van a es- tar 4 bahías de 69 KV y una de ellas es la que se va a uti lizar.

Actualmente en la ciudad de Guadalajara se encuen-- tran en funcionamiento 13 subestaciones y están en proyec to 4 subestaciones más; una de ellas es la Subestación Pe- nal que estará en funcionamiento en este año de 1987, que es donde irá a llegar la línea que es objeto de este estu- dio.

Cabe hacer mención que esta línea de subtransmisión va a ser de doble circuito en un futuro no muy lejano. En este proyecto se está considerando sólo un circuito, que - es el que se construye actualmente; como el tipo de poste_

será el Morelos, sólo se tendrán que colocar los aisladores y el conductor del otro circuito, así como otros detalles.

En la Tabla de Capacidad de Subestaciones se puede observar el descenso de la carga a alimentar de la Subestación Alamos por la puesta en servicio en el año de 1987 de la Subestación Penal precisamente donde irá a terminar un circuito de la línea de subtransmisión de este estudio.

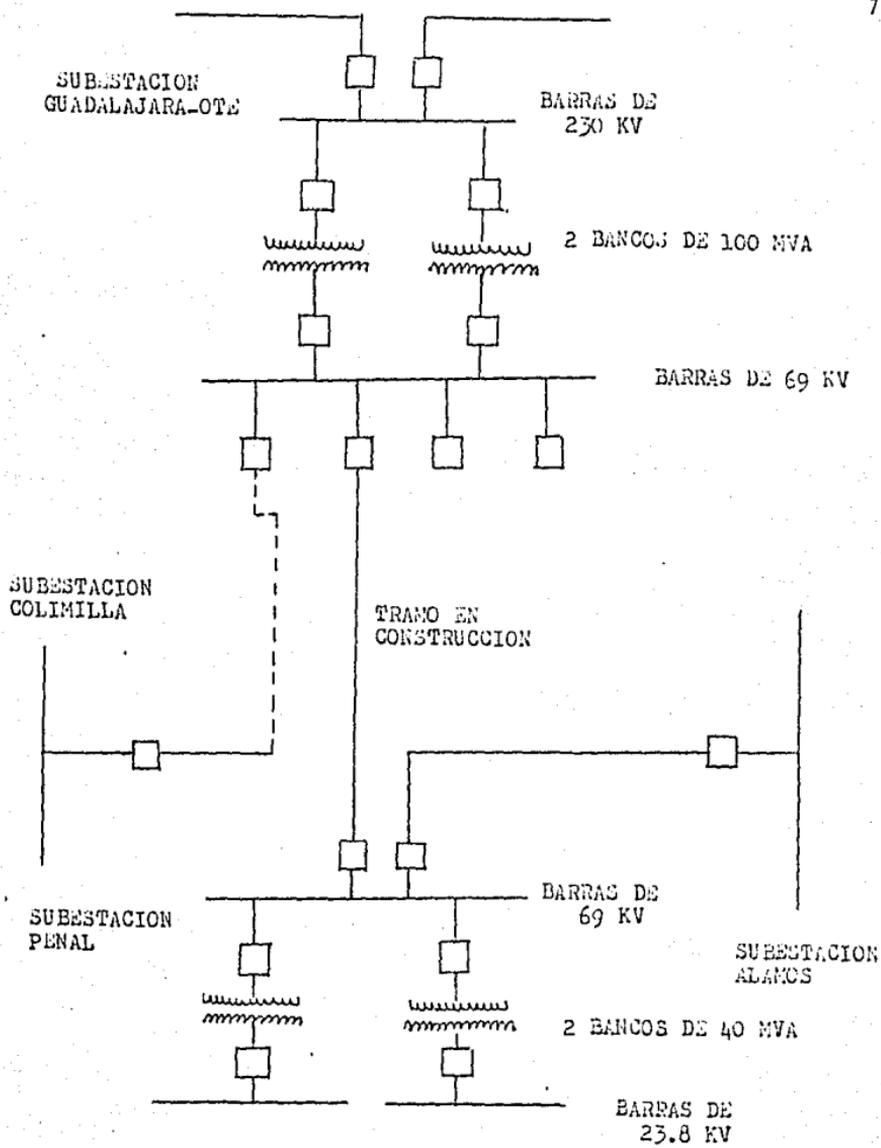


DIAGRAMA UNIFILAR

CAPACIDAD DE SUB-ESTACIONES Y PROYECCIONES
DE DEMANDA FUTURA HASTA EL AÑO 1995

	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95
AGUA AZUL	42.00	42.00	42.00	43.00	43.30	43.60	44.10	45.00	44.9	47.00
ALAMOS	48.00	49.97	52.96	54.90	55.15	58.50	42.13	43.00	44.97	47.00
AMERICO	37.24	37.30	37.00	40.29	41.02	42.70	46.00	45.31	47.36	49.50
CHAMISA	42.00	42.00	43.00	45.00	45.00	46.00	42.13	43.00	44.97	46.00
FRANCOIS	40.00	40.00	40.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00
GRAND PRAIRIE	15.00	15.00	16.00	17.00	17.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00
LAFAYETTE	40.00	40.00	42.00	43.00	43.00	43.50	44.00	45.00	45.00	47.00
LAUREL	41.00	41.00	42.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00
LOUISIANA	30.00	30.00	31.00	32.18	32.18	32.45	33.00	33.00	33.00	33.00
MARLBOROUGH	33.00	33.00	34.00	35.00	35.00	35.00	36.00	36.00	36.00	36.00
MIDWINTER	27.00	27.16	27.00	28.00	28.50	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00
MOBILE	38.00	39.00	37.00	37.00	40.00	40.00	36.00	40.00	42.00	43.00
NEWBY	30.00	30.00	32.00	33.00	33.00	34.00	34.00	35.00	35.00	35.00
EXPERIENCE		32.00	33.00	34.00	35.00	35.00	35.00	36.00	36.00	36.00
THORNTON						42.00	43.00	43.00	43.00	43.00
DR. MARTIN										42.00
MOBILE		37.00	37.00	48.00	49.00	42.00	43.00	45.00	43.00	46.00
TOTAL	481.00	502.00	523.71	545.00	574.19	600.00	627.00	654.00	686.00	710.00

CAPITULO 2

INFORMACION BASICA PARA EL PROYECTO

CLASIFICACION DE CARGAS

El conocimiento de las características de la carga de cualquier sistema eléctrico y la ampliación de los conceptos fundamentales son quizás los más esenciales requisitos para diseñar un sistema de este tipo. Esto es necesario para que el Ingeniero posea un conocimiento claro de las características de la carga del sistema que va a alimentar para diseñarlo y operarlo en forma óptima.

Desafortunadamente, aunque el Ingeniero que planea un sistema tiene libertad en la solución de muchos de los factores que intervienen en el diseño del sistema, no la tiene sobre uno de los factores más importantes que es la carga, ya que ésta no cae dentro del entorno del sistema, siendo la variación exógena la más importante y decisiva tanto en el diseño como en la operación del sistema.

Para la clasificación de las cargas existen diversos criterios dentro de los cuales podemos anotar los siguientes:

- a) Localización Geográfica
- b) Tipo de utilización de la energía
- c) Confiabilidad

a).- LOCALIZACION GEOGRAFICA:

Un sistema de energía eléctrica debe atender usuarios localizados tanto en ciudades como en las zonas rurales; por lo tanto es obvio clasificar las cargas por las zonas que sirven:

TIPO DE ZONA	MVA/KM ²
Urbana Central	40-100
Urbana	5-40
Semiurbana	3-5
Rural	<5

b).- TIPO DE UTILIZACION DE LA ENERGIA:

La finalidad con la cual el usuario consume energía eléctrica puede servir de criterio para clasificar las cargas:

- Cargas Residenciales
- Cargas Comerciales
- Cargas Industriales
- Cargas Mixtas

c).- CONFIABILIDAD:

Tomando en cuenta los daños que puedan sufrir los usuarios por la interrupción de suministro de energía eléctrica:

trica, es posible clasificar las cargas en:

- Sensibles
- Semisensibles
- Normales

SENSIBLES: Son las cargas en las que una interrupción de energía eléctrica aunque ésta sea instantánea, causa importantes perjuicios al consumidor.

SEMISENSIBLES: Bajo este rubro se pueden clasificar todas las cargas en que una interrupción pequeña (no mayor de 10 minutos) no causa grandes problemas al consumidor.

NORMALES: En este tipo caen el resto de consumidores que deben tener un tiempo de interrupción comprendido entre 1 y 5 horas.

De acuerdo a las características del proyecto puedo deducir que por donde va a pasar la línea de subtransmisión es una zona urbana con cargas residenciales y comerciales y con una confiabilidad semisensible.

Para la información básica para el proyecto se mencionan dos aspectos muy importantes a considerar:

- a) Temperatura
- b) Velocidad del viento.

Para estos dos aspectos a considerar se ha dividido la República Mexicana en 4 zonas como se ve en el mapa de la siguiente página.

Debido a que se tienen estructuras normalizadas se han tomado como base para el estudio de las cargas y el -- proyecto los siguientes datos:

Temperatura Mínima: -10°C

Temperatura Máxima: 50°C

Es muy importante marcar y analizar en los mapas o planos el trazo tentativo con el fin de que se tomen en -- cuenta los problemas que se presentan al hacer el recorrido en el campo. En éste se debe de determinar el tipo de estructura o poste que tendrá la línea con el fin de poder estimar los materiales con toda oportunidad.

LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO

Al respecto existen especificaciones "Normas para Levantamientos Topográficos y Localización de Estructuras para Líneas de Transmisión".

Para hacer un buen levantamiento topográfico es -- conveniente tener definido las llegadas y salidas de las



líneas ya que ello evita volver a efectuar tramos de levantamiento y ya con esto con el uso de la plantilla se pueden localizar las estructuras o postes.

VELOCIDAD DEL VIENTO:

El viento afecta tanto a los cables como a las estructuras que lo soportan.

Sus fluctuaciones implican el peligro de cargas severas ó vibraciones. Estos efectos dependen de varios factores como puede ser la velocidad del viento, la forma de los cables y la posición de ellos con respecto al viento.

En ningún caso la velocidad del viento relacionada con términos de presión debe ser inferior a 39 Kg/m^2 .

En la página que sigue se muestra la siguiente tabla.

DATOS PROPORCIONADOS POR EL OBSERVATORIO
METEOROLOGICO FEDERAL DE GUADALAJARA

VIENTOS		Temperatura máxima °C	Mes	Temperatura mínima °C	Mes	Temperatura media °C anual	Temperatura media más alta	Mes	Temperatura media más baja	Mes	No. de días con Tempestad eléctrica	Máxima de días con Tempestad eléctrica	Mes	Humedad relativa % media anual	Humedad relativa % máxima	Mes	Humedad relativa % mínima	Mes
Mes	Velocidad media m/s																	
Sept.	1.7	36.5	Abril	4.5	Febrero	19.6	24.1	Mayo	15.9	Enero	55	15	Julio	57	77	Jul-Ag-S	34	Febrero
Julio	1.7	37.0	Junio	2.1	Enero	19.8	23.9	Mayo	16.0	Enero	69	20	Agosto	56	78	Sept.	37	Mar-Abr
Julio	1.6	35.7	Abril	1.6	Diciembre	19.6	23.4	Mayo	15.5	Diciembre	66	16	Agosto	53	76	Julio	37	Abril
Julio	1.6	36.3	Mayo	2.1	Enero	19.5	23.7	Mayo	16.0	Enero	57	11	Jul-Ag-S	59	77	Sept.	35	Abril
Agosto	1.6	35.0	Mayo	3.0	Enero	19.5	23.7	Mayo	15.6	Enero	43	12	Agosto	55	79	Agosto	41	Mar-May
Junio	1.6	35.0	Junio	1.0	Enero	19.2	23.5	Mayo	15.1	Enero	51	13	Agosto	61	78	Agosto	44	Marzo
Junio	1.3	37.5	Mayo	2.5	Ene-Dic	19.4	23.4	Mayo	14.8	Enero	43	11	Julio	60	78	Sept.	39	Marzo
Junio	1.4	35.0	Mayo	3.0	Marzo	19.3	23.5	Mayo	16.3	Ene-Dic	49	14	Julio	60	75	Agosto	42	Mayo
Julio	1.7	37.3	Junio	4.3	Febrero	20.3	24.6	Junio	16.3	Ene-Dic	33	13	Julio	51	75	Sept.	34	Abril

VIENTOS DOMINANTES

Durante 8 meses dominan vientos que soplan del Oeste al Este

Durante 4 meses (Julio, Agosto, Septiembre y Octubre) dominan vientos que soplan
del Este al Oeste.

TABLA DE VELOCIDADES Y PRESIONES DEL VIENTO.

VELOCIDAD INDICADA (V1)		VELOCIDAD REAL (V2)		PRESION DEL VIENTO (Kg/m ²)		
Km/h	m/seg	Km/h	m/seg	SUPERFICIES PLANAS	SUPERFICIES CABLES	CILINDRICAS POSTES
10	2.78	9.8	2.72	0.75	0.45	0.47
20	5.55	18.5	5.14	3.01	1.61	1.89
30	8.33	26.5	7.36	6.79	3.30	4.24
40	11.10	34.5	9.58	12.06	5.60	7.53
50	13.88	42.5	11.80	18.85	8.50	11.77
60	16.66	50.5	14.02	27.14	12.02	16.56
70	19.44	58	16.10	36.95	15.85	23.08
81	22.50	65.2	18.11	50.00	20.00	30.90
90	25.00	72.5	20.13	61.07	24.76	38.15
100	27.77	79.5	22.08	75.40	29.76	47.10
115.62	32.10	91	25.27	100.80	39.00	62.96
120	33.32	94	26.10	108.57	41.61	67.82
125	34.72	97.2	27.00	117.81	44.50	73.60
130	36.10	101	28.05	127.43	48.05	79.60
134.3	37.30	104	28.88	136.00	51.00	84.95
140	38.88	108	30.00	147.80	55.00	92.31
150	41.65	115	31.94	169.65	62.29	105.98
160	44.43	122.5	34.02	193.02	70.67	120.57
170	47.21	129	35.82	217.90	78.38	136.12
180	49.99	136	37.76	244.30	87.11	152.60
190	52.76	143.5	39.85	272.20	96.99	170.03
200	55.54	150.5	41.80	301.60	106.68	188.40

FORMULAS USADAS

PARA SUPERFICIES:

PLANAS

$P = 0.00754 \cdot V1^2$

CILINDRICAS (CABLES)

$P = 0.00471 \cdot V2^2$

CILINDRICAS (POSTES)

$P = 0.00471 \cdot V1^2$

TABLA # 3

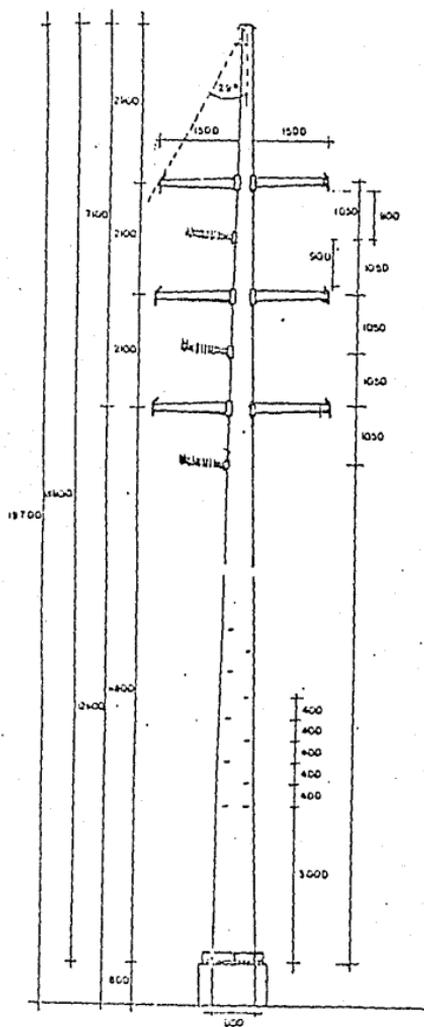
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE CABLES DE ALUMINIO REFUERZO CON ALUMINIO (AAR).

Calibre Conductor ALC-PCN	Diámetro exterior mm	NOMBRE COMERCIAL	Peso Kg/Km	Área Al/Km ²	Tensión de ruptura Kg	Resistencia a la tracción		Radio de Curvatura cm.
						C.C. (kg/cm ²)	(kg/eps)	
8	4.0	Reynuola	35	6/1	340	1.042	3.642	---
6	5.0	Pavo	55	6/1	530	1.624	2.474	0.120
5	5.7	Turco	70	6/1	600	1.976	1.875	0.127
4	6.4	Clase	85	6/1	630	1.535	1.277	0.133
3	7.1	Galena	110	6/1	1020	1.210	1.156	0.131
2	8.0	Galena	140	6/1	1270	0.964	1.051	0.127
1	9.0	Petirrojo	170	6/1	1500	0.764	0.656	0.127
1/0	10.1	Curvo	210	6/3	1940	0.604	0.496	0.136
2/0	11.4	Comaniz	270	6/1	2430	0.479	0.357	0.145
3/0	12.8	Pichón	340	6/1	3040	0.331	0.449	0.143
4/0	14.3	Pingüino	430	6/1	3670	0.232	0.367	0.148
200.0	16.3	Pardal	520	26/7	5100	0.239	0.239	0.161
300	17.3	Acuñero	610	26/7	5740	0.213	0.213	0.161
336.4	18.3	Diligero	690	26/7	6370	0.190	0.180	0.161
336.4	18.8	Orlón	790	30/7	7730	0.160	0.160	0.177
357.5	19.9	Ibis	810	26/7	7340	0.161	0.161	0.168
357.5	20.5	Calenería	920	30/7	9060	0.161	0.161	0.187
477	21.8	Halcón	950	26/7	8310	0.134	0.134	0.164
477	22.4	Gallina	1110	30/7	10570	0.134	0.134	0.167
556.5	23.6	Falco	1140	26/7	10160	0.115	0.115	0.164
556.5	24.2	Águila	1300	30/7	12340	0.116	0.116	0.168
636	25.2	Cardenal	1410	26/7	11340	0.101	0.101	0.169
636	25.9	Árden	1470	30/19	14300	0.101	0.101	0.169
715.5	26.7	León	1470	26/7	12750	0.0896	0.0896	0.169
715.5	26.3	Corneja	1370	26/7	11940	0.0896	0.0896	0.169
795	28.1	Élite	1620	26/7	14150	0.0800	0.0800	0.166
795	29.0	Águila	1840	30/19	17470	0.0800	0.0800	0.168
795	27.8	Óncor	1520	26/7	12930	0.0570	0.0570	0.162
875.5	29.1	Gruña	1630	26/7	14240	0.0732	0.0732	0.163
933	29.5	Gruña	1780	26/7	14740	0.0630	0.0630	0.163
954	30.4	Rojillo	1830	26/7	14700	0.0670	0.0670	0.163
1032.5	31.7	Trucillo	1920	26/7	16320	0.0618	0.0618	0.163
1113	32.8	Pinzón	2130	26/19	16220	0.0574	0.0574	0.160
1182.5	34.0	Grúa	2260	26/19	19550	0.0535	0.0535	0.170
1272	35.1	Falcon	2430	26/19	20370	0.0502	0.0502	0.160
1251.5	36.2	Venero	2590	26/19	21500	0.0473	0.0473	0.163
1431	37.2	Faltrillo	2740	26/19	22360	0.0446	0.0446	0.160
1512.5	38.3	Pelico	2890	26/19	24130	0.0422	0.0422	0.160
1593	39.2	Falcon	3240	26/19	25400	0.0401	0.0401	0.163

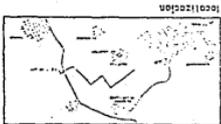
TABLA # 4

DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE A VARIAS ALTITUDES CON
 P=76.0 cm. de Hg. T=25C

<u>ALTITUD EN METROS</u>	<u>PRESION EN CM. DE Hg.</u>
0	75.99
30.5	75.11
61.0	75.43
91.5	75.43
122.0	74.90
152.5	74.62
183.0	74.37
213.5	74.09
244.0	73.83
214.5	73.55
305.0	73.30
335.5	73.02
366.0	72.77
396.5	72.45
427.0	72.23
457.5	71.95
488.0	71.70
518.5	71.45
549.0	71.17
579.5	70.91
610.0	70.76
640.5	70.40
671.0	70.15
701.5	69.90
732.0	69.64
762.5	69.39
793.5	69.11
823.5	68.85
854.0	68.12
884.5	67.61
915	67.10
976	66.82
1037	66.11
1098	66.63
1159	66.15
1220	64.66
1280	64.13
1342	63.70
1403	63.24
1464	62.76
1525	62.28
1586	61.82
1647	61.36
1708	60.90
1769	59.76
1830	
1982.5	



POSTE DE ACERO TRONCOCÓNICO CON ANCLAS UTILIZADO
 PARA DEFLEXIONES DE 80°-90°



Es de suma importancia considerar las siguientes no
tas:

a).- La selección de temperaturas y vientos se basar
rá en información estadística meteorológica correspondien-
te a un número de años considerable.

b).- La temperatura diaria es la normal del cable -
más la repetitiva durante todo el año.

c).- Cuando no se cuente con información, o ésta no
sea confiable, se recomienda tomar una temperatura diariaa
de 15°C en zonas templadas o cálidas y de 10°C en zonas --
frías.

d).- Para la temperatura mínima se recomiendan 0°C
para zonas cálidas y -10°C para cualquier otra zona.

Para finalizar, es necesario mencionar que el terre
no por donde irá a pasar la línea es plano. El nivel freát
tico estuvo muy cercano a la superficie, es decir, 1.5 - -
mts. y se consiguió en algunos casos arena y roca.

PROBLEMA DE LA CARGA VARIABLE

En el planteamiento de un sistema o parte del mis-
mo, siempre es muy importante conocer la carga existente o futura y -
las características de ella para efectuar los cálculos y estimación -
del proyecto para obtener una operación efectiva del sistema.

A continuación se describen algunas de las características de la carga:

a).- DEMANDA: La Demanda de una instalación o sistema es el promedio de la carga absorbida en las terminales de los receptores durante un determinado intervalo de tiempo adecuado y especificado. El período durante el cual es tomado el valor medio se denomina Intervalo de Demanda. El tiempo que se fije a este intervalo dependerá del valor de la demanda que se deseé conocer.

El Intervalo de Demanda está determinado por la aplicación particular bajo consideración, la cual puede estar gobernada por la constante térmica del aparato bajo consideración o la duración de la carga. La demanda es el promedio de la carga que un aparato impone a un sistema durante un intervalo.

Se puede afirmar entonces, que para establecer una Demanda es requisito indispensable indicar el Intervalo de Demanda, ya que sin esto el valor establecido no tendría ningún sentido práctico.

b).- DEMANDA MAXIMA: La Demanda Máxima o punta de carga de una instalación o de un sistema, es la mayor demanda que se haya registrado durante un determinado período.

do de tiempo y está expresada también como la demanda en unidades apropiadas como KW, KVA, Amperes u otros. Es usualmente de gran interés porque es la condición normal más severa impuesta a un sistema; por lo tanto cuando se trate de cargas térmicas y caídas de voltaje, el establecimiento del valor máximo nos definirá el intervalo de demanda; sin embargo, ésta también nos deberá definir el período durante el cual la demanda particular fue la máxima de todas, tal como la diaria, semanal, mensual o anual.

c).- FACTOR DE DEMANDA: El Factor de Demanda en un intervalo de tiempo (ϕ) de una carga es la relación entre la demanda máxima y su carga total instalada. El Factor de Demanda generalmente será menor de uno, siendo unitario únicamente cuando durante el intervalo de tiempo considerado, todas las cargas conectadas estuviesen absorbiendo sus potencias nominales.

Este factor nos indica qué por ciento de la carga total conectada trabaja simultáneamente.

Matemáticamente este concepto se puede expresar como sigue:

$$\text{FACTOR DE DEMANDA} = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Carga Conectada}}$$

d).- FACTOR DE DIVERSIDAD: Es la suma de las demandas máximas individuales de las subdivisiones de un sistema o parte de un sistema, tomadas en el orden de ocurrencia durante el ciclo diario, dividida por la demanda máxima simultánea del sistema o parte del sistema.

Al proyectar un alimentador para un consumidor, deberá tomarse en cuenta siempre su demanda máxima debido a que éste impondrá las condiciones más severas de carga y caída de tensión del cable; sin embargo, cuando más de un consumidor es alimentado por un mismo cable, el concepto de diversidad de cargas en cualquier proyecto debe tomarse en cuenta, ya que aunque sean del mismo tipo sus hábitos y costumbres impedirán que sus demandas coincidan con el tiempo. Esta diversidad entre las demandas máximas individuales y la demanda máxima en conjunto. Es por lo tanto la definición anterior fácilmente deducible que este factor será en la mayoría de los casos, mayor a la unidad, es decir:

$$F_d \geq 1$$

FACTOR DE DIVERSIDAD = $\frac{\sum \text{Demandas máximas individuales}}{\text{Demanda máxima del sistema}}$

e).- FACTOR DE CARGA: El factor diario, mensual o

anual de carga, es la carga media en el tiempo especificado, dividida por la máxima; en otras palabras, puede decirse que es la Demanda Promedio entre la Demanda Máxima.

La definición de este factor de carga debe de ser - especificado. Por lo que éste define el Intervalo de Demanda que es el período en el cual la carga media y la máxima demanda son aplicadas y la manera en que se han medido la máxima demanda y la carga establecida. Así, tenemos que - para una carga dada, excepto una en la cual el ciclo de -- carga está compuesto de ciclos de cargas iguales, un período largo usualmente resulta con un pequeño factor de carga. Como el consumo de energía está distribuido sobre un tiempo muy grande, la carga media es entonces menor, para los períodos largos, sin cambio en la demanda máxima.

Por esto resulta un bajo factor de carga para los - grandes períodos. El factor de carga anual para una carga que es temporal, será considerablemente menor que para - otra que sea de factor de carga semanal o diario para esa carga y en el período que ocurre la demanda máxima; de la misma manera, el factor de carga semanal probablemente será menor que para el caso que sea diario para el día de la máxima demanda de esa particular semana.

El Factor de Carga es siempre mayor que cero y me--

nor o igual que la unidad; este último caso ocurre para -- una carga que sea constante durante el período. General-- mente para un consumidor este factor puede variar desde un mínimo de un 5% hasta un máximo de 80%, aunque usualmente_ está comprendido entre el 10% (para el alumbrado solamen-- te) y el 40% (industria y aire acondicionado).

Algunas industrias están en disposición de ofrecer_ una carga las 24 horas del día y en estos casos naturalmen_ te, se consiguen muy altos factores de carga.

De acuerdo con la definición dada anteriormente se_ calculará el factor de carga por medio de las siguientes - fórmulas:

$$\text{FACTOR DE CARGA} = \frac{\text{Energía Consumida}}{(\text{Demanda Máx})(\text{TIEMPO})(\text{PERIODO})}$$

o también

$$\text{FACTOR DE CARGA} = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Demanda Máxima}}$$

f).- FACTOR DE PERDIDAS: Este se define como la re- lación entre el valor medio y el valor aproximado de la po- tencia disipada en pérdidas en un intervalo de tiempo con- siderado.

En muchas ocasiones se torna difícil el cálculo de_

Factor de Pérdidas, por lo cual se han desarrollado relaciones empíricas entre este factor y el factor de carga; una de ellas es la siguiente:

$$\text{FACTOR DE PERDIDAS} = \frac{(\text{Factor de Carga}) (\text{Factor de Carga})^2}{2}$$

Otra relación utilizada muy comúnmente en el cálculo del Factor de Pérdidas es la que sigue:

$$\text{FACTOR DE PERDIDAS} = 0.3F.C + 0.7(F.C.)^2$$

Ya definidas las características de la carga, se dispondrá a calcular dichos factores.

El Factor de Demanda se va a calcular de la siguiente forma, tomando en cuenta la mayor demanda habida durante un tiempo determinado entre la carga conectada que es de 120 MVA, ya que no todos los usuarios estarían cargando la línea simultáneamente.

De lo dicho anteriormente:

$$\text{FACTOR DE DEMANDA} = \frac{75 \text{ MVA}}{120 \text{ MVA}}$$

$$\text{FACTOR DE DEMANDA} = 0.625$$

El Factor de Diversidad tiene muy poca importancia en la realización de este proyecto ya que conforme pase el tiempo se irán añadiendo cargas al sistema e irá variando dicho factor ya que sus demandas muy probablemente no coincidan con el tiempo, aunque por estadísticas realizadas -- por Comisión Federal de Electricidad se supondrá en 1.4.

$$\text{FACTOR DE DIVERSIDAD} = 1.4$$

El Factor de Carga es un concepto muy importante en la realización de este proyecto, y este factor da como resultado lo siguiente:

$$\text{FACTOR DE CARGA} = \frac{80 \text{ MVA}}{120 \text{ MVA}}$$

$$\text{FACTOR DE CARGA} = 0.75$$

El Factor de Pérdidas se va a calcular por medio de la siguiente relación:

$$\text{FACTOR DE PERDIDAS} = \frac{(F.C.) + (F.C.)^2}{2}$$

$$\text{FACTOR DE PERDIDAS} = \frac{0.75 + (0.75)^2}{2}$$

$$\text{FACTOR DE PERDIDAS} = 0.656$$

Aunque estos factores no van a ser de mucho interés para la realización de este proyecto, sí dan una idea más clara de lo que es la Carga.

CAPITULO 3

SELECCION DEL CONDUCTOR EN CUANTO A LO MECANICO,
TERMICO, ELECTRICO Y ECONOMICO.

COMPARACION ENTRE TIPOS DE CONDUCTORES:

Considerando los diferentes tipos de conductores que en la actualidad se emplean para las líneas de sub-transmisión, enseguida se presenta una comparación entre los dos tipos de mayor importancia por sus características; dichos conductores son el cobre y el aluminio reforzado con acero (A.C.S.R.).

a).- La inversión inicial así como los gastos anuales resultan un poco mayores para los cables de cobre que los correspondientes para el cable A.C.S.R. Por otra parte, cuando se trate de retiros o reemplazos, el cobre electrolítico tiene un valor recuperable del 100%, mientras que el aluminio no tiene valor de recuperación.

b).- La relación de Resistencia Mecánica a peso del conductor, es aproximadamente el doble para el aluminio que para la del cobre. Debido a esta propiedad de elevada resistencia mecánica, el A.C.S.R. permite flechas con valor muy inferior a las requeridas para el cobre dando como resultado el uso de postes de menor altura para el mismo -

claro.

c).- El conductor de cobre presenta más facilidad para instalarse o repararse que el A.C.S.R.

d).- El diámetro del conductor de aluminio es comparativamente mayor, para una capacidad de conductor dada; - esto representa una desventaja para líneas de subtransmisión de reducida tensión como es en este caso.

e).- El conductor de aluminio tiene mayor área proyectada expuesta a cargas de vientos y presenta mayor área a las cargas de hielo; sin embargo el hielo se adhiere más fácilmente en los conductores de cobre. En este caso no se tienen cargas de hielo.

f).- Como el cobre es un material homogéneo, sigue una ley definida en sus deformaciones mecánicas, resultando de esto que los cálculos de flechas y tensiones son relativamente simples.

Después de estudiar las ventajas y desventajas de los conductores, se llegó a la conclusión de que el tipo de conductor más conveniente para este tipo de línea es el conductor de aluminio reforzado con acero (A.C.S.R.).

Todo conductor empleado para transmitir energía - -

eléctrica debe llenar cierto número de requisitos de -- acuerdo con las condiciones en que es usado, el servicio__ que debe de desarrollarse, el valor y costo de la energía.

REQUISITO MECANICO:

Todo conductor debe de tener la suficiente resisten__ cia mecánica para soportar, sin romperse y sin deformarse__ permanentemente, los esfuerzos aplicados al mismo, en el - servicio normal que debe de desempeñar, y aun los que sean anormales pero previsibles.

En este caso (Líneas Aéreas) los esfuerzos normales son el peso del conductor, el efecto del viento a una velo__ cidad límite sobre el conductor; los efectos de la contrac__ ción a bajas temperaturas; los esfuerzos de corte en los - amarres de los aisladores aunque este último no sea nues-- tro caso. Los anormales comprenden, la suspensión de per__ sonal en las mismas, el esfuerzo de los huracanes, la pre__ sión de los árboles o ramas, la tensión debida a la falta__ de retenida.

Ante esfuerzos tan variados no es posible fijar de un modo absoluto las dimensiones y caracterfsticas de un - conductor, tanto más cuanto el peso del mismo es uno de -- los motivos de esfuerzos y al crecer la resistencia mecáni__

ca crece también el peso. Para líneas aéreas sostenidas entre apoyos distantes se ha tomado como base el valor de claro para definir cuáles son las secciones de metal que llenan el requisito mecánico.

REQUISITO TERMICO:

En los conductores desnudos el límite de temperatura está dado por las siguientes condiciones:

- La resistencia ohmica de los conductores tanto de cobre como de aluminio aumentan con la temperatura, lo que hace mayores las pérdidas por efecto Joule, y la regulación de la línea, es decir, la pérdida resistiva de potencial.

- La dilatación exagerada del conductor puede ser causa de acercamiento a tierra con otros conductores de un nivel inferior en forma peligrosa.

- El aire que rodea a un conductor muy caliente y a potencial muy elevado es fácilmente ionizable y puede dar lugar a una descarga coronaria permanente con radio interferencia, corrosión química y disipación de energía.

Para la selección del conductor de este estudio está establecido un porcentaje de pérdidas admisibles del 5%

de la energía total suministrada, valor máximo que admite Comisión Federal de Electricidad en este tipo de sistema. Se escogerá la sección del conductor en base a la resistencia ohmica por unidad de longitud.

DATOS NECESARIOS PARA EL CALCULO

Longitud de la línea	4.692 Kms.
Voltaje en los receptores	69 KV
Potencia máxima para transmitir	80 MVA
Frecuencia de operación	60 Hz
Factor de potencia	0.85 Atrás
Pérdida Máxima de energía admisible	5%
Potencia en KVA por fase	26.667 KVA
Voltaje entre línea y neutro	39.83 KV
Potencia en Kw por fase	22.667 Kw

(1) Corriente en el Conductor

$$I = \frac{\text{KVA}}{(\text{KV}) (\sqrt{3})}$$

$$I = \frac{80,000}{(69)(1.7321)}$$

$$I = 669.37 \text{ Amperes}$$

(2) Pérdidas Admisibles por Fase

$$P \leq (\text{KVA por Fase})(\text{F.P.})(\% \text{ Admisible})$$

$$P \leq (26667 \text{ KVA})(0.85)(0.05)$$

$$P \leq 1133,3 \text{ Kw}$$

(3) Resistencia por Fase

$$R \leq \frac{P}{I^2}$$

$$R' \leq \frac{1'133,330}{(669.37)^2} = 2.529 \text{ Ohmios}$$

(4) Resistencia por Km

$$R \leq \frac{2.529}{4.692} = 0.539 \text{ Ohmios}$$

El siguiente paso consiste en encontrar un conductor cuya resistencia ohmica a 25°C sea igual o menor que el valor determinado que es 0.539 Ω/Km .

Para seleccionar el calibre es necesario hacer tanteos con diferentes conductores utilizando tablas.

En el cálculo de la resistencia ohmica por Km. a 25°C de un cable de aluminio reforzado con acero tomando en cuenta su ampacidad se tendrá que escoger el calibre 500 MCM, que tiene capacidad para conducir 690 Amperes, pero se debe tomar en cuenta un incremento en la carga conforme pase al tiempo de un 30 ó 40%; por lo tanto se debe

escoger el cable de aluminio reforzado con acero de 795 -- MCM formado por 26 hilos de aluminio y 7 hilos de acero; - su nombre comercial es Eider y posee un diámetro exterior de 28.1 mm. como se puede ver en la tabla de los principales cables de aluminio reforzado con acero expuesta en el capítulo anterior.

Para el cálculo de la resistencia ohmica se van a - despreciar los 7 hilos de acero, ya que el acero tiene muy poca capacidad de corriente y solamente su uso se justifica para darle mayor resistencia mecánica al conductor.

A continuación Cálculo de la Resistencia Ohmica por Km. a 25°C.

SIMBOLOS

R: Resistencia ohmica por Km.

ρ : Resistividad volumétrica

L: Longitud del conductor

A: Area de la sección recta del conductor

α : Coeficiente de la variación de la resistencia con la temperatura = 0.00403

$$R_{20^{\circ}} = 20^{\circ} \cdot \frac{1}{A}$$

$$A_{AL} = \frac{\pi D^2}{4} \cdot \# \text{ Hilos}$$

$$A_{AL} = \frac{\pi (4.78)^2}{4} \times 26$$

$$A_{AL} = 466.57 \text{ m.m}^2$$

$$R_{AL \ 20^{\circ}C} = 0.02828 \times \frac{1000}{466.57}$$

$$R_{AL} = 0.0606 \ \Omega/\text{kmt.}$$

También se debe tomar en cuenta el aumento de la resistencia debido al trenzado del conductor, ésta la suponemos en un 3%.

$$R_{A1} = 0.0606 \times 1.03$$

$$R_{A1} = 0.0624 \ \Omega/\text{kmt}$$

Para calcular la resistencia del aluminio a la temperatura de 50°C se utilizará la siguiente fórmula:

$$R_{AL \ 50^{\circ}C} = R_{AL \ 20^{\circ}C} [1 + \alpha(T_2 - T_1)]$$

$$R_{AL \ 50^{\circ}C} = 0.0624 [1 + 0.00403(50-20)]$$

$$R_{AL \ 50^{\circ}C} = 0.0624 [1 + 0.1209]$$

$$R_{AL \ 50^{\circ}C} = 0.07 \ \Omega/\text{kmt.}$$

En resumen, cabe mencionar que se ha seleccionado conductor de aluminio reforzado con acero de 795 MCM, 26 hilos de aluminio y 7 hilos de acero con 466.57 mm^2 con resistencia C.C. de 0.0624 y de peso 1630 Kg/Km.

Es necesario aclarar que la selección del conductor está sujeta a cambios debido a factores como el Efecto Corona y la Regulación de Voltaje de la línea, requisitos in dispensables también para la selección del mismo y cuyo es tudio se verá posteriormente.

REQUISITO ECONOMICO

Se entiende por Calibre Económico de Conductor, en una línea de transmisión, aquel que ocasione un gasto anual mínimo.

La Suma del Gasto Anual por KVA disipado, más el gasto anual invertido, da como resultado el gasto anual del conductor.

De todos los metales, el que tiene mayor conductividad es la plata; sin embargo su precio impide que se use -

comercialmente este conductor.

De acuerdo con estudios hechos, se ha obtenido que el costo de un sistema en el cual emplean conductores de aluminio incluyendo accesorios es aproximadamente el 90% del costo de otro sistema semejante en que emplean conductores de cobre eléctricamente equivalentes y que los conductores de aluminio puro cuestan 35% menos que el A.C.S.R.

En la selección del conductor en este estudio, no se empleará el método de escoger la sección transversal de éste, desde el punto de vista de la sección más económica, no de acuerdo a sus características eléctricas o térmicas.

Lord Kelvin fue uno de los primeros en enfocar este problema estableciendo una ley, que en términos generales da la siguiente relación: "El conductor más económico será aquel que ocasione gastos por energía iguales a los gastos por capital".

Las ecuaciones que se presentan a continuación resultan de las condiciones expuestas y se emplearán para el cálculo del calibre más económico.

$$(1) \quad K_e = (0.029) I^2 T (P_e)$$

Ke: Gasto Anual de Energía para un conductor de 1 mm^2 de sección y 1 Km. de longitud.

I: Corriente en amperes

T: Número de horas al año.

Pe: Precio de la energía en pesos por KWH

$$(2) \quad Kc = 2.7(S)(Pc)$$

Kc=Gasto anual por capital invertido

S: Interés (por capital, amortización, seguros, impuestos, administración y mantenimiento)

Pc: Precio del conductor en pesos por kilogramo.

$$(3) \quad Ae = \sqrt{Ke/Kc}$$

Ae : Area de la sección más económica

De acuerdo con datos suministrados por Comisión Federal de Electricidad (Sección Jalisco) en el mes de Enero de 1987 los costos son los siguientes:

KWH= 16 pesos

Conductor= 2800 pesos el kilogramo

Sustituyendo dichos valores en las fórmulas anteriores se obtendrán los siguientes resultados:

$$Ke = (0.029)(669.37)^2(8760)(16)$$

$$Ke = 1'821,187,140$$

El gasto anual invertido es el siguiente:

$$K_c = 2.7(0.95)(2800)$$

$$K_c = 7182$$

Entonces el área de la sección más económica será:

$$A_e = \sqrt{\frac{1'821,187,140}{7182}}$$

$$A_e = 503.36 \text{ MCM}$$

Para la línea en estudio es el área más económica, pero como se dijo antes, se necesita mayor ampacidad por la que se escogió el calibre 795 MCM.

REQUISITO ELECTRICO

EFEECTO CORONA

Si se somete un dieléctrico a un campo eléctrico cuyo gradiente de potencial se va aumentando, se llegará a un valor de gradiente de potencial que exceda la rigidez dieléctrica del dieléctrico y éste se perforará. Este valor del gradiente se llama Gradiente Disruptivo.

En particular si se somete a un conductor de una línea de transmisión a un voltaje creciente el gradiente de potencial en la superficie del conductor crece y llega un momento en que es mayor que el gradiente disruptivo del --

aire; se produce entonces una ionización del aire que rodea al conductor y que se manifiesta por una crepitación y por una luminosidad azulada que se puede percibir en la oscuridad.

Este fenómeno de ionización se conoce como "Efecto Corona" y se explica de la siguiente manera: En la atmósfera existen siempre ciertos números de iones libres; éstos acelerados por el campo eléctrico pueden producir la ionización de moléculas neutras por choque.

Según la práctica aceptada el Efecto Corona debe evitarse o mantenerse en valores bajos por las siguientes razones:

- Debe evitarse la interferencia con las señales de las estaciones de radiodifusión en los receptores de radio muy próximos a la línea de transmisión.

- El Efecto Corona causa una pérdida de energía que para valores bajos de Efecto Corona es despreciable comparada con las pérdidas por Efecto Joule, pero que para valores altos de Efecto Corona puede ser importante.

Se recomienda que el voltaje crítico disruptivo esté por encima del voltaje de operación de la línea, o sea, que el coeficiente de seguridad sea mayor de uno, para con

diciones atmosféricas despejadas (buen tiempo).

La línea de subtransmisión a 69 KV, circuito trifásico constituido por cable A.C.S.R. 795 MCM. Esta línea será instalada en el área Metropolitana de Guadalajara donde la presión barométrica según la Tabla # 4 expuesta en el capítulo 2 es de 627 mm. de Hg. tomando como altitud de 1586 metros sobre el nivel del mar considerando la temperatura a 25°C.

El primer paso consiste en calcular el Gradiente Superficial Crítico que se representa por G_0 y que es el valor del Gradiente de Potencial, para el cual se inicia la ionización por choque.

Según la fórmula de Peek

$$G_0 = 21.1 (1 + 0.3/\sqrt{r}) \text{ KV/cm} \quad (\text{Valor eficaz})$$

De donde

G_0 : Gradiente Superficial Crítico KV/cm

r : Radio del conductor en cms.

El diámetro del conductor en cuestión es 2.814 cms.

$$r = \frac{D}{2}$$

$$r = \frac{2.814 \text{ cms.}}{2}$$

$$r = 1.407 \text{ cms.}$$

Entonces

$$G_0 = 21.1 \left(1 + \frac{0.3}{\sqrt{1.407}} \right)$$

$$G_0 = 26.43 \text{ KV/cms.}$$

Según la Fórmula de Chevilly

$$G_0 = 30(1 - 0.07r) \text{ KV/cms.}$$

$$G_0 = 30(1 - 0.07(1.407))$$

$$G_0 = 27.04 \text{ KV/cms.}$$

Las condiciones atmosféricas influyen en el valor del gradiente superficial crítico. Este varía en proporción inversa a una potencia de la temperatura absoluta. Estos dos factores se combinan y forman lo que se llama Factor de Densidad del Aire S.

$$S = \frac{3.92 (b)}{273+T}$$

De donde:

b: Presión barométrica en cm. de Hg.

T: Temperatura ambiente en °C

Para efecto de este cálculo se tomará la presión barométrica como 627 mm Hg. para 1586 metros sobre el nivel del mar y la temperatura ambiente será de 25°C.

Entonces

$$S = \frac{(3.92)(62.7)}{273+25}$$

$$S = 0.824$$

De acuerdo con investigaciones efectuadas por Peterson, el gradiente superficial crítico varía en proporción directa a $2/3$.

$$Go' = Go \times S^{2/3}$$

Donde: Go es el Gradiente Superficial Crítico a una temperatura ambiente de 25°C y la presión atmosférica existente en el lugar en estudio.

$$S^{2/3} = \sqrt[3]{0.824^2}$$

$$S^{2/3} = 0.937$$

Con lo que se ha demostrado que en nuestro estudio el factor de Densidad no afecta considerablemente.

CAPITULO 4

CALCULO MECANICO

Las líneas aéreas están sometidas a la acción del viento, así como a las variaciones de temperatura que se presenten durante el día y en las diversas estaciones del año.

Por lo que respecta a conductores, las acciones indicadas influyen en su resistencia mecánica, y por ello es necesario que las secciones que se adopten puedan soportar dentro de los límites de seguridad tolerados, los esfuerzos a que se hallan sometidos.

En cuanto a los apoyos, es preciso que resistan los esfuerzos que sobre ellos ejercen los conductores, además de la presión del viento en la superficie de apoyo expuesto a dicha acción.

Para transmitir una potencia determinada entre dos puntos extremos, uno emisor y otro receptor, se deben tener conductores que permitan transmitir la corriente dentro de los límites permisibles de caída de tensión, cubriendo los requerimientos de aislamientos y también considerando los factores mecánicos que intervienen.

Para mencionar estos factores se puede decir que -

los materiales seleccionados como conductores deben ser -- suficientemente fuertes para soportar los esfuerzos mecánicos a que se ven sometidos; lo mismo se puede decir de los soportes y ambos elementos deben ser suficientemente resistentes para que den un servicio satisfactorio por un periodo muy largo de años sin requerir de mucho mantenimiento.

La tensión mecánica de los conductores se debe ajustar a tal forma que quede dentro de los límites permisibles de trabajo a la ruptura por tensión del material; esto significa que en la práctica se tendrían flechas considerables entre los soportes y éstas deberán estar localizadas con claros convenientes de manera que la altura de los conductores sobre el nivel del suelo sea adecuada en todo el trayecto de la línea.

En general una línea de transmisión se debe de diseñar desde el punto de vista mecánico para las peores condiciones probables pero no para las peores condiciones posibles. Esto es, porque por ejemplo el costo de una línea que pudiera soportar un huracán pudiera resultar excesivamente alto y entonces desde un punto de vista de financiamiento es justificable correr un riesgo.

En condiciones de buena temperatura la línea sólo - se ve sometida a esfuerzos por su propio peso y se tienen

condiciones favorables para la flecha porque darán bajas tensiones mecánicas y se tienen las condiciones más favorables desde el punto de vista mecánico.

Las peores combinaciones se tienen con combinaciones de baja temperatura que reducen la flecha y tiene una influencia importante una velocidad del viento elevada.

Por otra parte en el diseño de los soportes (torres o postes) es necesario tomar en consideración las sobretensiones eléctricas por rayo y maniobras de interruptores ya que influyen en el diseño económico del soporte considerando el efecto de proximidad a las estructuras metálicas que se encuentran conectadas a tierra.

CALCULO MECANICO DE LOS CONDUCTORES

Para determinar las tensiones iniciales y finales en una línea de transmisión, se hace uso de la ecuación de cambio de estado.

Esta ecuación establece que a partir de ciertas condiciones dadas es posible obtener el comportamiento de los parámetros de una línea de transmisión; para condiciones diferentes de las anteriores corresponde a una solución de 3er. grado de la forma $X^3 - PX^2 - Q = 0$. Esta fórmula se obtie

ne después de un largo procedimiento matemático y es la --
que sigue:

ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO

$$t^2 \left[t + \frac{Aa^2 m_1^2}{t_2} + B (\theta_1 - \theta_2) - t_2 \right] = Aa^2 m_1^2$$

En la que:

- a: Claro en metros
- t: Tensión específica en Kg/mm^2 , a que se halla sometido el conductor por causa del cambio de condiciones.
- θ_1 : Temperatura en $^{\circ}\text{C}$ en las condiciones iniciales
- θ_2 : Temperatura en $^{\circ}\text{C}$ en el cambio de condiciones.
- m_1 : Coeficiente de sobrecarga en las condiciones iniciales
- m_2 : Coeficiente de sobrecarga en las condiciones finales.

La línea del presente proyecto presenta las siguientes características:

Conductor de Aluminio reforzado con Acero

Calibre 795 MCM

de hilos 26

Sección Total 466.57 mm^2

Peso total por Km.	1630 Kg/Km.
Diámetro del conductor	28.1 mm.
Carga de ruptura	14150 Kgs.
Módulo de elasticidad	6000 Kg/mm ²
Coefficiente de dilatación	23 X 10 ⁻⁶
Peso específico	2.703 grs/cm ³

Las constantes A y B que aparecen en la fórmula del cambio de condiciones se determinan por medio de la siguiente relación:

$$A = \frac{\rho^2 \times 10^{-6}}{24 \times \lambda} \qquad B = \frac{S}{\lambda}$$

De donde:

ρ : Peso específico del material

λ : 1/E

E : Módulo de elasticidad

S : Coeficiente de dilatación

Sustituyendo se tiene:

$$A = \frac{(2.703)^2 \times 10^{-6}}{24 \times \frac{1}{6000}} = 0.00182$$

$$B = \frac{23 \times 10^{-6}}{6000} = 0.138$$

Si se considera un factor de seguridad de 3, la ten

si6n m6xima de trabajo que soportar6 el conductor ser6:

$$\text{TENSION TRABAJO} = \frac{\text{CARGA DE RUPTURA}}{\text{FACTOR DE SEGURIDAD}}$$

$$\text{TENSION DE TRABAJO} = \frac{14150 \text{ Kgs.}}{3} = 4716.67 \text{ Kgs.}$$

equivalente al 33.3% de la carga de ruptura.

La carga de ruptura del conductor ser6:

$$T = \frac{\text{CARGA DE RUPTURA}}{\text{AREA DE LA SECCION DEL CONDUCTOR}}$$

$$T = \frac{14150 \text{ Kgs.}}{466.57 \text{ mm}^2}$$

$$T = 30.32 \text{ Kg/mm}^2$$

Admitiendo el coeficiente de seguridad antes mencionado de 3, entonces la tensi6n m6xima de trabajo que soportar6 el conductor ser6:

$$\text{TENSION TRABAJO} = \frac{30.32 \text{ Kg/mm}^2}{3}$$

$$\text{TENSION DE TRABAJO} = 10.11 \text{ Kg/mm}^2$$

La presi6n del viento, P_v en funci6n de la velocidad efectiva del viento est6 expresada por la F6rmula de Buck para superficies cil6ndricas:

$$P_{\text{viento}} = 0.0471V^2$$

En donde P_v , viene dado en kilogramo por metro cuadrado y V es la velocidad efectiva del viento en kilómetros por hora.

Si la velocidad máxima efectiva del viento en condiciones ciclónicas es de 160 Km/hora, aplicando la Fórmula de Buck se tiene:

$$P_v = 0.0471 (122.5)^2$$

$$P_v = 70.67 \text{ Kg/m}^2$$

Este resultado se puede verificar en la Tabla # 2 del Capítulo 2.

La acción del viento sobre un metro de conductor valdrá:

$$0.02012 \times 70.67 = 1.421 \text{ Kg/mt.}$$

El peso por metro de conductor vale 1.63 Kgs. y suponiendo la acción del viento perpendicular a la dirección de la gravedad, el peso resultante será:

$$\sqrt{(1.63)^2 + (1.421)^2} = 2.16 \text{ Kg/mt.}$$

El coeficiente de sobrecarga en estas condiciones -

tendrá como valor:

$$m_2 = \frac{2.16 \text{ Kg/mt}}{1.63 \text{ Kgs.}}$$

$$m_2 = 1.325$$

Si se consideran unas condiciones críticas iniciales de

Tensión Específica Máxima "t" = 10.11 Kg/mm²

Coefficiente de sobrecarga sin viento y
sin hielo en las condiciones iniciales = 1

Condiciones iniciales = 0°C

Como condiciones críticas finales

Coefficiente de sobrecarga con viento
de 160 Km/Hr y sin hielo "m₂" = 1.325

Temperatura máxima probable
en las condiciones finales = 50°C

Entonces la ecuación del cambio de condiciones considerando un claro interpostal promedio de 75 metros queda de la siguiente forma:

$$t_1^2 \left[t + \frac{Aa^2 m_2^2}{t_2^2} + B(\theta_1 - \theta_2) - t_2 \right] = Aa^2 m_1^2$$

$$(10.11)^2 \left[10.11 + 0.0182 \left[\frac{(75)^2 (1.325)^2}{t_2^2} + 0.138(0-50)t_2 \right] - 0.0182(75)^2 (1)^2 \right] = 0.0182(75)^2 (1)^2$$

$$102.21 \left[10.11 + 0.0182 \left[\frac{(5625)(1.7556)}{t_2^2} + 0.138(-50) - t_2 \right] \right] = 102.37$$

$$102.21 \left[10.11 + 0.0182 \left[\frac{9875.25}{t_2^2} - 6.9 - t_2 \right] \right] = 102.37$$

$$1033.34 + \frac{18367.96}{t_2^2} - 12.83 - 1.86t_2 = 102.37$$

Multiplicando toda la ecuación por t_2^2

$$1033.34t_2^2 + 18367.96 - 12.83t_2^2 - 1.86t_2^3 = 102.37t_2^2$$

$$- 1.86t_2^3 + 918.14t_2^2 + 18367.96 = 0$$

Dividiendo toda la ecuación entre (-1.86) se tiene:

$$t_2^3 - 493.62t_2^2 - 9875.24 = 0$$

Por medio del Programa de División Sintética del Módulo de Matemáticas de la calculadora HP-41 CV se obtuvo lo siguiente:

$$t_2 = 493.66 \text{ Kgs.}$$

Ahora por medio de la Ecuación de Cambio de Estado se sacará la tensión para una temperatura de -10°C ; este dato será utilizado para sacar al igual que para la temperatura de 50°C , la flecha, longitud de arco del conductor y la tensión máxima para ambos casos:

$$t_2^2 \left[t_1 + \frac{Aa^2m_2^2}{t_2^2} + B(\theta_1 - \theta_2) - t_2 \right] = Aa^2m_1$$

$$(10.11)^2 [10.11 + 0.0182 \left[\frac{(75)^2 (1.325)^2}{t_2^2} + 0.138(50 - (-10)) \right] - t_2] = 0.0182(75)^2(1)$$

$$102.21 [10.11 + 0.0182 \left[\frac{9875.25}{t_2^2} + 8.28 - t_2 \right]] = 102.37$$

$$1033.34 + 1.86 \left[\frac{9875.25}{t_2^2} + 8.28 - t_2 \right] = 102.37$$

$$1033.34 + \frac{18367.96}{t_2^2} + 15.4 - 1.86t_2 = 102.37$$

$$1033.34t_2^2 + 18367.96 + 15.4t_2^2 - 1.86t_2^3 = 102.37t_2^2$$

$$-1.86t_2^3 + 946.37t_2^2 + 18367.96 = 0$$

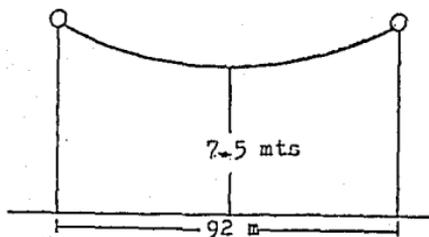
Dividiendo toda la ecuación entre (-1.86)

$$t_2^3 - 508.8t_2^2 - 9875.24 = 0$$

Al igual que en el caso anterior mediante el uso -
del mismo programa se obtiene que la tensión es:

$$t_2 = 508.83 \text{ kgs.}$$

DETERMINACION DE LA TENSION SEGUN NORMAS DE COMISION FEDE-
RAL DE ELECTRICIDAD



Según datos y normas de Comisión Federal de Electricidad la máxima distancia interpostal para el Poste Morelos_1 es 92 mts. y para una zona sub-urbana como es el caso de este proyecto una altura mínima de 7.5 metros.

Utilizando la siguiente fórmula para las condiciones finales para el proyecto a 50°C sin presión de viento, se utiliza el siguiente parámetro P

$$P = \frac{T}{W}$$

T: Tensión del conductor en Kgs.

W: Peso del conductor en Kg/mt.

Comisión Federal de Electricidad tiene normalizado este parámetro y está dentro del intervalo $350 < P < 450$ y si se considera el menor de ellos se obtendrá lo siguiente:

$$T = (P)(W)$$

$$T = (350 \text{ mts})(1.63 \text{ Kg/mt})$$

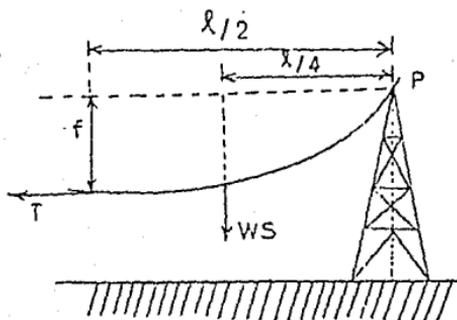
$$T = 570.5 \text{ Kgs.}$$

Lo que significa que en la Ecuación de Cambio de estado se está siguiendo el camino correcto para la realización de este proyecto.

CALCULO DE LA TENSION MECANICA EN LA LINEA POR EL METODO - DE LA PARABOLA

La determinación de las tensiones mecánicas y flechas en las líneas de transmisión depende de varios factores además de los relacionados directamente con los de las características del material; estos factores pueden ser el tipo de torre usada (o poste como es el caso), material de los conductores, deflexión máxima en que se usará y desniveles en los terrenos, claro vertical y horizontal, uso de las torres, tensión de transmisión y número de circuitos.

Se puede afirmar genéricamente que en la mayoría de las líneas la flecha es pequeña comparada con el claro, de manera que en forma aproximada se puede decir sin mucho error que la longitud del conductor curvado es aproximadamente igual a la longitud del claro por lo que $S = l/2$.



Si se toma momentos en el punto P .

$$T = WS(\ell/4) \quad \text{pero } S = \ell/2$$

$$T = W(\ell/2)(\ell/4)$$

$$T = \frac{W\ell^2}{8}$$

Si se toma la ecuación de la parábola

$$Y = \frac{x^2}{2C}$$

Si la longitud del claro es ℓ , cuando $x=\ell$, $Y=Y-C= F$
y la máxima flecha en el punto medio de la línea a $x=\ell/2$

$$F_{\text{máx}} = \frac{(\ell/2)^2}{2C} = \frac{\ell^2}{C}$$

Como $C = T/W$

$$F_{\text{máx}} = \frac{\ell^2 W}{8T}$$

Es importante mencionar que la fórmula anterior se aplica para postes a igual nivel y no se considera el efecto del viento.

Después de un largo procedimiento matemático se obtiene la ecuación de longitud total del conductor

$$S = \ell \cdot \frac{4}{3} \cdot \frac{(F_{\text{máx}})^2}{\ell}$$

Las unidades para la flecha, claro y longitud del conductor están en metros.

En este proyecto se tienen los siguientes datos:

Voltaje: 69 KV

Conductor: 795 MCM A.C.S.R.

Diámetro: 28.1 mm

Peso: 1630 Kg/Km

T_{máx}: 33.3%

Claro promedio: 75 mts.

Longitud 4.692 Kms.

Teniendo como datos las tensiones a las dos temperaturas en estudio

a 50°C T=493.66 Kgs.

a-10°C T=508.83 Kgs.

La flecha máxima a 50°C, se obtiene como sigue:

$$F_{máx} 50^{\circ}C = \frac{L^2 W}{8(T_{50^{\circ}C})}$$

$$F_{máx} 50^{\circ}C = \frac{(75)^2 (1.63)}{8 (493.66)}$$

$$F_{máx} 50^{\circ}C = 2.32 \text{ metros}$$

Procediendo de la misma forma que en el caso ante--

rior se obtiene:

$$F_{\text{máx}} -10^{\circ}\text{C} = \frac{(75)^2 \cdot 1.63}{8 (508.83)}$$

$$F_{\text{máx}} -10^{\circ}\text{C} = 2.25 \text{ mts.}$$

Las diferencias en las tensiones se deben a que con menor temperatura el conductor se comprime y al ser éste más pequeño para la misma distancia interpostal hace mayor la tensión en los postes y debido a esto la flecha disminuye.

Para sacar la longitud del arco del conductor se -- tiene la siguiente fórmula:

$$s = l \cdot \frac{4}{3} \cdot \frac{(F_{\text{máx}})^2}{l}$$

Entonces:

$$\text{LONGITUD DEL ARCO A } 50^{\circ}\text{C} = 75 \cdot \frac{4}{3} \cdot \frac{(2.32)^2}{75}$$

$$\text{LONGITUD DEL ARCO A } 50^{\circ}\text{C} = 75.0957 \text{ metros}$$

Para la temperatura de -10°C

$$\text{LONGITUD DEL ARCO A } -10^{\circ}\text{C} = 75 \cdot \frac{4}{3} \cdot \frac{(2.25)^2}{75}$$

$$\text{LONGITUD DEL ARCO A } -10^{\circ}\text{C} = 75.09 \text{ mts.}$$

Como se puede observar la longitud del arco no cambia mucho para las distintas condiciones de temperatura; -

esto se debe a que como el claro interpostal es reducido - las tensiones para las distintas temperaturas tampoco variaron mucho.

La tensión máxima se saca por medio de la siguiente fórmula:

$$T_{\text{máx}} = \frac{W Q^2}{8F}$$

$$T_{\text{máx}} \text{ a } 50^{\circ}\text{C} = \frac{(1.63)(75)^2}{8(2.32)} = 494 \text{ Kgs.}$$

$$T_{\text{máx}} \text{ a } -10^{\circ}\text{C} = \frac{(1.63)(75)^2}{8(2.25)} = 509.37 \text{ Kgs.}$$

Estos valores de tensión son comprobación de lo que se hizo en la Ecuación de Cambio de Estado lo que es indicio de que se ha estado siguiendo el camino correcto.

TRAZO DE LA PLANTILLA

Para el diseño correcto y económico es esencial el uso de la plantilla para la localización de estructuras o postes sobre el perfil de la línea.

Sobre una hoja de plástico transparente se graba la Catenaria o Parábola del Conductor en sus condiciones de trabajo mínimas y máximas, la separación de todos los puntos de la misma a tierra y la altura de los cables a la --

estructura o poste.

La fórmula empleada para la obtención de flechas es la de una parábola; la forma de esta curva es aproximadamente la que toma un cable y las condiciones de trabajo -- son: Temperatura 50°C sin cargas de viento e hielo.

La fórmula es:

$$F = \frac{W\ell^2}{8T} + \left(\frac{W\ell^2}{8T}\right)^2 \frac{W}{\delta T} + \dots\dots\dots$$

De donde:

F: Flecha en metros

W: Peso del conductor en Kg/mt

ℓ: Claro en metros

T: Tensión horizontal en Kgs.

Aunque para efectos de cálculo solamente se tomará el primer término ya que los demás por ser tan pequeños se pueden despreciar.

T se obtiene al multiplicar el esfuerzo del compues to final (a 50°C) por el área de la sección transversal del conductor.

Ya que se obtiene el valor señalado anteriormente se procede a la tabulación de datos para distintos claros

como se muestra en las posteriores tablas, para trazar la plantilla en la hoja de plástico transparente teniendo que tomar en consideración el de utilizar las mismas escalas vertical y horizontal de las utilizadas en el perfil de la línea.

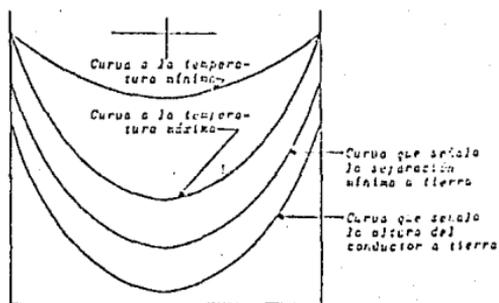
Las otras dos parábolas se trazan en la plantilla desplazando el punto inferior de la curva obtenida por el libramiento seleccionado: Para la curva intermedia una distancia igual a la distancia del conductor a tierra; para la curva inferior la distancia desplazada será igual a la distancia del conductor a la base del poste; también se traza una curva que representa las condiciones de temperatura mínima del conductor.

El proceso para la localización de estructuras es como sigue: Se coloca la plantilla perfectamente vertical de manera que la línea de tierra quede un poco arriba de la línea de perfil; la curva de la flecha máxima indica que el conductor quedará a la distancia mínima a tierra en ese punto, indicando al mismo tiempo la posición relativa de los otros puntos del conductor con respecto a tierra. En esta posición la curva de la estructura corta al perfil en dos puntos; si las estructuras o postes se colocan en esos puntos el conductor quedará sujeto a la estructura directamente arriba donde la curva cruza a 50°C . Si ya se

localizó una estructura o poste y es necesario trabajar a partir de la misma, la plantilla se coloca de tal modo -- que la curva de la flecha máxima toque el punto de soporte del conductor en la estructura y que la curva del suelo toque el perfil. En el punto donde la curva de la estructura corta al perfil se puede instalar la otra estructura o poste y la curva de flecha máxima directamente arriba, - es el punto de soporte para el conductor.

Una vez que las estructuras o postes se han localizado con la curva de flecha máxima, debe aplicarse la plantilla utilizando la curva de flecha mínima, para determinar si puede ocurrir el levantamiento en cualquiera de los soportes del conductor cuando éste está contraído por efecto de la temperatura más baja asumida.

La graficación de la plantilla debe hacerse sobre - el papel milimétrico que coincida con el rayado de los planos del levantamiento topográfico.



Para finalizar se puede decir que una plantilla es esencial tanto como para un proyecto como para una economía correcta. Con una competencia cuidadosa y alguna experiencia, este método es adecuado para proporcionar: (1) - Amplias tolerancias, (2) Claros y alturas de apoyos medios dentro de un pequeño porcentaje de las exigencias del proyecto, (3) Apoyos que soporten muy aproximadamente sus cargas de proyecto.

Para comprobar la distancia desde el conductor a tierra y para ajustar las alturas y ubicaciones se utiliza la plantilla a la que se da la forma del conductor suspendido para: (1) Proporcionar la separación adecuada respecto al suelo; (2) Igualar los claros para graduar la línea.

A continuación se darán en las siguientes tablas -- los valores para el cálculo de la plantilla a las 2 temperaturas consideradas que son 50°C y -10°C.

T: TENSION HORIZONTAL: 494 Kgs.

W: PESO DEL CONDUCTOR: 1.63 Kg/mt

L: CLARO BASE: 75 Metros

PARA LAS SIGUIENTES CONDICIONES

TEMPERATURA: 50°C

SIN VIENTO NI HIELO

$$F = \frac{WL^2}{8T}$$

DONDE: F: Es la Flecha del Conductor

L	F
10	0.0412
20	0.1650
30	0.3712
40	0.6599
50	1.0311
60	1.4848
70	2.0210
80	2.6397
90	3.3408
100	4.1245
110	4.9906
120	5.9393

T: TENSION HORIZONTAL: 509.37 Kgs.

W: PESO DEL CONDUCTOR: 1.63 Kg/mt

L: CLARO BASE: 75 Metros

PARA LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

TEMPERATURA: -10°C

SIN VIENTO NI HIELO

$$F = \frac{WL^2}{8T}$$

DONDE F: Flecha del Conductor

L	F
10	0.0400
20	0.1600
30	0.3600
40	0.6400
50	1.0000
60	1.4400
70	1.9600
80	2.5600
90	3.2400
100	4.0000
110	4.8400
120	5.7600

CAPITULO 5

CALCULO ELECTRICO

CLASIFICACION DE LAS LINEAS.

Una línea de transmisión es un medio para conducir energía eléctrica del centro de producción al centro de consumo; éstas pueden ser largas o cortas, pero en realidad no se refieren a una longitud definida que las divida, aunque sí influya en sus características eléctricas.

Para el estudio de las líneas de transmisión en general ya sean largas o cortas el método más usado consiste en representar por separado cada fase de la línea, mediante un circuito equivalente monofásico, referido al neutro real o ficticio del sistema.

En las líneas de transmisión aéreas la resistencia del aislamiento puede considerarse siempre como infinita.

La importancia de la corriente capacitiva de una línea de transmisión, en relación con la corriente que toma la carga conectada depende de la longitud de la línea y del voltaje de transmisión para una frecuencia determinada.

En líneas cortas (No más de 60 Km. de longitud y de

voltajes no mayores de 70 KV aproximadamente), la capacitancia de la línea puede generalmente despreciarse y entonces cada fase de la línea puede representarse por una impedancia en serie igual a la impedancia por unidad de longitud multiplicada por la longitud de la línea.

En las líneas medias (de longitud comprendida entre 60 y 250 Km. y de voltaje no mayor de 220 KV aproximadamente) la capacitancia puede considerarse concentrada en uno o varios puntos de la línea.

En las líneas largas (más de 250 Km. y de voltaje mayor de 220 KV) es necesario considerar las constantes distribuidas a lo largo de la línea.

En el estudio que se ocupa se tiene la longitud de la línea de transmisión de 4.692 Kms. y el voltaje que se ha seleccionado es de 69 KV; por lo tanto se trata de una línea corta y se le considerará así para efectos de los cálculos correspondientes.

CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR

CALIBRE: 795 MCM

TIPO: A.C.S.R.

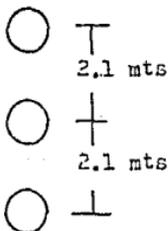
CLASE: AA 26/7

DIAMETRO DEL CABLE: 28.1 mm.

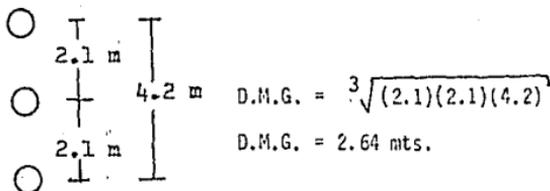
CAPACIDAD DE CORRIENTE: 900 Amperes

RESISTENCIA A LA C.A.: 0.07 /Km

ARREGLO DE LOS CONDUCTORES



DISTANCIA MEDIA GEOMETRICA DE LOS CONDUCTORES



CALCULO DE REGULACION DE VOLTAJE Y PERDIDAS EN LA LINEA DE TRANSMISION CORTA

Los datos que se tienen de la línea son los siguientes: Línea de transmisión trifásica de 69 KV, entre fases, constituida por conductor de aluminio reforzado con acero de 795 MCM con 26 hilos de aluminio y 7 hilos de acero. - La separación equivalente en la línea trifásica con dispo-

sición plana es de 2.64 mts. El voltaje entre hilos en el extremo receptor es 69 KV y la carga conectada será considerada trabajando a plena carga y será de 80 MVA, con un factor de potencia 0.85 atrasado y con una frecuencia de 60 Hz.

En esta parte del estudio se determinará:

- a).- Voltaje entre hilos en el extremo generador
- b).- Regulación de voltaje
- c).- Potencia real y reactiva en el extremo generador
- d).- Pérdidas reales y reactivas de la línea
- e).- La eficiencia de la línea
- f).- El % de pérdidas reales

PARAMETROS ELECTRICOS DE LA LINEA

El valor de la resistencia del aluminio a 50°C que fue calculado anteriormente:

$$R_{A1} \text{ 50°C} = 0.07 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

Convirtiéndolos en Ω/milla se tiene que:

$$R_{A1} = \frac{0.07}{0.6214} = 0.1126 \text{ } \Omega/\text{milla}$$

De las tablas de resistencia y reactancia del libro

Sistemas Eléctricos de Potencia se obtiene que X_a

$$X_a = 0.399 \text{ } \Omega/\text{milla.}$$

La separación equivalente D en pies es igual a:

$$D = (2.645)(3.28)$$

$$D = 8.678 \text{ Ft}$$

Entonces:

$$X_d = 0.2794 \text{ Log } D$$

$$X_d = 0.2794 \text{ Log } 8.678$$

$$X_d = 0.2622 \text{ } \Omega/\text{milla}$$

De donde:

$$X = X_a + X_d$$

$$X = 0.399 + 0.2622$$

$$X = 0.6612 \text{ } \Omega/\text{milla}$$

Como ya se dijo antes, el efecto capacitivo de la línea será despreciado ya que su longitud es muy pequeña.

Longitud de la línea en millas

$$(4.692)(0.6214) = 2.9156 \text{ millas}$$

Entonces:

$$R = 0.1126 \times 2.9156 = 0.328$$

$$X = 0.6612 \times 2.9156 = 1.927$$

Como se puede observar se está dentro de los límites de la resistencia para un máximo del 5% ya que el cálculo fue de 0,539 y el valor que se da de 0.328 es inferior.

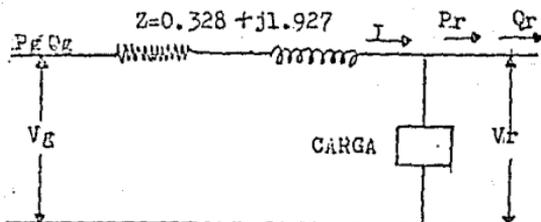
$$Z = R + jX$$

$$Z = 0.328 + j1.927$$

Transformándolo en coordenadas polares da

$$Z = 1.95 \angle 80.34^\circ$$

El circuito monofásico equivalente de la línea queda de la siguiente forma:



De la Figura anterior:

Z: Impedancia de la línea

I: Corriente por fase

V_g : Voltaje al neutro en el extremo generador

V_r : Voltaje al neutro en el extremo receptor

P_g : Potencia Real (Kw) en el extremo generador

Q_g : Potencia Reactiva (KVAR) en el extremo generador

Pr: Potencia Real (KW) en el extremo receptor

Qr: Potencia reactiva (KVAR) en el extremo receptor

$$\text{Factor de Potencia} = \cos \phi = 0.85$$

$$\phi = \cos^{-1} 0.85$$

$$\phi = 31.7^\circ$$

En donde:

$$\text{Sen } \phi = 0.526$$

POTENCIA TRIFASICA REAL

$$P = (80.000 \text{ KVA})(0.85) = 68.000 \text{ Kw}$$

POTENCIA TRIFASICA REACTIVA

$$Q = (80.000 \text{ KVA})(0.526) = 42.080 \text{ KVAR}$$

POTENCIA TRIFASICA APARENTE

$$S = P + jQ$$

$$S = 80.000 \text{ KVA}$$

CALCULO DEL VOLTAJE AL NEUTRO Y ENTRE FASES EN EL EXTREMO GENERADOR

El voltaje al neutro en el extremo generador de la línea es igual al voltaje al neutro en el extremo receptor de la línea más la caída de voltaje debida a la circulación de la corriente I por la impedancia en serie de la

línea Z. Esta caída de voltaje puede descomponerse en dos componentes: una, en fase con la corriente debida a la resistencia y otra 90° adelantada con respecto a la corriente, debida a la reactancia inductiva.

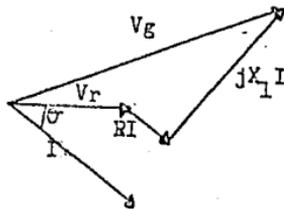


DIAGRAMA FASORIAL DE UNA LINEA CORTA

$$V_g = V_r + IZ$$

$$Z = R + jX$$

$$V_r = \frac{69.000}{3} = 39836 \text{ Volts}$$

Si se toma como referencia de los ángulos el voltaje al neutro en el extremo receptor se tiene

$$V_r = 39836 \angle 0^\circ \text{ Volts}$$

La corriente que llevará el conductor será como se hizo anteriormente:

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

$$I = \frac{80.000 \text{ KVA}}{69 \times \sqrt{3}}$$

$$I = 699.37 \text{ Amperes}$$

Y Como la corriente está retrasada 31.7° ya que su factor de potencia es 0.85 atrasado

Con respecto a V_r se tiene

$$I = 669.37 \angle -31.7^\circ \text{ Amperes}$$

Ahora se puede obtener el voltaje generado (V_g)

$$V_g = V_r + IZ$$

$$V_g = 39836 \angle 0^\circ + (669.37 \angle 31.7^\circ)(1.95 \angle 80.33^\circ)$$

$$V_g = 39836 \angle 0^\circ + (1305.27 \angle 48.64^\circ)$$

$$V_g = 39836 + 862.5 + j979.7$$

$$V_g = 40698.5 + j979.5$$

$$V_g = 40710.3 \angle 1.38^\circ$$

El voltaje entre fases en el extremo generador es -
igual

$$V_g = \sqrt{3} V_{gn} \angle +30^\circ$$

$$V_g = (40,710.3)(1.7321) \angle 30^\circ + 1.28^\circ$$

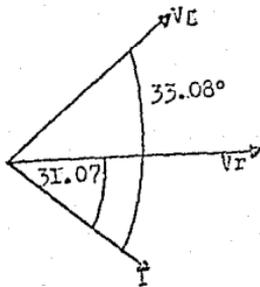
$$V_g = 70,514.3 \angle 31.28^\circ$$

El factor de potencia en el extremo generador es:

$$\cos \theta_g = \cos (31.7^\circ + 1.38^\circ)$$

$$\cos \theta_g = \cos 33.08^\circ$$

$$\cos \theta_g = 0.8379$$



CALCULO DE LA REGULACION DE VOLTAJE

Se define la regulación de voltaje de una línea como el porcentaje de aumento del voltaje receptor cuando se desconecta la carga plena, permaneciendo constante el voltaje generador y estando referido ese porcentaje el aumento de voltaje al receptor a plena carga.

$$\% \text{ Reg} = \frac{Vg - Vr}{Vr} \times 100$$

De donde:

Vg: Voltaje en el extremo generador operando en vacío.

Vr: Voltaje en el extremo receptor operando a plena carga.

En este caso se hizo este estudio, en el que se despreja la capacitancia de la línea a neutro; el voltaje en vacío en el extremo receptor es igual al voltaje aplicado en el extremo generador.

$$\% \text{ Reg} = \frac{40,710.3 - 39836}{39836}$$

$$\% \text{ Reg} = 2.19 \%$$

Ya con este resultado se ha llenado otro requisito ya que las pérdidas de energía deben ser menores de un 5%.

CALCULO DE LA POTENCIA REAL Y REACTIVA EN EL EXTREMO GENERADOR

La potencia compleja por fase en el extremo generador es:

$$S_g = P_g + jQ_g = V_g I^*$$

De donde:

I^* = Conjugado de la corriente

$$V_g I^* = (40,710.3 \angle 1.38^\circ) (669.37 \angle 31.7^\circ)$$

$$V_g I^* = 27,250.253,5 \angle 33.08^\circ$$

Transformándolo en la forma rectangular:

$$S = (22833.2 + j14873.4) \text{ KVA}$$

Entonces, la potencia real trifásica en el extremo generador es:

$$P_{3\phi g} = (22833.2 \times 3) = 68500 \text{ KVA}$$

La potencia reactiva trifásica en el extremo generador es:

$$Q_{3\phi g} = (j14873.4 \times 3) = j44620.2 \text{ KVAR}$$

CALCULO DE LAS PERDIDAS REALES Y REACTIVAS DE LA LINEA.

Para calcular las pérdidas reales o pérdidas por efecto Joule se tiene:

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

$$P = 3I^2R$$

$$P = 3(669.37)^2(0.328)(10^{-3})$$

$$P = 3(448056.2)(0.328)(10^{-3})$$

$$P = 440.58 \text{ Kw}$$

Las pérdidas reactivas trifásicas son:

$$Q = 3I^2X$$

$$Q = 3(669.37)^2(1.927)(10^{-3})$$

$$Q = 3(44856.2)(1.927)(10^{-3})$$

$$Q = 2590.2 \text{ KVAR}$$

CALCULO DE LA EFICIENCIA DE LA LINEA

La eficiencia de la línea (N) se define como el coeficiente de la potencia real que sale de la línea en el extremo receptor definida por la potencia real que entra a la línea en el extremo generador.

$$N = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}}$$

$$N = \frac{80.000 \times 0.85}{68.500} \times 100$$

$$N = 99.27\%$$

CALCULO DEL % DE PERDIDAS REALES

$$\% \text{ PERDIDAS TRIFASICAS} = \frac{44.088}{68.500} \times 100$$

$$\% \text{ PERDIDAS TRIFASICAS} = 0.643\%$$

Los cálculos anteriores demuestran que el proyecto de la línea llena los requisitos necesarios perfectamente, ya que la regulación máxima admisible en este tipo de línea de subtransmisión es del 5%. El alto valor que dio la eficiencia de la línea (99.27%) nos indica otra vez que se ha estado siguiendo el camino correcto.

ESTUDIO DE LA LINEA BAJO DISTINTAS CONDICIONES DE CARGA

CARGA DEL 75% DEL VALOR TOTAL:

La carga que se va a considerar tiene un valor de $80,000 \times 0.75 = 60,000$ KVA, tomando en cuenta que la tensión en el extremo receptor es de 69 KV y el factor de potencia es de 0.85 atrasado como se dijo antes en capítulos anteriores.

$$V_r = \frac{69000}{\sqrt{3}} = 39,836 \text{ Volts}$$

$$I_r = \frac{60,000 \text{ KVA}}{(69 \text{ KV}) (\sqrt{3})}$$

$$I_r = 502 \text{ Amperes}$$

$$Z = 0.328 + j1.927$$

Que en coordenadas polares es:

$$Z = 1.95 \angle 80.34^\circ$$

El voltaje en el extremo generador cuando la carga

es del 75% será:

$$V_g = V_r + IZ$$

$$V_g = 39836 \angle 0^\circ + (502 \angle -31.7^\circ)(1.95) \angle 80.34^\circ$$

$$V_g = 39836 + 978.9 \angle 48.64^\circ$$

$$V_g = 39836 + 646.84 + j734.73$$

$$V_g = 40482.84 + j734.73$$

$$V_g = 40489 \angle 1.04^\circ$$

El voltaje entre el extremo generador es igual:

$$V_g = \sqrt{3} V_{gn} \angle +30^\circ$$

$$V_g = \sqrt{3} (40489) \angle 30^\circ + 1.04^\circ$$

$$V_g = 70131 \angle 31.04^\circ \text{ Volts}$$

El factor de potencia en el extremo generador:

$$\cos \theta_g = \cos (31.7^\circ - 1.04^\circ)$$

$$\cos \theta_g = \cos 32.74^\circ$$

$$\cos \theta_g = 0.8411$$

CARGA DEL 50% DEL VALOR TOTAL

En este caso la carga a considerar para el estudio, va a ser de 80.000 KVA X 0.5 = 40.000 KVA tomando en cuenta un voltaje en el receptor de 69 KV y un factor de potencia de 0.85 atrasado.

$$I = \frac{40.000 \text{ KVA}}{3 (69 \text{ KV})}$$

$$I = 334.68 \text{ Amperes}$$

Entonces:

$$V_g = V_r + IZ$$

$$V_g = 39836 \angle 0^\circ + (334.68 \angle -31.7^\circ)(1.95) \angle 80.34^\circ$$

$$V_g = 39836 + 652.62 \angle 48.64^\circ$$

$$V_g = 39836 + 431.24 + j489.83$$

$$V_g = 40267.24 + j489.83$$

$$V_g = 40270.21 \angle 0.696^\circ$$

El voltaje en el extremo generador será:

$$V_g = \sqrt{3} V_{gn} \angle +30^\circ$$

$$V_g = \sqrt{3} (40270.21) \angle +30^\circ$$

$$V_g = 69752 \angle 0.696^\circ + 30^\circ$$

$$V_g = 69752 \angle 30.696^\circ$$

El factor de potencia en el extremo generador es:

$$\cos \theta_g = \cos (31.7^\circ + 0.696^\circ)$$

$$\cos \theta_g = \cos 32.396^\circ$$

$$\cos \theta_g = 0.8444$$

CARGA DEL 25% DEL VALOR TOTAL

En este caso la carga a considerar será de 20.000 -

KVA, tomando en cuenta en el extremo generador un voltaje de 69 KV y un factor de potencia de 0.85 atrasado.

$$I = \frac{20,000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV}}$$

$$I = 167.34 \text{ Amperes.}$$

$$V_g = 39836 + (167.34 \angle -31.7^\circ)(1.95 \angle 80.34^\circ)$$

$$V_g = 39836 + 326.31 \angle 48.64^\circ$$

$$V_g = 39836 + 215.62 + j244.9$$

$$V_g = 40051.62 + j244.9$$

$$V_g = 40052.36 \angle 0.35^\circ$$

El voltaje en el extremo generador será:

$$V_g = \sqrt{3} V_{gn} \angle +30^\circ$$

$$V_g = 40052.3 (\sqrt{3}) \angle 30^\circ + 0.35^\circ$$

$$V_g = 69374.58 \angle 30.35^\circ$$

El factor de potencia en el extremo generador será:

$$\theta_g = \text{Cos} (31.7^\circ + 0.35^\circ)$$

$$\theta_g = \text{Cos} 32.05^\circ$$

$$\theta_g = 0.8476.$$

AISLAMIENTO A UTILIZAR

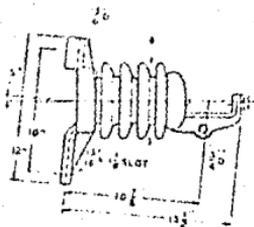
Después de los conductores, los aisladores ocupan el siguiente puesto en importancia en una línea de transmi

si3n, pues son indispensables para sostenerlos en posici3n apropiada y a la distancia adecuada de la estructura.

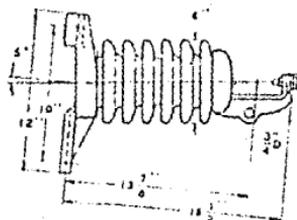
La operaci3n del aislamiento ser3 satisfactoria cuando no se produzca flameo de los aisladores o a trav3s del aire, en los casos de elevaciones normales de tensiones -- transitorias, producidas por maniobras, fallas o descargas atmosf3ricas de la l3nea.

No es la intenci3n en la realizaci3n de este proyecto hacer un estudio detallado del aislamiento sino s3lo su selecci3n.

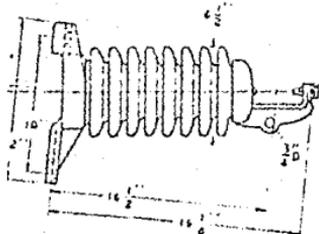
A continuaci3n en la siguiente p3gina se muestran los diferentes tipos de aisladores para los distintos voltajes de utilizaci3n.



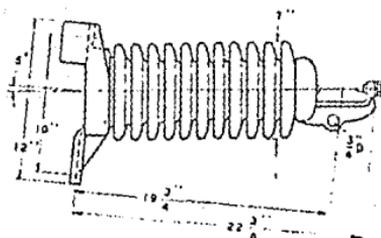
4725



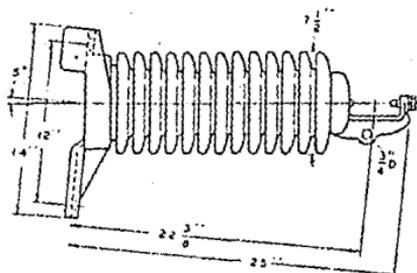
4735



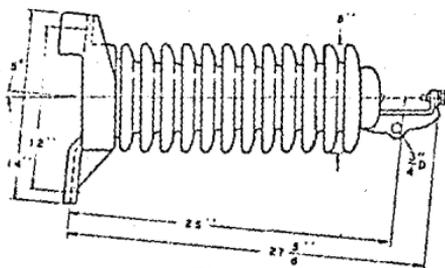
4745



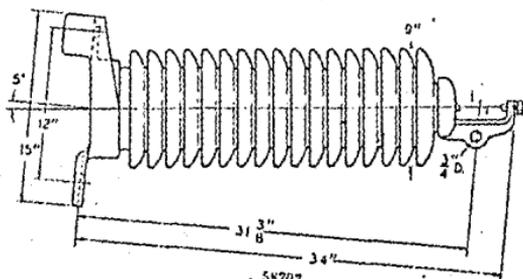
4755



4766



4768



58707

MODELO	4725	4735	4745	4755	4766	4788	58707
VOLTAJE DE UTILIZACION	25 KV	35 KV	45 KV	55 KV	66 KV	88 KV	115 KV

Como el tipo de poste a utilizar será el Morelos 1_ en la mayoría del tramo y Morelos 2 en algunos casos, se necesitarán aisladores horizontales por lo que se seleccionó el Modelo 4788 con 2 ranuras para su localización ya -- que el calibre del conductor a utilizar será de peso considerable y capaz de soportar una tensión eléctrica de - 88 KV.

CAPITULO 6

CONSTRUCCION Y COSTO APROXIMADO DE LA LINEA

A continuación se presenta el Presupuesto de la - -
 Obra, basado en el salario devengado actualmente por el --
 personal de Comisión Federal de Electricidad Sección Jalisco y de acuerdo con los precios proporcionados por el almacén de la misma zona.

CONCEPTO	CANT.	UNIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Poste Morelos I	55	Pieza	330.000	18'810.000
Poste Morelos II	2	Pieza	450.000	900.000
Poste Troncocónico	6	Pieza	630.000	3'780.000
Tornillo Maq.19 X 76	1134	Pieza	200	226.800
Sist.Doble Remate	63	Pieza	1.000	63.000
Conector Bipartido	63	Pieza	1.500	94.500
Varilla Pref. A.C.S.R.	378	Pieza	3.000	1'134.000
Grapa para aislador	378	Pieza	5.000	1'890.000
Torn. Maq. 16 x 63	882	Pieza	150	132.300
Alambre ACS4	63	Kilogramo	10.000	3'780.000
Placa PSA-1	378	Pieza	10.000	3'780.000
Varilla Tierra 5/8	63	Pieza	3.200	201.600
Conector Cable a Sol.	126	Pieza	3.000	378.000
Aislador para 69 KV	171	Pieza	40.000	6'840.000
Aislador tipo Susp.	18	Pieza	45.000	810.000

CONCEPTO	CANT.	UNIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Angulo AS-1	126	Pieza	2.000	252.000
Aislador 10SVC15	756	Pieza	3.000	2'268.000
Gancho Bola Larga	78	Pieza	910	70.980
Calavera y Ojo 25C	78	Pieza	1.200	93.600
Grapa Remante A1 19	78	Pieza	7.000	5'460.000
Rozadera R	38	Pieza	1.750	66.500
Remate Acero 5/16	26	Pieza	3.000	78.000
Grapa R-4	12	Pieza	1.500	18.000
Perno Ancla PA	6	Pieza	3.500	21.000
Ancla A1	6	Pieza	3.000	18.000
Cable AG 3/8	39	Kilogramo	1.200	46.800
Placa PSA-3	9	Pieza	15.000	135.000
Perno de Ojo P4	6	Pieza	900	5.400
Cruceta CT-3	18	Pieza	2.000	36.000
Placa PT-22	18	Pieza	1.500	27.000
Placa PTR-22	6	Pieza	3.000	18.000
Cruceta CR-3	6	Pieza	3.000	18.000
Cable ACSR 795	27	Tonelada	1'600.000	43'200.000
Cable AG 5/16	1678	Kilogramo	1.300	2'181.400
Cimentación M1	57	Pieza	100.000	5'700.000

CONCEPTO	CANT.	UNIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Cimentación M2	2	Pieza	200.000	400.000
Cimentación Tron	6	Pieza	300.000	<u>1'800.000</u>
COSTO DE LISTA DE MATERIALES				99'902.880

CONCEPTO	COSTO
Salarios y otras percepciones	17'066.000
Prestaciones y previsión social	6'150.000
Mantenimiento de equipo y otros bienes existentes en almacén	107'505.000
Lista de materiales	99'902.880
Adquisición de equipos y otros bienes nacionales	5'490.000
Adquisición de equipos y otros bienes de importación	- - - -
Adquisición de equipos y otros bienes	167'890.000
Impuestos y derechos	171.000
Otros gastos directos	9'128.000
Indirectos divisionales	13'006.000
Indirectos oficinas nacionales	21'181.000
Intereses para la construcción	<u>10'870.000</u>
COSTO TOTAL DE LA OBRA	458'359.880

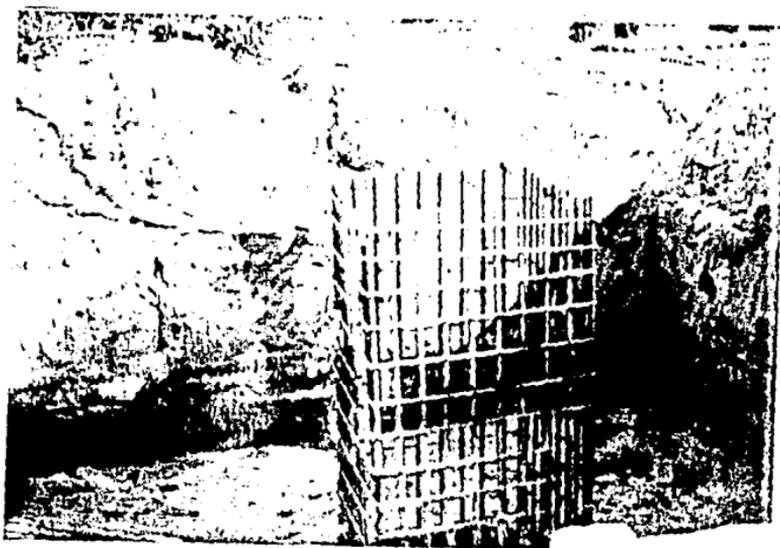


FIGURA 1

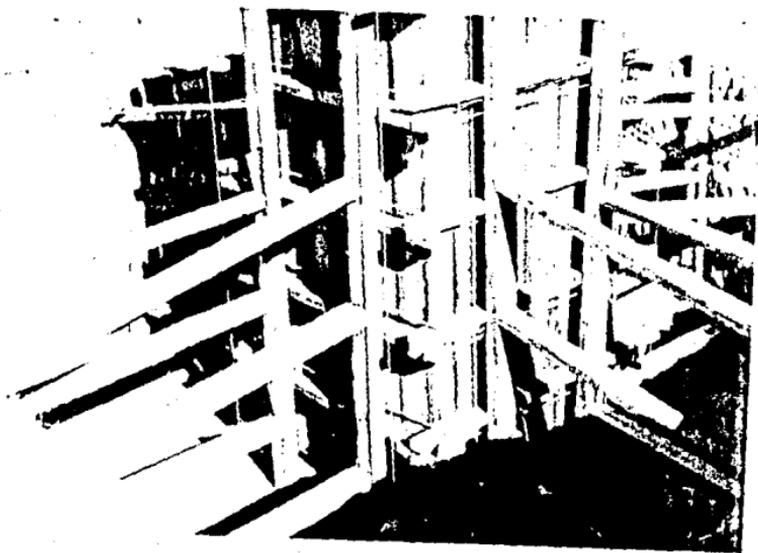


FIGURA 2

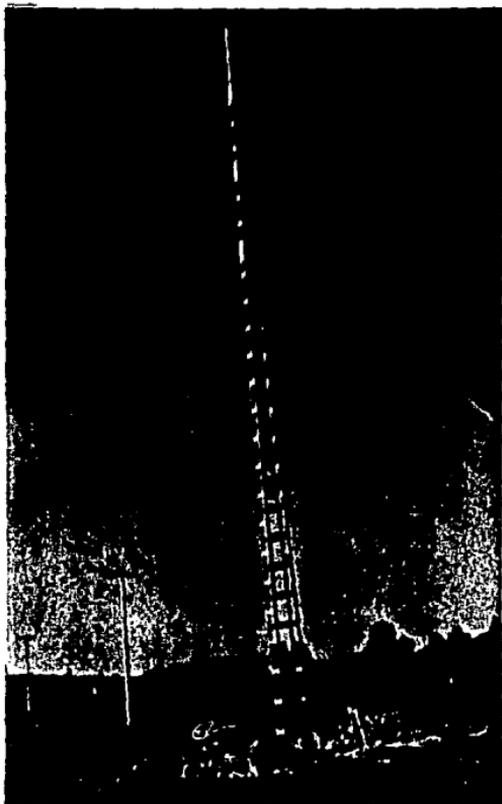


FIGURA 3

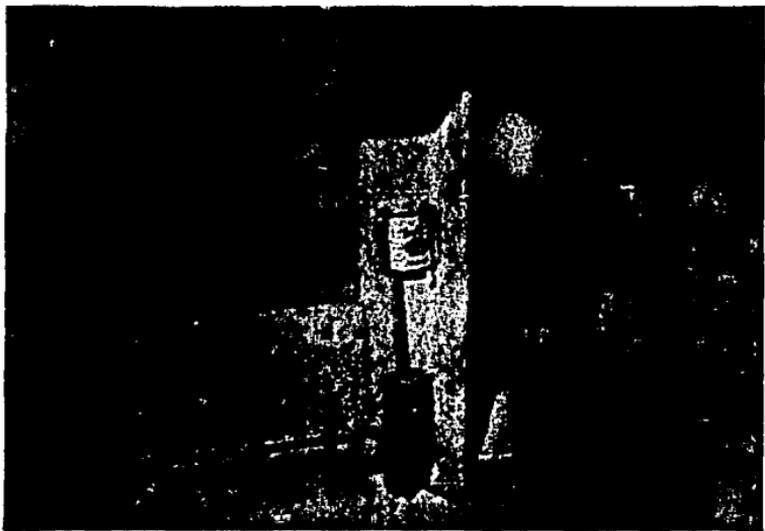


FIGURA 4



FIGURA # 5

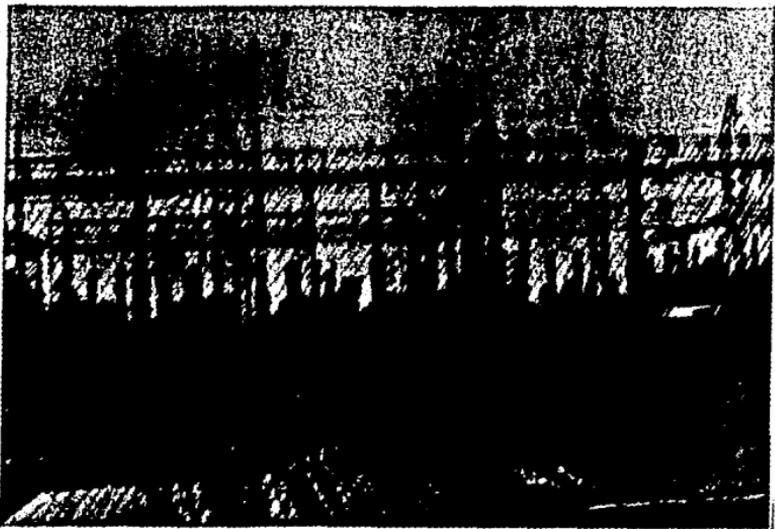


FIGURA # 6

FIGURA # 1: CIMENTACION DEL POSTE TRONCOCONICO CON ANCLAS

FIGURA # 2: CIMENTACION DEL POSTE TRONCOCONICO CON ANCLAS

FIGURA # 3: POSTE MORELOS 1

FIGURA # 4: CABLE DE PUESTA A TIERRA PARA EL POSTE MORELOS 1

FIGURA # 5: AISLADOR 4788 UTILIZADO EN LA LINEA

FIGURA # 6: SUBESTACION GUADALAJARA ORIENTE.

CAPITULO 7

CONCLUSIONES

De acuerdo a la realización de este Proyecto de Tesis puedo concluir lo siguiente:

Esta Línea de Sub-Transmisión cuya construcción se inició a finales del año 1986 va a satisfacer las necesidades de energía eléctrica existentes en el oriente de la ciudad de Guadalajara con un costo de \$461'409.880 la cual será puesta en funcionamiento en el segundo cuatrimestre del año 1987. Un circuito que sale de la Subestación Guadalajara Oriente y llega a la recién construida Subestación Penal. Esta línea en un futuro muy cercano será de doble circuito pero debido a la difícil situación económica existente en estos años el segundo circuito que sale de la misma subestación que el anterior y llega a la Subestación de Colimilla será puesto en servicio en el primer cuatrimestre del año 1988. En este proyecto sólo se hace el estudio a un circuito que es el que está actualmente en construcción.

Para la selección del conductor se tomaron en cuenta cuatro requisitos que son: Mecánico, Económico, Térmico y Eléctrico. En cuanto a lo Mecánico se escogió el conduc

tor de aluminio reforzado con acero, ya que como se conduce gran corriente para el voltaje que se seleccionó para el proyecto, el conductor es de gran peso y el acero aunque no es muy buen conductor le dará muy buena rigidez mecánica.

En cuanto al aspecto Eléctrico, en un principio se debió seleccionar el calibre 500 MCM, pero si se escogía dicho calibre aparte de que la compañía que lo construye no lo utiliza para su tendido de líneas, iba a quedar muy limitada en el aspecto Eléctrico por lo que se escogió el calibre 795 MCM. Al aspecto Térmico también se le dio mucha importancia porque el calentamiento es sinónimo de pérdidas de energía y ésta afecta en gran medida la regulación de la línea y según normas se tiene un porcentaje de pérdidas que no debe superar al 5%. En el aspecto económico también resultó el calibre 500 MCM, sólo que debido a las limitantes eléctricas, se escogió el calibre 795 MCM.

Para el Cálculo Mecánico de los conductores se utilizó la Ecuación de Cambio de Estado que sirve para determinar la tensión adecuada sujeta a condiciones atmosféricas como la temperatura y el viento, la cual sirve para proporcionarnos la tensión adecuada para que el conductor no quede ni muy flojo ni tampoco muy rígido. Se sacó también la tensión mecánica por el Método de

la Parábola. El Método de la Catenaria posee mayor exactitud pero como se está trabajando con claros muy cortos, se escogió el primer método; ahí se pudo sacar la flecha máxima, la longitud del arco del conductor, información suficiente para sacar la Tensión Máxima.

En este proyecto aunque no se realizó la plantilla para la localización de estructuras, se da una explicación para su localización y se dan los valores para el cálculo de la plantilla.

Para el cálculo eléctrico se tomó esta línea de subtransmisión como una línea corta, es decir, se despreció el efecto capacitivo de dicha línea; esto se debió a la longitud de la misma. La disposición de los conductores fue plana, luego se obtuvo la impedancia de la línea mediante el uso de tablas y cálculos realizados para poder tomar en cuenta la caída de potencial en la línea y así poder calcular el voltaje generado para después sacar la regulación de voltaje de la línea, el factor de potencia en el extremo generador y la eficiencia la cual dio muy alta (99.27%), ya que la regulación de la línea fue muy buena, es decir, 2.19%. Luego se hizo un estudio de la línea bajo distintas condiciones de carga y se

obtuvo el voltaje generado para las diversas condiciones -
a que se consideraron. El voltaje generado variaba muy -
poco; esto se debió como se dijo antes, a la buena regula-
ción de voltaje de la línea. Para finalizar se hizo --
la selección del aislamiento para luego incluirlo -
en el Estudio Económico de la línea.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA
William D. Stevenson.
- 2.- MANUAL PRACTICO DE ELECTRICIDAD PARA INGENIEROS (TOMO
2)
Fink-Beaty-Carroll
- 3.- REDES ELECTRICAS (2 TOMOS)
Jacinto Viqueira Landa
- 4.- ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION
Westinghouse
- 5.- LINEAS DE TRANSMISION Y REDES DE DISTRIBUCION DE PO- -
TENCIA ELECTRICA
Gilberto Enríquez Harper
- 6.- PROYECTOS ELECTRICOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION
Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica_
(IEEE)
- 7.- LINEAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA
Luis Marfa Checa

8.- MANUAL DE CALCULOS DE INGENIERIA ELECTRICA

Arthur H. Seidman, Harvin Mahrous, Tyler G. Hicks.

9.- INFORMACION PRACTICA SUMINISTRADA POR COMISION FEDE--
RAL DE ELECTRICIDAD, SECCION JALISCO.