

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS

2^a LINEA DE TRANSMISION
IXTAPANTONGO-MEXICO

T E S I S

que presenta para su

Examen Profesional

de

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

El Pasante

LUIS VILLALOBOS ARIAS

MEXICO, D. F.

1951.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas

Tesis Digitales

Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©

PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

UNICA
ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS
Dirección.

Núm. 731-1132.

Exp. Núm. 731/214.2/-

Al Pasante señor Luis Villalobos A.,
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud relativa me es grato transcribir a usted a continuación el tema que, aprobado por esta Dirección, propuso el señor profesor ingeniero Carlos Luca M., para que lo desarrolle como tesis en su examen profesional de Ingeniero MECANICO ELECTRICISTA.

"Estudio eléctrico y mecánico de las características que debe tener una nueva línea de transmisión Ixtapantongo-México para conducir la totalidad de la energía desarrollada en aquel sistema, en combinación con la línea actual. Proyecto general y presupuesto - aproximado de la construcción."

Ruego a usted que tome nota del contenido de la Circular que me permito enviarle adjunta al presente, con el fin de que cumpla con el requisito a que ella alude, - indispensable para sustentar su examen profesional.

Atentamente.

"POR MI PAZA HABLARA EL ESPIRITU"

México, D. F., a 7 de agosto de 1950.

EL DIRECTOR,

Rubrica.

Ing. Alberto J. Flores.

Circular Anexa.
AJF/aib.

A MI MADRE.
CON TODO CARINO.

A MI HERMANA.
con gratitud.

A mi Escuela.

A mis maestros.

A mis compañeros.

I N D I C E .

	Página.
Introducción.	1
Generalidades.	4

CAPITULO I.

Justificación de la línea.	6
----------------------------	---

CAPITULO II.

Diseño de la línea.	11
---------------------	----

CAPITULO III.

Cálculo Eléctrico.	41
--------------------	----

CAPITULO IV.

Diseño Mecánico.	49
------------------	----

CAPITULO V.

Protección.	62
Presupuesto.	67

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

Para el desarrollo del tema de este estudio, he tomado - como base, los datos que me fueron proporcionados en la Comisión - Federal de Electricidad por el Departamento de Obras Eléctricas.

Me esforcé por obtener el mayor conocimiento posible sobre la experiencia que se ha tenido en la primera línea Ixtapantongo - México, que con características semejantes, se construyó hace seis años aproximadamente.

Como puede observarse, al leer el desarrollo de esta tesis, se hacen algunas comparaciones entre la línea existente y la que se proyecta, pudiéndose notar, que tanto en la parte eléctrica como mecánica se han hecho modificaciones que redundan en beneficio de la nueva línea.

Por lo que respecta a la parte eléctrica se hicieron las siguientes modificaciones:

- a).- Se redujo el calibre del conductor, lo cual nos hace acercarnos más al "calibre económico" de él, sin perjuicio ninguno de la buena operación de la línea.
- b).- Se aumentó el aislamiento a fin de reducir el número de fallas que indica la experiencia son demasiado frecuente.

En lo relativo a la parte mecánica aún cuando se conser-

vó el mismo tipo de estructura se hicieron las modificaciones siguientes:

a).- Se suprimió la carga de hielo, ya que esta no se presenta. Esto puede representar una economía en las torres.

b).- Se modificó la altura de las torres aumentándola con relación a la altura normal que se tiene en la primera línea. Con ello se logró un número menor de torres, así como el suprimir un buen número de extensiones en las patas de ellas.

Todo lo anterior da como resultado una reducción, en forma apreciable, del costo total de la línea.

c).- Se aumentó la separación de los conductores dejando una sola de 5.00 m, en lugar de las dos de 4.70 y 6.90 m. que tienen las torres antiguas. Además de la simplificación hay ventajas de uniformidad, sin cambios de reactancias por Km. o sea menos expuestas a perjuicios por sobretensión.

d).- En las torres de transposición se especifica una nueva separación de conductores, diferente por completo a la anterior, pues se vió, en la práctica, que esta era insuficiente por acercamiento de los

conductores a tierra.

e).- Se tomaron en cuenta las nuevas disposiciones legales del Reglamento de Obras Eléctricas, aplicables a líneas.

En lo referente al presupuesto aproximado trato de acercarme lo más que me fué posible al costo verdadero de la línea tomando datos que son reales la mayoría y otros los más cercanos posibles de su valor real, estos últimos son casi todos referentes a construcción de la línea, pues el costo por mano de obra, solo fue estimado de acuerdo con cotizaciones antiguas sobre construcción de líneas de torres de acero.

GENERALIDADES.

Debido al incremento cada vez mayor en la demanda de -- energía eléctrica en el Valle de México, ocasionado por la crea-- ción de nuevas industrias y ampliación de las existente, así como un aumento cada vez mayor del público consumidor, día a día se ha-- ce mas notable la necesidad de una mayor producción de energía --- eléctrica.

No obstante la instalación de nuevas unidades generado-- ras, así como la ampliación de plantas hidroeléctricas que se en-- contraban en operación; trabajos que han sido realizados por la -- Compañía de Luz y Fuerza en sus sistemas, con el fin de aumentar la producción de energía eléctrica; el problema continua.

La Comisión Federal de Electricidad cuya finalidad es la electrificación del país, cuenta entre sus obras con las plantas -- que constituyen el Sistema Miguel Alemán, algunas de las cuales -- están ya en operación y otras en inmediata construcción. Dicho sis-- tema ha sido creado con el fin de alimentar en forma exclusiva a -- la ciudad de México.

Ante la necesidad de una mayor producción de energía eléc-- trica, como solución al problema de escasez de energía en el Valle de México, la Comisión Federal de Electricidad acelera, hasta donde le es posible, la construcción y terminación de las plantas del sis--

toma antes mencionado.

Actualmente la producción de energía en el sistema ha sido aumentada en forma considerable.

La energía producida actualmente es enviada a la Ciudad de México mediante la Línea de Transmisión existente, que empezando en la planta de Ixtapantongo termina en la Subestación denominada "El Alamo" en la Ciudad de México, mediante la cual se interconecta al sistema de la Compañía de Luz.

Esta línea consta de dos circuitos trifásicos montados sobre torres de acero, con una capacidad máxima de transmisión de 125,000 KVA totales y diseñada para operar a 150 KV.

CAPITULO I.

JUSTIFICACION DE LA LINEA Y DATOS BASICOS.

Justificación de la línea. El Sistema Miguel Alemán está constituido por las siguientes plantas hidroeléctricas cuyas capacidades y número de unidades se muestran en el dibujo número 1.

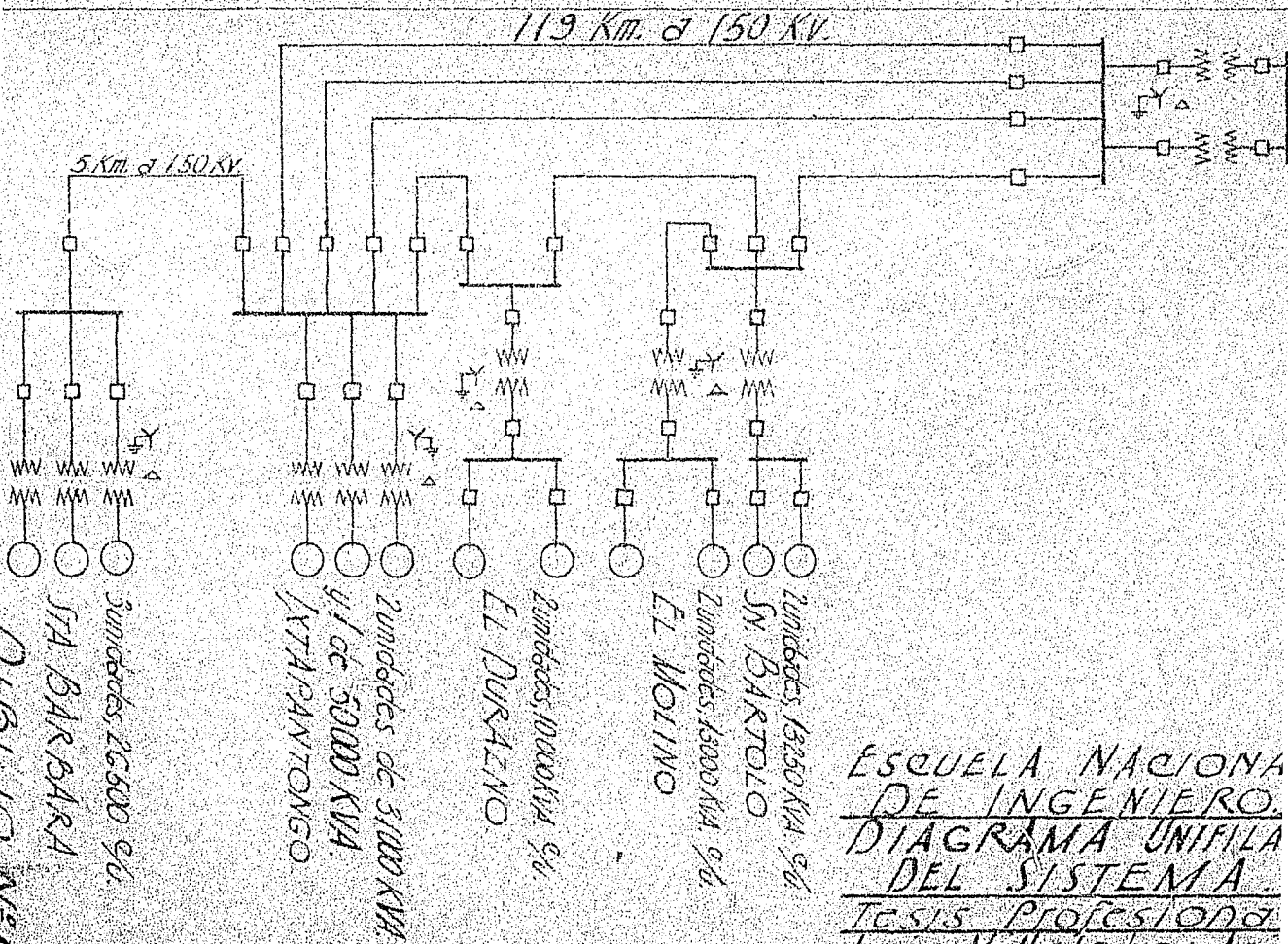
Planta.	Capacidad.
Santa Bárbara	79,500 KVA
Ixtapantongo	112,000 KVA
El Durazno	20,000 KVA
El Molino	26,000 KVA
San Bartolo	26,500 KVA
TOTAL:-	<u>264,000 KVA</u>

De las plantas que forman el sistema las dos nombradas - en primer término se encuentran ya en operación mientras que las - restantes se encuentran en vias de construcción.

Según datos obtenidos la Línea de Transmisión existente de Ixtapantongo a México tiene una capacidad máxima de transmisión de 125,000 KVA totales.

La capacidad total del sistema, según se muestra será de 264,000 KVA, una vez que hayan sido terminadas todas la plantas.

Se hace pues, evidente, la necesidad de una nueva línea que en unión de la existente pueda Transmitir el total de la ener-



ESQUEMA NACIONAL
DE INGENIERO
DIAGRAMA UNIFILAR
DEL SISTEMA
TESIS PROFESIONAL
LUIS VILLALBA ARIZ

gía generada en todo el sistema.

TRAZO DE LA LINEA. Es de suma importancia para el buen diseño de una línea de transmisión elegir con el mayor cuidado posible la trayectoria que deberá llevar en toda su longitud.

Este capítulo de los estudios previos, debe atenderse con gran cuidado, pues de él depende, en un gran porcentaje, una partida importante de la inversión que se efectúe en la línea.

En el caso que nos ocupa, prescindiremos de especulaciones al respecto, admitiendo como bueno el trazo elegido por la Comisión Federal de Electricidad, después de estudios concienzudos llevados a cabo en el terreno, teniendo en cuenta, cuando ellos fueron hechos para la primera línea, la necesidad de otra línea que corriera en forma paralela y adyacente, condición claramente ventajosa -- desde los puntos de vista de la construcción, mantenimiento y operación.

Según datos obtenidos y de acuerdo con el levantamiento topográfico realizado, se expresa lo siguiente:

La trayectoria de la línea será paralela y localizada a 30 m. del trazo de la línea de transmisión existente con longitud de 119 Km.

POTENCIA. Con el fin de que la línea resuelva la necesidad del sistema que es la de transmitir, en unión de la línea existente,

el total de la energía generada y considerando lo expresado al hacer la justificación de ella, la capacidad máxima que se considerará para el diseño de la línea es de 140,000 KVA.

TENSION DE TRANSMISION. La elección de la tensión de --- transmisión en el estudio de una línea debe hacerse teniendo en -- cuenta el aspecto económico esencialmente.

Para nuestro estudio consideraremos, sin tomar en cuenta otras alternativas y hacer un estudio minucioso, como tensión normal de transmisión la de 150 KV., basándonos para ello en lo si--- guiente:

- a).- La línea de nuestro estudio deberá operar en parale-- lo con la línea existente de características seme-- jantes, la cual ha sido diseñada para operar a 150 KV.
- b).- El equipo de la subestación ha sido especificado pa-- ra esta tensión, por lo tanto el hacer un cambio en la tensión originaria un cambio completo en equipo, respecto a la primera línea lo que ocasionaría un -- mantenimiento más difícil.

FRECUENCIA. Dada la finalidad primordial del Sistema Miguel Alemán, que es la de alimentar a la Ciudad de México y siendo la Compañía de Luz la encargada de la distribución de la energía,

es natural que la frecuencia del Sistema sea la misma a la que opera la Compañía de Luz, por lo tanto:

La Frecuencia de operación de la línea será de 50 ciclos por seg.

NUMERO DE CIRCUITOS. La línea será diseñada para dos circuitos trifásicos atendiendo a las siguientes causas:

a).- Transmitiendo la totalidad de la energía por un solo circuito, la corriente por hilo sería en forma aproximada de:

$$\frac{140000}{1.73 \times 150} = 540 \text{ amperos.}$$

Considerando este valor de corriente, para lograr una regulación máxima de 10% en la generadora, se haría necesario el empleo de un conductor de calibre excesivamente grande, lo cual resultaría, si no impracticable si absolutamente antieconómico.

a).- La práctica indica que para capacidades tan grandes como la de nuestro caso, resulta más conveniente la utilización de más de un circuito.

Lográndose, por otra parte, una mayor elasticidad en la transmisión, pues en caso de falla de un circuito, no se interrumpen totalmente los servicios.

DATOS METEOROLOGICOS.

A continuación se citan los datos obtenidos de la esta--

ción que la Comisión Federal de Electricidad ha construido en lugares cercanos, aquellos por donde atraviesa la línea.

	<u>COLORINES</u>	<u>VILLA VICTORIA</u>	<u>VALLE DE BRAVO</u>
Año	Temp. media °C	Temp. media °C	Temp. media °C
1940	20.47		
1941	20.86		
1942	19.79		
1943	18.71		
1944	19.10		
1945	19.24	13.7	
1946	19.07	13.9	
1947	19.46	13.6	16.6
1948	19.81	14.0	19.8
1949	19.60	13.6	18.5

Los datos proporcionados por el Observatorio de Tacubaya, D.F. para el Valle de México son:

Altitud:	2308 m.s.n.m.
Presión Barométrica media:	583.5 mm. Hg.
Temperatura mínima extrema:	-4 °C
Temperatura máxima extrema:	35 °C
Velocidad máxima de viento:	32.0 m/seg.

CAPITULO II.

DISEÑO DE LA LINEA.

REQUISITO ECONOMICO. Se entiende por calibre económico de conductores, en una línea de transmisión, aquel que ocasionará un - gasto anual mínimo.

La suma del gasto anual por KVA desperdiciados más el gas-
to anual por capital invertido en el conductor, nos da el gasto ---
anual de dicho conductor.

En otras palabras, "el conductor mas económico es el que-
causa gastos por energía iguales a gastos por capital".

Para lograr que el gasto anual sea mínimo, deberá llenar-
se la condición de que los dos factores que forman la suma sean ---
iguales.

Por lo tanto mientras más cerca estemos de lograr dicha -
condición más nos acercamos a obtener el calibre económico del con-
ductor.

En el estudio para determinar la sección económica del --
conductor, se emplea el método del Ing. Carlos Luca en su aplica---
ción a una línea larga como es la que constituyo este tema.

La determinación del costo del KVA instalado en el bus de
alta de la subestación, se hará tomando como base para los cálculos
la planta de Ixtapantongo, que es sobre la cual existen mayor núme-
ro de datos referentes a los costos de equipos y gastos de mano de

obra.

El valor que se obtenga será diferente seguramente del -
que se obtendría en caso de considerar las otras plantas, sin em--
bargo es suficiente para el cálculo económico que se hace.

COSTO DEL KVA INSTALADO EN EL BUS DE ALTA.

- | | |
|--|------------------|
| a).- Obras hidráulicas y equipo para ellas,
para 2 máquinas de 31,000 KVA c/u. | \$ 20,745,516.00 |
| b).- Obras hidráulicas y equipo para ellas,
para una máquina de 50000 KVA. | 13,897,600.00 |
| c).- Equipo hidráulico de la casa de má--
quinas para 2 unidades de 31000 KVA
c/u. | 3,442,725.00 |
| d).- Equipo hidráulico de la casa de má--
quinas para 1 Unidad de 50,000 KVA. | 2,975,000.00 |
| e).- Equipo y material eléctrico de conjun--
to en la casa de máquinas para 2 Uni--
dades. | 6,431,846.00 |
| f).- Equipo y material eléctrico de conjun--
to en la casa de máquinas para 1 Uni--
dad. | 3,500,000.00 |
| g).- Subestación elevadora 13.2/110 150 KVA
para 2 máquinas. | 2,773,952.00 |

h).- Subestación elevadora 13.2/110-

150 KVA. \$ 1,543,280.00

i).- Costo de campamentos construido

para la realización de las obras

en todo el sistema. 2,686,144.00

CAPITAL INVERTIDO \$ 57,996.033.00

COSTO DE EQUIPO.

Equipo hidráulico. \$ 6,417,725.00

Equipo Eléctrico. 9,931,846.00

Subestación elevadora 4,317,232.00

\$ 20,766,803.00

COSTO DE CONSTRUCCION.

Obras hidráulicas. \$ 34,643,116.00

Obras eléctricas. 2,345,650.00

Campamentos construidos para la

realización de las obras. 2,686,144.00

\$ 39,674,910.00

GASTOS FIJOS:

a).- Impuestos por KVA generado = \$ 0.003

$0.003 \times 0.003 \times 112000 \times 365 \times 24$ \$ 2,943,360.00/año

b).- Seguros.

Se ha estimado la cantidad de

\$10,300.00 por cada máquina -

por lo tanto tenemos.

\$ 30,900.00/año

c).- Salarios.

En la planta \$ 207,500.00

Por administración local 6,580.00

En oficinas centrales 291,690.00 505,770.00/año

d).- Gastos Generales.

Materiales y mantenimiento de la

planta. 32,855.00/año

Idem para la subestación. 10,500.00/año

Material y gastos de administra-

ción local. 10,000.00/año

Transporte y mantenimiento de --

campamento. 7,352.00/año

Gastos de administración. 20,000.00/año

Prestaciones sociales. 3,000.00/año

Almacén. 1,000.00/año

Miscelaneas. 3,500.00/año

\$ 188,207.00/año

CARGOS.

a).- 6 % sobre el capital invertido para electrificar el país $0.06 \times 57.996.033.00 = \$ 3,479,761.98$ anual.

b).- 5 % por depreciación, llamado "fondo de retiro y -- reemplazos", sobre equipo instalado únicamente.

$$0.05 \times 20,766,803.00 = \$ 1,038,340.15 \text{ anual.}$$

c).- 2% Entero anual sobre equipo instalado.

$$0.02 \times 20,766,803.00 = \$ 415,336.06 \text{ anual.}$$

La suma de los cargos más los gastos fijos calculados -- nos dará el total del gasto anual que será de:

\$ 2,943,360.00

\$ 30,900.00

\$ 505,770.00

\$ 188,207.00

\$ 3,479,761.98

\$ 1,038,340.15

\$ 415,336.06

\$ 8,601,675.19

La capacidad total de la planta es de 11,200 KVA dividida en dos unidades de 31,000 KVA cada una y una tercera unidad de 50,000 KVA.

Teniendo en cuenta la regulación de los transformadores los KVA disponibles en el bus de alta son:

$$112,000 \quad 5.3 \% \quad = \quad 106064$$

Siendo el gasto anual de \$ 8,601,675.19 para 106064 KVA, el gasto anual de un KVA en el bus de alta es de:

$$\frac{8,601,675.19}{106,064} = 81.10 \quad \text{pesos/KVA x año.}$$

GASTO ACTUAL DEL CONDUCTOR.

Considerando que el conductor puede ser de cobre ó de --
aluminio, obtendremos los gastos anuales que produce cada clase --
de conductor y haremos una comparación de ellos.

	COBRE	A.C.S.R.
Precio Cu. Electrolítico.	4.10 \$/Kg.	
Por maquila.	1.80 "	
Precio aproximado.	5.90 "	4.75 \$/Kg.
Por transporte e instalación	2.00 "	3.00 "
Costo Total, instalado	7.90 "	7.75 "

GARGOS ANUALES.

Interés de capital 6%	0.674 "	0.465 "
Retiros y reemplazos 4%	0.316 "	0.310 "
Entero anual 2%	0.158 "	0.155 "
Mantenimiento 1 y 2%	0.079 "	0.155 "
GASTOS TOTAL ANUAL:-	1.227 \$/Kg.	1.085 \$/Kg.

Es pertinente hacer algunas aclaraciones sobre la comparación anterior:

- a).- Se ha considerado mayor cargo por instalación al --
conductor de aluminio, por requerir mayor cuidado
en el tendido, así como también por ser más labo--

rioso el empalme y enclavado de este conductor que el del cobre.

- b).- Los cargos de retiros y reemplazos se han considerado, para el cobre, sobre el costo de maquila, transporte e instalación únicamente, ya que el cobre electrolítico se recupera totalmente, existiendo la posibilidad de un aumento de precio con el tiempo, lo que no ocurre con el aluminio.
- c).- Respecto a los cargos de mantenimiento se han considerado esos valores por ser más laboriosas las reparaciones para el aluminio, más expuesto a fallar por vibración que el conductor de cobre.
- d).- Si el conductor de cobre se fabricara en México - la maquila resultaría barata.

COMPARACIONES.

- 1o.- La inversión inicial, así como los cargos anuales por cables de cobre, resultan poco mayores que los correspondientes del cable de aluminio. Por lo tanto, económicamente, se tendría cierta preferencia por el cable de aluminio.
- 2o.- Una ventaja a favor del cobre es el hecho de que se tendrá una línea con cable igual al de la línea

ya instalada. El cable, el herraje y las herramientas serán intercambiables, la técnica de montaje y el mantenimiento será la misma, con el aprovechamiento de la experiencia.

30.- La experiencia que se tiene en los 6 años que llevan de instalados los conductores de cobre de la línea existente, muestra que no se ha registrado ninguna falla en ellos. Pudiera ocurrir lo mismo con los conductores A.C.S.R. pero del cobre ya se tiene la seguridad, no así del aluminio.

40.- Si bien es cierto que el cable de cobre es fabricado en el extranjero, de todas maneras el cobre será obtenido del país, lo que representa una ayuda a la economía del país.

CONCLUSION.

Tomando en consideración las comparaciones anteriores y las ventajas de cada clase de conductor, se elige para los conductores de la línea de transmisión cable de cobre.

Los conductores que se consideran para la determinación del calibre económico tienen las siguientes características:

<u>Area</u>		<u>Peso</u>		<u>Resistencia</u>	
mm ²	C M	Kg/Km	Kg/3570 Km	Ohm/Km	Ohms/119 Km
107	211600	994.5	355036	0.191	22.73
127	250000	1173.6	418975	0.162	19.28
152	300000	1407.7	502549	0.135	16.06
177	350000	1631.4	582410	0.115	13.68
202	400000	1876.0	669732	0.101	12.02

La reactancia y susceptancia capacitiva, para una separación de conductores de 6.30 m. son prácticamente iguales para todos ellos y con valores respectivos de:

0.40 ohm/Km. y 4.33×10^{-6} mhos/Km.

PERDIDAS EN LA TRANSMISION.

El cálculo de las pérdidas de KVA en la línea, se hará -
teniendo como base los siguientes valores en el extremo generador.

La transmisión de 70000 KVA por circuito a factor de po-
tencia 0.9 atrás y a 150 KV de tensión.

TENSION.

$$\frac{150.000}{1.73} = 86700 + j 0 \text{ volts al neutro.}$$

INTENSIDAD DE CORRIENTE.

$$\frac{70000}{1.73 \times 150} (0.9 - j 0.436) = 243 - j 117.7 \text{ amp.}$$

$$86700 \times j 4.33 \times 10^{-6} \times 59.5 = \frac{j 22.3}{243 - j 140 \text{ amp.}}$$

La caída de potencial en la línea es:

$$(R + j 47.6) (243 - j 140) = 6664 + 243R - j 1140R + j 11567$$

Para cada conductor el valor de la caída, el potencial
y la intensidad en el extremo receptor, así como las pérdidas --
están expresadas a continuación:

Conductor (CM)	211600	250000	300000	350000	400000
Caída (KV)	15.0	14.5	14.1	13.9	13.8
Potencial (KV)	71.7	72.2	72.6	72.8	72.9
Intensidad (Amp.)	288.7	288.7	288.7	288.7	288.7
KVA Transmitidos.	70000	70000	70000	70000	70000
KVA Recibidos.	62270	62530	62880	63050	63140
KVA perdidos	7730	7570	7120	6950	6860

Considerando los valores de KVA. instalados y costo por conductor, se obtiene la siguiente tabla comparativa para determinar el calibre económico del conductor.

Conductor (CM)	Gastos p/KVA desperdiciados \$/año	Gasto p/conductor \$/año	Gasto total \$/año
211600	626903	435629	1062532
250000	613927	514082	1128009
300000	577432	616628	1194060
350000	563645	714617	1378262
400000	556346	821761	1378107

El valor mínimo del gasto total por año nos lo da el conductor de 211600 CM, por lo que: el calibre económico es el de es-

te conductor.

REQUISITO TERMICO.

Considerando la corriente máxima en la línea así como la temperatura máxima, tendremos el caso más desfavorable de efecto térmico.

Transmitiéndose 70000 KVA a la tensión de 150 KV la corriente máxima tendrá un valor de:

$$\frac{70000}{150 \times 1.73} = 270 \text{ amp.}$$

La temperatura máxima del ambiente que se registra a lo largo de la línea es de 35° C.

Para cada uno de los conductores considerados en este estudio y de acuerdo con la gráfica No. 1 que nos da las constantes de disipación de los cables, según su diámetro, se obtienen los resultados expresados en la siguiente tabla,

A	D	K	R	P	t	T	d
mm ²	cm	$\frac{\text{watts}}{\text{Km.}^\circ\text{C}}$	$\frac{\text{Ohms}}{\text{Km.}}$	$\frac{\text{Watts}}{\text{Km.}}$	°C	°C	$\frac{\text{amp.}}{\text{mm}^2}$
107	1.78	750	0.191	13925	18.5	53.5	2.52
127	1.95	780	0.162	11810	15.0	50.0	2.12
152	2.13	860	0.135	9840	11.5	46.5	1.77
177	2.18	895	0.115	8380	9.4	44.4	1.52
202	2.57	930	0.101	7360	8.0	43.0	1.33

te conductor.

REQUISITO TERMICO.

Considerando la corriente máxima en la línea así como la temperatura máxima, tendremos el caso más desfavorable de efecto térmico.

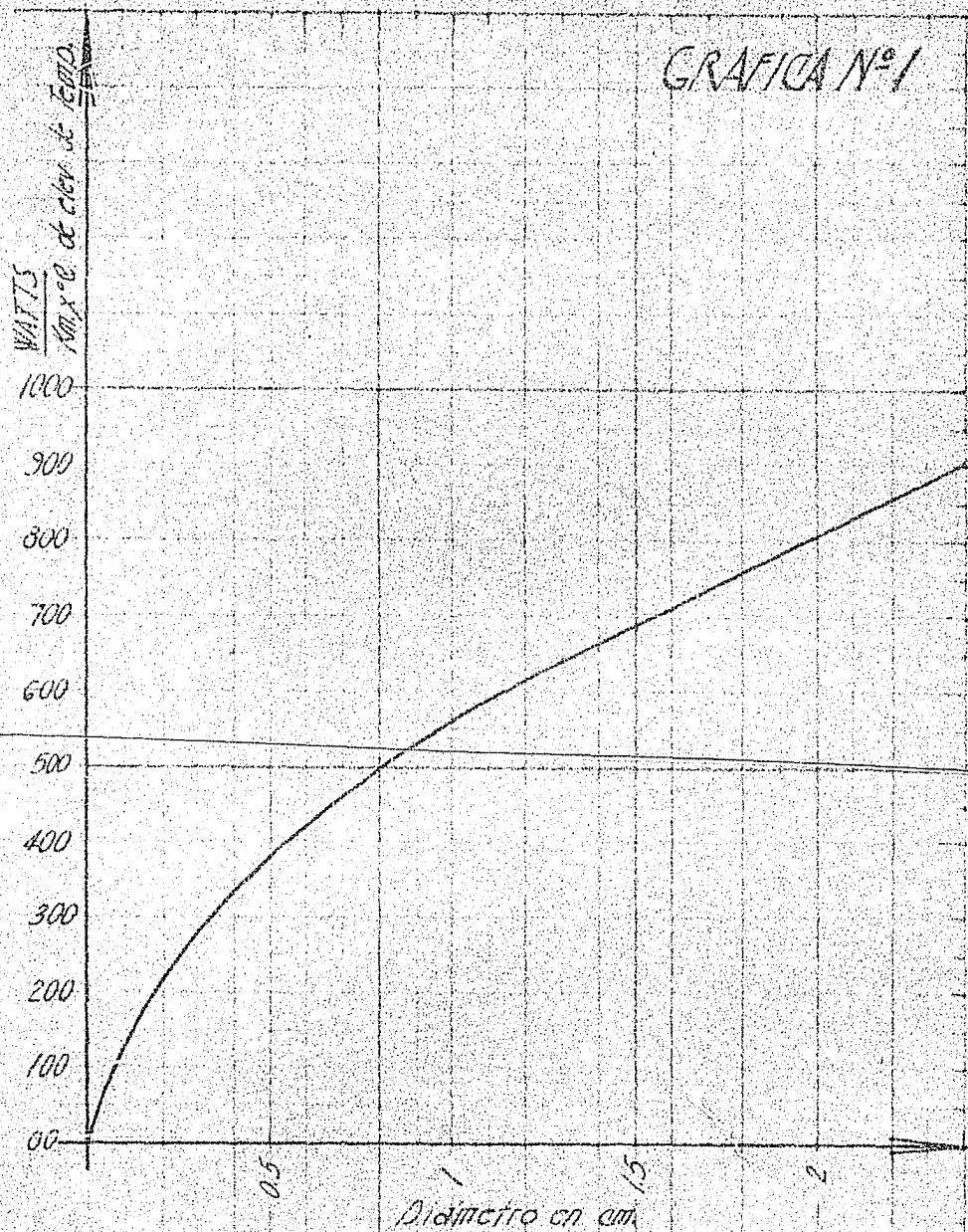
Transmitiéndose 70000 KVA a la tensión de 150 KV la corriente máxima tendrá un valor de:

$$\frac{70000}{150 \times 1.73} = 270 \text{ amp.}$$

La temperatura máxima del ambiente que se registra a lo largo de la línea es de 35° C.

Para cada uno de los conductores considerados en este estudio y de acuerdo con la gráfica No. 1 que nos da las constantes de disipación de los cables, según su diámetro, se obtienen los resultados expresados en la siguiente tabla.

A	D	K	R	P	t	T	d
mm ²	cm	watts Km °C	Ohms Km.	Watts Km.	°C	°C	amp. mm ²
107	1.78	750	0.191	13925	18.5	53.5	2.52
127	1.95	780	0.162	11810	15.0	50.0	2.12
152	2.13	860	0.135	9840	11.5	46.5	1.77
177	2.18	895	0.115	8380	9.4	44.4	1.52
202	2.57	930	0.101	7360	8.0	43.0	1.33



GRAFICA DE LUKE
DISIPACION DE CALOR POR
CONDUCTORES CILINDRICOS.

En la que:

A = Area de los conductores.

D = Diámetro de los conductores.

K = Constantes de disipación, valores tomados de la Gráfica.

R = Resistencia de los conductores.

P = Potencia disipada en un Km. de conductor (RI^2)

t = Sobrecalentamiento de los conductores.

T = Temperatura máxima alcanzada por los conductores.

d = Densidad de corriente.

REQUISITO DE IONIZACION.

La fórmula que nos da el voltaje crítico disruptivo medido entre fase y neutro es la siguiente:

$$KV = 21.1 N^{2/3} \ln \frac{D}{r} \text{ Kilovolts al neutro}$$

en la que:

N representa la densidad del aire y es igual a:

$$N = \frac{3.92 b}{273 + t}$$

En la que:

b = presión barométrica (cms. de mercurio).

t = Temperatura °C.

m = Factor del cable = 0.85

r = Radio del conductor en cm.

D = Distancia entre conductores en cm. = 630 cm.

Para el punto de altitud máxima en la línea que es de - 3300 m., el valor de N es el siguiente:

b = 52 cm. de mercurio.

t = 18 °C

$$N = \frac{3.92 \times 52}{273 + 18} = 0.70$$

Con los valores de N, m y D, que se han considerado, la fórmula para determinar el voltaje crítico disruptivo es:

$$KV = 30.66 r \log \frac{630}{r} \text{ kilovolts al neutro.}$$

En la que al sustituir el valor de r para cada conductor nos da los valores expresados en la siguiente tabla, en la cual se encuentran indicados también, los factores que intervienen en la fórmula para determinar las pérdidas por corona, y que tiene la siguiente expresión:

$$\frac{3 \times 20.9 f (KV)^2 F}{\log. (D/r)} 10^{-6} \frac{KW}{Km.}$$

Conductor					
Cm	211600	250000	300000	350000	400000
r	0.89	0.97	1.06	1.09	1.28
KU	73.80	83.00	89.50	91.60	104.87
KU	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7
$\frac{KU}{KU_0}$	1.17	1.04	0.98	0.946	0.826
f	0.085	0.053	0.036	0.025	0.018
$\frac{KW}{Km}$	0.71	0.45	0.31	0.22	0.17

En la que:

r = radio del conductor en cm.

KU₀ = Potencial crítico disruptivo, KV al neutro.

KU = Potencial del trabajo, KV al neutro.

F = Factor que depende de la relación $\frac{KU}{KU_0}$

f = Frecuencia

$\frac{KW}{Km}$ = Pérdidas en kilowats/km de los 3 conductores.

Se recomienda que el valor de las pérdidas no sea mayor 0.62 KW/km, en los 3 conductores.

Debe también notarse que en el punto de altitud máxima la tensión es menor de 86.7 KV al neutro, debido a la caída en la línea, ya que el primero de los puntos con esta altitud esta situa

do a un tercio de la longitud de la línea, partiendo del extremo -
generador.

El valor de la tensión en este punto, es aproximadamente
igual a 83.00 KV. Como puede verse, el conductor de 250000 C., es
aceptable por efecto corona, ya que además, la pérdida por dicho -
efecto, es de menor valor que la máxima de 0.62 KW/Km.

REQUISITO DE REGULACION.

Para el estudio sobre regulación se considerarán los ca--
sos siguientes:

- 10.- Caso.- Con línea abierta, carga nula en el extremo
receptor.

Con un valor de tensión de 150 KV en el extremo gene-
rador, en el extremo receptor, por efecto Ferranti,
la tensión adquiere un valor de:

$$86700 + (R+j 47.6) j 257 \times 10^{-6} \times 86700 = 87700 + j 22 \text{ R volts.}$$

El módulo de potencial en el extremo receptor, des-
preciando la parte reactiva, por ser pequeña, es de
87700 volts al neutro.

2o.- Caso.- Carga en el extremo generador con el valor del 50% de la total transmitida (70,000 KVA).

Corriente en el extremo generador.

$$\frac{35000}{1.73 \times 150} (0.9 - j 0.436) = 121 - j 59 \text{ amp.}$$

$$86700 \times j 257 \times 10^{-6} = \frac{- j 22}{121 - j 81 \text{ amp.}}$$

La caída de potencial en la línea es:

$$(R + j 47.6) (121 - j 81) = 3850 + 121 R - j 81 R + 5760 \text{ volts.}$$

Al sustituir el valor de la resistencia R para cada conductor, encontraremos el valor de la caída las cuales están expresadas en la tabla siguiente:

Conductor (CM)	211600	250000	300000	350000	400000
Caída (KV)	7.680	7.480	7.310	7.200	7.100
Módulo de Potencial extremo receptor (KV).	79.00	79.22	79.39	79.50	79.60

3o.- Caso.- Carga plena en el extremo generador (70000 KVA)
a factor 0.9 atrás y tensión de 150 KV.

El valor de caída y el módulo de potencial en el extremo receptor, ya fue determinado al estudiar el requisito económico, los valores encontrados son los siguientes:

Conductor (CM)	211600	250000	300000	350000	400000
Caída (KV)	14.8	14.5	14.1	13.9	13.8
Módulo de Potencial extremo re ceptor.	71.9	72.2	72.6	72.8	72.9

El valor de las regulaciones en % se muestran en la tabla siguiente:

Los porcientos que estan colocados junto a la tensión - se refieren a carga transmitida, todos los valores corresponden a la receptora.

Conductor (CM)	211600	250000	300000	350000	400000
V 0%	87.7	87.7	87.7	87.7	87.7
V 50%	79.00	79.22	79.49	79.5	79.6
V 100%	71.7	72.2	72.6	72.8	72.9
Reg 100%	22	21.5	21	20.5	20.3
Reg 50%	10.5	9.8	9.3	9.2	9.1

El valor de las regulaciones se obtuvo como sigue:

$$\text{Reg. 100\%} = \frac{V 0 \% - V 100 \%}{V 100 \%} \times 100$$

$$\text{Reg. 50\%} = \frac{V 50 \% - V 100 \%}{V 100 \%} \times 100$$

ELECCION DEL CONDUCTOR.

Tomando en cuenta los resultados obtenidos al tratar los requisitos económicos, térmico, de ionización y regulación para cada uno de los conductores, y que se expresan aquellos en forma condensada en la tabla siguiente, se elegirá el conductor apropiado.

Conductor (CM)	211600	250000	300000	350000	400000
Gasto total (\$/año)	1562532	1128009	1194060	1378262	1378107
Sobrecalentamiento (°C)	18.5	15.0	11.5	9.4	8.0
Voltaje crítico disruptivo (KV) - al neutro.	73.8	83.0	89.5	91.6	10.5
Pérdidas efecto corona KW/Km).	0.71	0.45	0.30	0.21	0.16
Regulación % con variación del 50% al 100% de carga	10.5	9.8	9.3	9.2	9.1
Regulación % con variación de 100% de carga	22.0	21.5	21.0	20.5	20.3

De acuerdo con los valores obtenidos que han sido encontrados tomando en cuenta las peores condiciones que pueden presentarse en la línea se concluye lo siguiente:

Se elige para conductor de la 2a. Línea de Transmisión - Ixtapantongo-México, conductor de cobre de 250000 CM, area de 127 mm² y diámetro exterior de 1.95 cm.

AISLAMIENTO.

Son diversas las recomendaciones que se hacen para la determinación del nivel de aislamiento que debe de llevar una línea de transmisión.

Algunas de estas recomendaciones se basan en experiencia que se ha tenido con líneas que operan satisfactoriamente y en condiciones semejantes y se sugiere ponerle el mismo aislamiento.

Otra recomendación también de carácter práctico, para --- líneas de 110 KV o más, es la de multiplicar la tensión normal de --- una línea por un factor de 1.5 a 2.2 para obtener la tensión de flameo en húmedo, del aislamiento.

Se recomienda el proteger el aislamiento contra las olas de potencial provocada por los rayos y de acuerdo con las probabilidades de la descargas a lo largo de la línea.

Una recomendación más, es la que el grado de aislamiento de la línea sea casi igual al grado de aislamiento de las subesta-- ciones de los extremos de aquella.,.

Creo en primer término, que en una línea de transmisión - el ahorro en el aislamiento, es un ahorro mal entendido.

En la determinación del aislamiento de una línea, debe --- tomarse muy en cuenta la importancia de ella. En un caso como el ---

presente en la que se tiene una línea de gran capacidad y de tanta importancia, el ahorro que en aislamiento se pensara pudiera hacer se, no compensaría los gastos que ocasionaría una interrupción en el servicio de la línea por falla precisamente en aislamiento.

En cuanto a la recomendación de que el grado de aislamiento entre la línea y la subestación sea casi igual, no estoy de acuerdo en ello; pues si bien es cierto que cualquier falla por aislamiento en el equipo de la subestación, ocasiona grandes pérdidas seguramente mucho mayores que las que ocasiona una falla en la línea, también es cierto que la subestación cuenta con una gran protección mediante los pararrayos que en ella se colocan, lo cual no tiene la línea.

Hay que considerar además, que la línea tiene una mayor exposición para las descargas atmosféricas que la subestación, estando por ello más expuesta a los efectos de los rayos.

Considero por lo tanto, que entre el grado de aislamiento de la subestación y la línea, debe de existir cierta proporcionalidad de acuerdo con la longitud de ésta y la superficie de aquella.

En nuestro caso particular, el aislamiento que se eligirá para la línea tiene como base fundamental la siguiente experiencia.

La línea de transmisión existente, de características semejantes a la de este estudio, operando desde hace varios años, ha

tenido un número apreciable de interrupciones debido a las descargas atmosféricas, estas descargas se localizan en el 90% de los casos en un lugar cercano a la planta, que es de los puntos de menor altitud en toda la línea.

El aislamiento de esta línea está constituido por cadenas de aisladores con un número variable de disco por cadena, a lo largo de ella, esta variación se debió al deseo de obtener un aislamiento lo más uniforme posible en toda su longitud. El número de discos por cadena varía de 11 a 13, obteniéndose una tensión de flameo en húmedo, de 330 KV en forma uniforme.

La práctica ha demostrado que este aislamiento es insuficiente, pues las interrupciones como se dijo han sido frecuentes.

En el caso presente daremos un mayor grado de aislamiento, para lo cual especificamos lo siguiente:

Toda cadena de aisladores estará formada por 14 discos, en las estructuras de suspensión, y por 15 discos en las estructuras de tensión, a lo largo de toda la línea.

Los aisladores seleccionados son de fabricación comercial y con las siguientes características:

Altura: 127 mm. Diámetro: 254 mm.

Resistencia mecánica: 6800 Kg.

Altura sobre el nivel del mar en pies (1.83 m)

Factor de corrección
por altura para voltaje
de potencia referido al
nivel del mar

3000

2000

1000

0

0.50

0.75

0.90

0.98

Factor de
corrección

GRAFICA N°2

Las cadenas de aisladores, compuestas de 14 discos, tienen los siguientes valores críticos de tensión de flameo en húmedo:

Para una altura sobre el nivel del mar de 1400 m, el punto mas bajo de la línea, y de acuerdo con el valor del "factor de corrección por altitud", obtenido de la gráfica número 2, es de:

$$520 \times 0.86 = 447 \text{ KV.}$$

Para una altura sobre el nivel del mar de 3300 m, el punto mas alto de la línea, el valor de la tensión resulta de:

$$520 \times 0.71 = 369 \text{ KV.}$$

Para una altura sobre el nivel del mar de 2800 m. que es la altura, de aproximadamente el 65% de la longitud de la línea, - el valor crítico de la tensión, es de:

$$520 \times 0.74 = 385 \text{ KV.}$$

El valor de esta relación podrá parecer elevado, pero -- debe tenerse en cuenta que es precisamente en la parte baja donde se ha localizado la falla del aislamiento, el cual está, en la -- línea existente, formado por cadena de 11 discos; con un valor -- crítico de tensión en húmedo de:

$$415 \times 0.86 = 357 \text{ KV.}$$

En cuanto a la relación existente entre la tensión de -- flameo y la tensión de operación, considerando el caso extremo o -

sca en el lugar de máxima altitud, tiene un valor de:

$$\frac{369}{150} = 2.46$$

y en el 65% de la línea el valor de la relación mencionada será de:

$$\frac{385}{150} = 2.57$$

Es posible que el costo por concepto de aislamiento pudiera ser disminuido, pero creo que el aumento de costo que se tiene al poner un nivel de aislamiento tal como quedo especificado, esta compensado, con creces, con la mejor operación de la línea en estudio, respecto a la línea existente que nos ha servido de base para determinar el nivel de aislamiento.

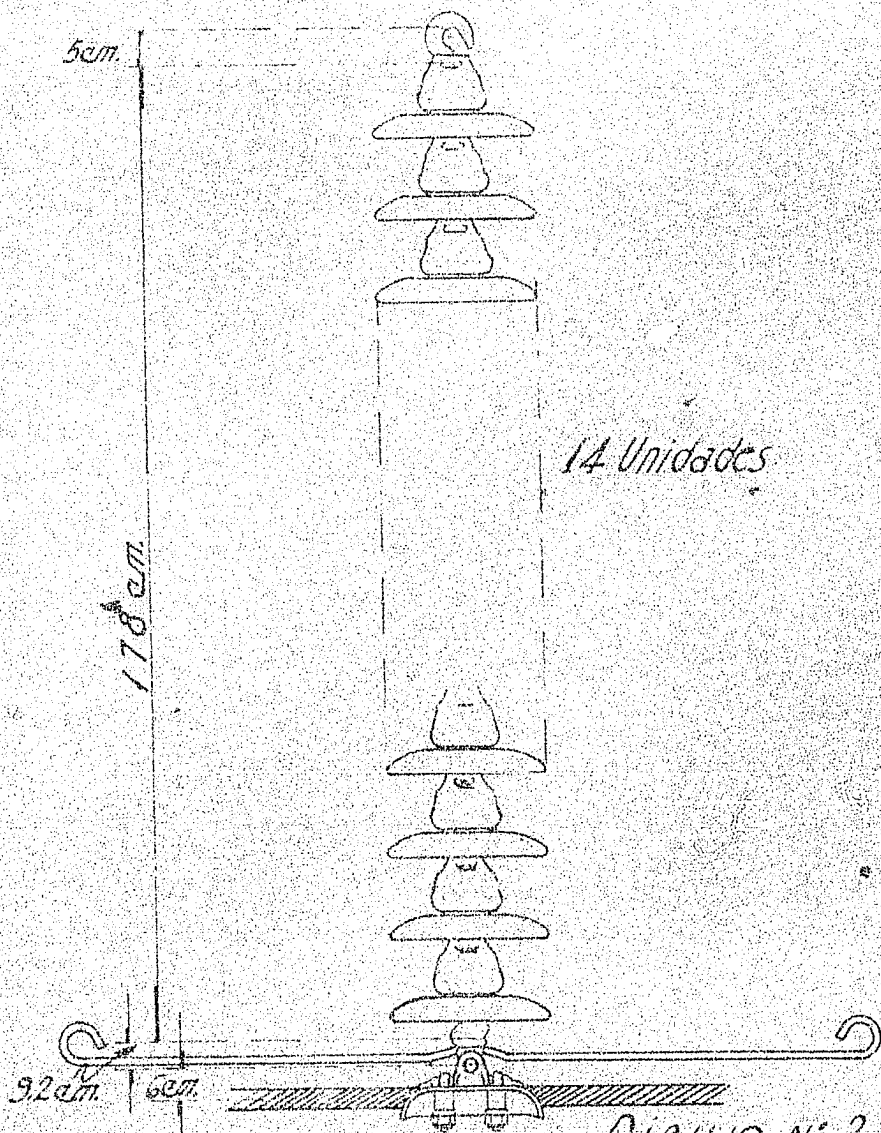
SUJECION DE LAS CADENAS DE AISLADORES. LONGITUD DE ELLAS Y HERRAJES.

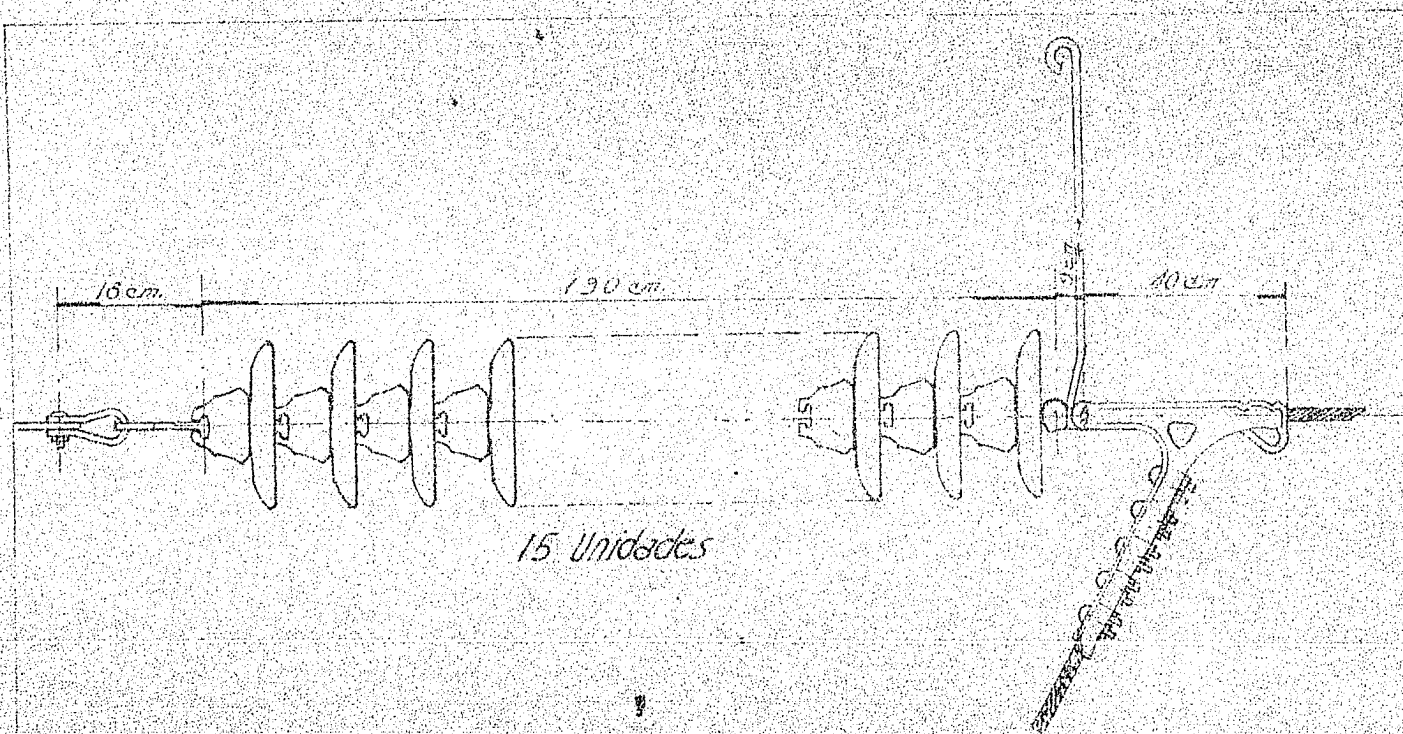
Cadena de Suspensión. La forma de sujeción de la cadena a la estructura se muestran en el dibujo No. 2 indicándose el número de aisladores, la longitud con valor de 1.90 m, tomando en cuenta los herrajes indicados en el dibujo.

Cadena de Tensión. Se muestra igualmente con todos sus herrajes y longitud de 2.00 m, en el dibujo No. 3.

Distancia entre Conductores. La distancia entre conductores se muestra en el dibujo No. 4.

CADENA DE SUSPENSION PARA EL CABLE CONDUCTOR





ESCUELA NACIONAL
DE INGENIEROS.
CADENA DE TENSION
PARA CABLE CONDUCTOR
Tesis Profesional
Luis Villalobos Ariz.

DIBUJO N° 3

De estos valores se obtuvo el valor de la "distancia media geométrica", para los conductores de cada circuito habiéndose obtenido un valor de: 635 cm.

Distancia mínima del conductor a tierra.

Con la disposición de los conductores indicados en el dibujo No. 4 que nos muestra el tipo de estructura, la distancia a tierra de los conductores en condiciones normales es la correspondiente a la longitud de la cadena de aisladores.

Cuando la acción del viento llega a su valor máximo y actúa en dirección normal a los conductores, obligándolos a desplazarse en determinado ángulo con respecto a la vertical, la distancia a tierra de los conductores alcanza su valor mínimo.

La máxima presión de viento, que ocurre cuando la velocidad de él llega a su valor máximo, viene dada por la fórmula:

$$P = 0.00471 v^2 \text{ Kg/m}^2$$

En la que: v = velocidad en Km/hora.

La velocidad máxima registrada en la región por donde atraviesa la línea es de:

$$v = 32 \text{ m/seg. o sea } v = 115 \text{ Km/hora.}$$

por lo que el valor máximo de presión de viento será:

$$P = 0.00471 \times 115^2 = 62 \text{ Kg/m}^2$$

en un metro de conductor la presión vale:

$$62 \times 0.0195 \times 1 = 1.21 \text{ Kg/m.}$$

Siendo el peso del conductor de 1.17 Kg/m , el ángulo que formará - este, bajo la acción del viento, con relación a su posición normal, será prácticamente un ángulo de 45° .

Para una tensión de 150 KV, la distancia mínima a tierra permitida, cuando esta distancia se tiene en forma permanente, es de 1.65 m, en nuestro caso esta distancia resulta demasiado grande, ya que las condiciones que originan una distancia mínima, menor que la normal que es la correspondiente a la longitud de la cadena con valor de 2.00 m, se presentan en forma esporádica y corto tiempo - de duración.

Tomando en cuenta lo anterior expresamos que:

La distancia mínima de los conductores a tierra en las -
estructuras de suspensión será de 1.30 m, cuando los con-
ductores y la cadena de aisladores forman un ángulo de -
45° con la vertical.

Claro máximo por separación de los conductores
en el centro del claro.

La separación horizontal que tienen los conductores en los
apoyos, cuyo valor mínimo es de 7.00 m. es suficiente para un claro
en el cual, el valor de la flecha sea el que a continuación se calcu
la mediante la fórmula:

$$d = 2 f \operatorname{sen} B + d_m.$$

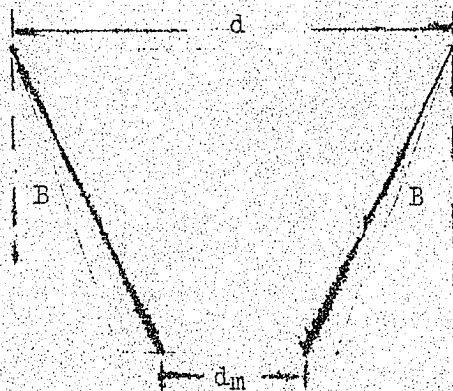
fórmula de acuerdo con una norma de la Sociedad de Electricistas -
Alemanes, en la que:

d = Distancia horizontal en los apoyos.

B = Angulo que forma el conductor con la vertical con má
xima presión de viento = 45° .

f = Flecha del conductor en m., en el centro del claro.

d_m = Distancia mínima permitida entre conductores de acuer
do con la tensión. = 2.25 m.



Sustituyendo valores tenemos:

$$7 = 2 f \sin \frac{45^\circ}{8} + 2.25 \text{ m.}$$

$$f = \frac{7-2.25}{2 \times 0.098} = 24.23 \text{ m.}$$

El claro correspondiente a este valor de flecha encontrados es de 500 m.

Por lo tanto:

Las torres normales de suspensión se podrán emplear, por distancia entre conductores, hasta claros máximos de 500 m.

CAPITULO III.

CALCULO ELECTRICO.

Para el estudio eléctrico del comportamiento de la línea tomaremos como base los datos siguientes:

Dos circuitos trifásicos con cables conductores de cobre.

Capacidad por circuito: 70 000 KVA.

Tensión entre fases: 150 KV.

Frecuencia del Sistema: 50 ciclos/seg.

Longitud de la línea: 119 Km.

Características de los conductores:

Cable de cobre hueco tipo anaconda.

Número de cables: 18.

Area de los conductores: 126.5 mm^2 (250 000 CM)

Diámetro exterior: 1.95 cm.

Resistencia con c.c. a 25° C : 0.148 Ohm/Km.

Resistencia con c.c. a 50° C : 0.161 Ohm/Km.

Resistencia con c.a. a 25° C : 0.149 Ohm/Km.

Resistencia con c.a. a 50° C : 0.162 Ohm/Km.

Coefficiente de resistencia eléctrica: $0.00382 \text{ } 1/^\circ\text{C}$.

Radio medio geométrico: 0.85 cm.

Distancia media entre conductores: 635 cm.

Disposición de los conductores: Ver plano No. 4 de estructura.

Temperatura media ambiente: 19 °C.

Calentamiento de los conductores: 15 °C.

Constantes Eléctricas.

Resistencia a 50 c/s y 34 °C.

$$R = 0.148 + 0.148 \times 0.00382 (34+25) = 0.153 \text{ ohms/Km.}$$

$$\text{Resistencia total: } 0.153 \times 119 = 18.21 \text{ ohms.}$$

Inductancia y Reactancia Inductiva a 50 c/s.

De acuerdo con el valor del "radio medio geométrico" del conductor, dado por el fabricante, la inductancia puede ser calculada por la fórmula.

$$L = 2 \times 10^{-4} 2.31 \log \frac{D}{r} \text{ henry/Km.}$$

Al sustituir los valores de D y r encontraremos.

$$L = 13.2 \times 10^{-4} \text{ henrys/Km.}$$

El valor de la reactancia es:

$$X = 2 \times 3.14 \times 50 \times 13.2 \times 10^{-4} = 0.411 \text{ ohms/Km.}$$

$$\text{Con valor total de: } 0.411 \times 119 = 48.90 \text{ ohms.}$$

Capacitancia y Susceptancia Capacitiva a 50 c/s.

El valor de la capacitancia se obtiene de la formula.

$$C = \frac{10^{-6}}{9 \times 4.605 \log \frac{D}{r}} \text{ farads.}$$

Haciendo sustituciones encontramos:

$$C = 8.52 \times 10^{-9} \text{ farads./Km.}$$

El valor de la susceptancia capacitiva es:

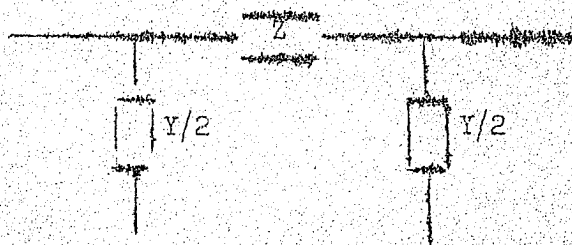
$$2 \times 3.14 \times 50 \times 8.52 \times 10^{-9} = 2.675 \times 10^{-6} \text{ mhos/Km.}$$

Con valor total de:

$$2.675 \times 10^{-6} \times 119 = 0.32 \times 10^{-3} \text{ mhos.}$$

Los cálculos se harán mediante el empleo del circuito "n" sencillo, tomando en cuenta que los valores que se obtienen no difieren prácticamente de los que se obtienen por otros métodos.

El circuito "n" se representa en la forma siguiente:



Los valores de Z y Y se determinan de acuerdo con los valores expresados de resistencia, reactancia y susceptancia.

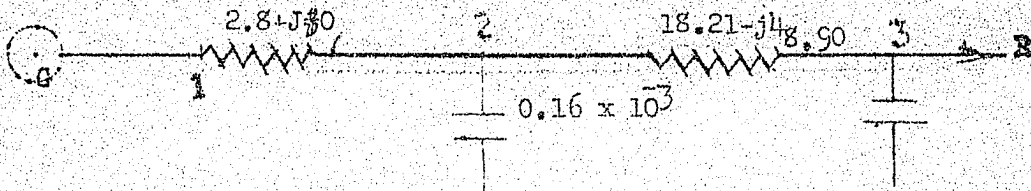
$$Z = 18.21 + j 48.90 \text{ ohms.}$$

$$Y/2 = \frac{0.32}{2} \times 10^{-3} = 0.16 \times 10^{-3} \text{ mhos.}$$

Carga Plena.

Por cada circuito de línea se tendrán 70 000 KVA a 150 - KV y factor 0.9 atrás en el extremo generador.

El diagrama simplificado es:



$$V_1 = \frac{150\,000}{1.73} + j\,0 = 86\,700 + j\,0 \text{ volts.}$$

$$I_1 = \frac{70\,000}{1.73 \times 150} (0.9 - j\,0.436) = 242.8 - j\,117.6 \text{ amp.}$$

Caida en el transformador:

$$(2.8 + j30) (242.8 - j\,117.6) = 4\,210 + j\,6\,955 \text{ volts.}$$

$$V_2 = 86\,700 - 4\,210 + j\,0 - j\,6\,955$$

$$= 82\,490 - j\,6\,955 \text{ volts.}$$

Corriente capacitiva:

$$(82\,490 - j\,6\,955) (j\,0.16 \times 10^{-3}) = 1.10 + j\,13.2 \text{ amp.}$$

$$I_2 = 242.8 - 1.1 - j\,117.6 - j\,13.2$$

$$= 241.7 - j\,130.8 \text{ amp.}$$

Caida en la línea:

$$(18.21 + j41.90) (241.7 - j\,130.8) = 10\,797 + j\,9\,440$$

$$V_3 = 82\,490 - j\,0\,797 - j\,6\,955 - j\,9\,440$$

$$= 71\,693 - j\,16\,395 \text{ volts.}$$

$$V_3 = 73\,500 \quad / - 13^\circ$$

Corriente capacitiva.

$$(71693 - j 16395) (j 0.16 \times 10^{-3}) = 2.72 + j 11.5$$

$$I_3 = 241.7 - 2.70 - j 130.8 - j 11.5$$

$$= 239 - j 142$$

$$= 278 \angle -30^\circ 40'$$

Los valores en la receptora serán, referidos al bus de alta.

$$\text{Tensión entre fases: } 73.5 \times 1.73 = 127 \text{ KV.}$$

$$\text{Potencia: } 3 \times 73.5 \times 278 = 61300 \text{ KVA.}$$

$$\text{Factor de potencia: } \cos(30^\circ 40' - 13^\circ) = 0.95$$

$$\text{Pérdida de potencial en \%: } \frac{150 - 127}{127} \times 100 = 18\%.$$

$$\text{Pérdida de KVA en \%: } \frac{70\,000 - 61300}{70\,000} \times 100 = 12.4\%.$$

$$\text{Pérdida de KW en \%: } \frac{70\,000 \times 0.9 - 61300 \times 0.95}{70\,000 \times 0.90} \times 100 = 7.6$$

Carga con 50 % del valor total.

Por cada circuito de línea se tendrán 35000 KVA, a 150 KV y factor de potencia 0.9 atrás, en el extremo generador.

Empleando la misma rotación usada para la condición de -- carga plena.

$$V_1 = 86700 + j 0 \text{ volts.}$$

$$I_1 = \frac{35\,000}{1.73 \times 150} (0.90 - j 0.436) = 121.4 - j 58.8 \text{ amp.}$$

Caida en el transformador.

$$(2.8 + j 30) (121.4 - j 58.8) = 2100 + j 3477 \text{ amp.}$$

$$V_2 = 86700 - 2100 - j 3477 + j 0$$

$$= 84600 - j 3477 \text{ volts.}$$

Corriente capacitiva.

$$(84600 - j 3477) (j 0.16 \times 10^{-3}) = 0.55 + j 13.5$$

$$I_2 = 121.4 - j 58.8 - 0.56 - j 13.5$$

$$= 120.85 - j 72.3 \text{ amp.}$$

Caida en la línea.

$$(18.21 + j 48.90) (120.85 - j 72.3) = 5738 + j 4593 \text{ volts.}$$

$$V_3 = 84600 - 5738 - j 3477 - j 4593$$

$$= 78862 - j 8070 \text{ volts.}$$

$$V_3 = 79.3 \quad \angle -6^\circ$$

Corriente capacitiva.

$$(78862 - j 8070) (j 0.16 \times 10^{-3}) = 1.30 + j 12.62$$

$$I_3 = 120.85 - 1.30 - j 72.3 - j 12.62$$

$$= 119.55 - j 85 \text{ amp.}$$

$$I_3 = 146.6 \quad \angle -35^\circ$$

Valores en la receptora, referidos al bus de alta.

Tensión entre fases: $79.3 \times 1.73 = 137 \text{ KV.}$

Potencia: $3 \times 79.3 \times 146.6 = 34875 \text{ KVA.}$

Factor de Potencia: $\cos. (35^\circ - 6^\circ) = 0.87$

Pérdida de potencial en %: $\frac{150 - 137}{137} 100 = 9.5 \%$

Pérdida de KW en %: $\frac{35000 \times 0.90 - 34875 \times 0.87}{35000 \times 0.90} 100 = 3.68 \%$

Línea sin carga.

La tensión en el extremo generador con valor normal de -
150 KV.

$$V_g = \frac{150000}{1.73} = 86700 \text{ volts.}$$

$$86700 \times j 0.16 \times 10^{-3} = j 13.87 \text{ amp.}$$

$$18.21 + j 48.90 + \frac{1}{j 0.16 \times 10^{-3}} = 18.21 - j 6200$$

$$\frac{86700}{j 6200} = j 14 \text{ amp.}$$

$$I_g = j 13.87 + j 14 = j 27.87 \text{ amp.}$$

Caida:

$$(18.21 + j 48.9) j 14 = - 685 + j 255 \text{ volts.}$$

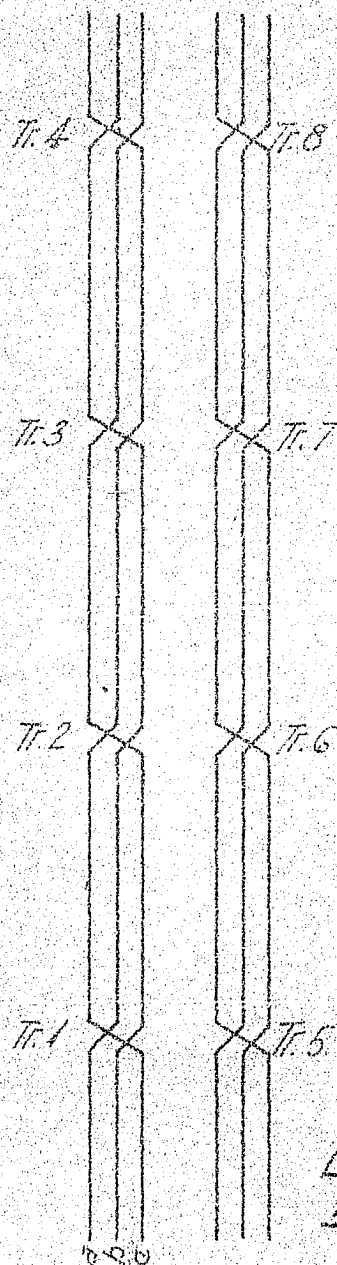
$$V_r = 86700 + 685 - j 255 = 87385 \text{ volts al neutro.}$$

Tensión entre fases: $1.73 \times 87.385 = 151.2 \text{ KV.}$

$$\frac{87385 - 86700}{86700} \times 100 = 0.8 \%$$

TRANSPOSICIONES.

El número de transposiciones consideradas en la línea es de ocho. Las transposiciones quedan colocadas, en la localización previa, a las distancias indicadas en el dibujo No. 6.



Tr. 1. Km. 9+165
 Tr. 2. Km. 18+830
 Tr. 3. Km. 40+100
 Tr. 4. Km. 50+000
 Tr. 5. Km. 70+500
 Tr. 6. Km. 80+300
 Tr. 7. Km. 100+700
 Tr. 8. Km. 110+200

ESCUELA NACIONAL
 DE INGENIEROS
TRANSPOSICIONES

Tesis Profesional
 Luis Villalobos Arizos

DIBUJO N° 6

CAPITULO IV.

DISEÑO MECANICO.

El tipo de estructura que será usado en la línea para la colocación de los conductores será de estructura de acero.

Se ha elegido este tipo de estructura por las razones siguientes:

- a).- La importancia de la línea hace necesario el que se mantenga un servicio constante durante el tiempo que se considera como "vida útil" del sistema, lo cual se logra mediante las torres de acero.
- b).- Por simetría con la actual línea de transmisión, la cual consta de torres de acero, dando con ello un período prácticamente igual de duración de la línea.

El hacer un diseño de los diversos tipos de torres que se usan en la línea, sería un trabajo demasiado extenso y constituye un tema de estudio por si solo, diferente del que aqui se expone.

En el caso presente me concretaré a dar algunas de las especificaciones que se hacen para la solicitud de cotización de torres.

Una vez elegido el tipo de estructura, así como determinadas las distancias entre conductores, cantidad de ellos y de hilos de guarda, altura de las torres, datos estos que se le suminis

tran al fabricante de torres, se especifica lo siguiente:

- 10.- Claro máximo y ángulos que deberán soportar los diversos tipos de estructuras, de suspensión, tensión o especiales.
- 20.- Cargas que por concepto de peso de conductores, aisladores y herrajes, deberán tomarse en cuenta para el diseño.
- 30.- Características de sobrecarga que por presión del viento, carga de hielo etc. se presentan en la línea, si éstas se deben considerar en forma simultánea etc.
- 40.- Tensión máxima aplicada a los cables en las peores condiciones, tantos conductores de energía como hilos de guarda.
- 50.- Factor de seguridad que se desee tener en cualquier miembro de la estructura. Así como relación de esbeltez que deberán tener estos, tanto en miembros principales como secundarios.
- 60.- Detalles sobre la forma deseada de armado de las torres y dispositivos para la sujeción de cadena de aisladores, de hilo de guarda etc.
- 70.- Material de que se construirán, calidad y acabado de él, de acuerdo con normas standards o según deseo pro

pio.

80.- Pruebas a que se deberá someter una cualquiera de las torres de cada tipo, con el objeto de tener una comprobación de su resistencia, factor de seguridad.

CLARO ECONOMICO.

En una línea de transmisión es de suma importancia el hacer un estudio de la distancia interpostal más económica, ya que el costo de la línea está influenciado, en gran porcentaje, por el número de estructuras que es necesario emplear en ella.

El estudio se hará mediante la comparación de los costos del número total de estructuras con diferentes alturas, la cual variará de acuerdo con la longitud de claro considerado.

La determinación de las alturas de las torres para diferentes claros, se hará teniendo en cuenta las siguientes limitaciones.

a).- La tensión mecánica aplicada a los conductores de la cual depende el valor de la flecha, no deberá sobrepasar un valor límite, el cual debe ser menor que el límite elástico.

Lo anterior debe de ocurrir aún en los casos en que la tensión llegue a su valor máximo, lo cual ocurre cuando las condiciones de carga sobre el conductor son extremas o sea, a la más baja tempe-

ratura y con presión máxima de viento obrando en forma simultánea.

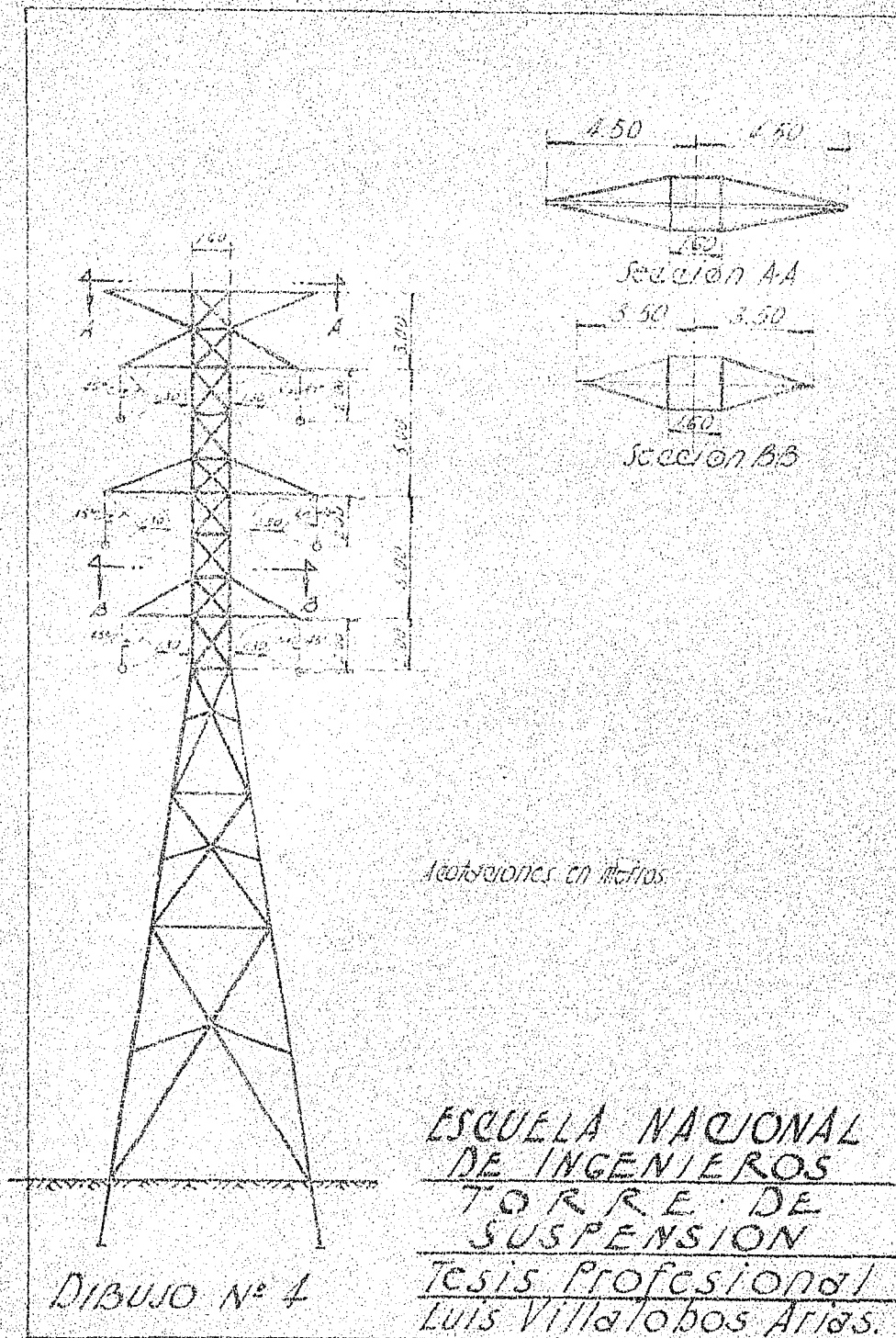
b).- La distancia mínima a tierra, del conductor más bajo, no debe ser menor que la fijada por el Código Nacional Eléctrico a la temperatura de 16°C .

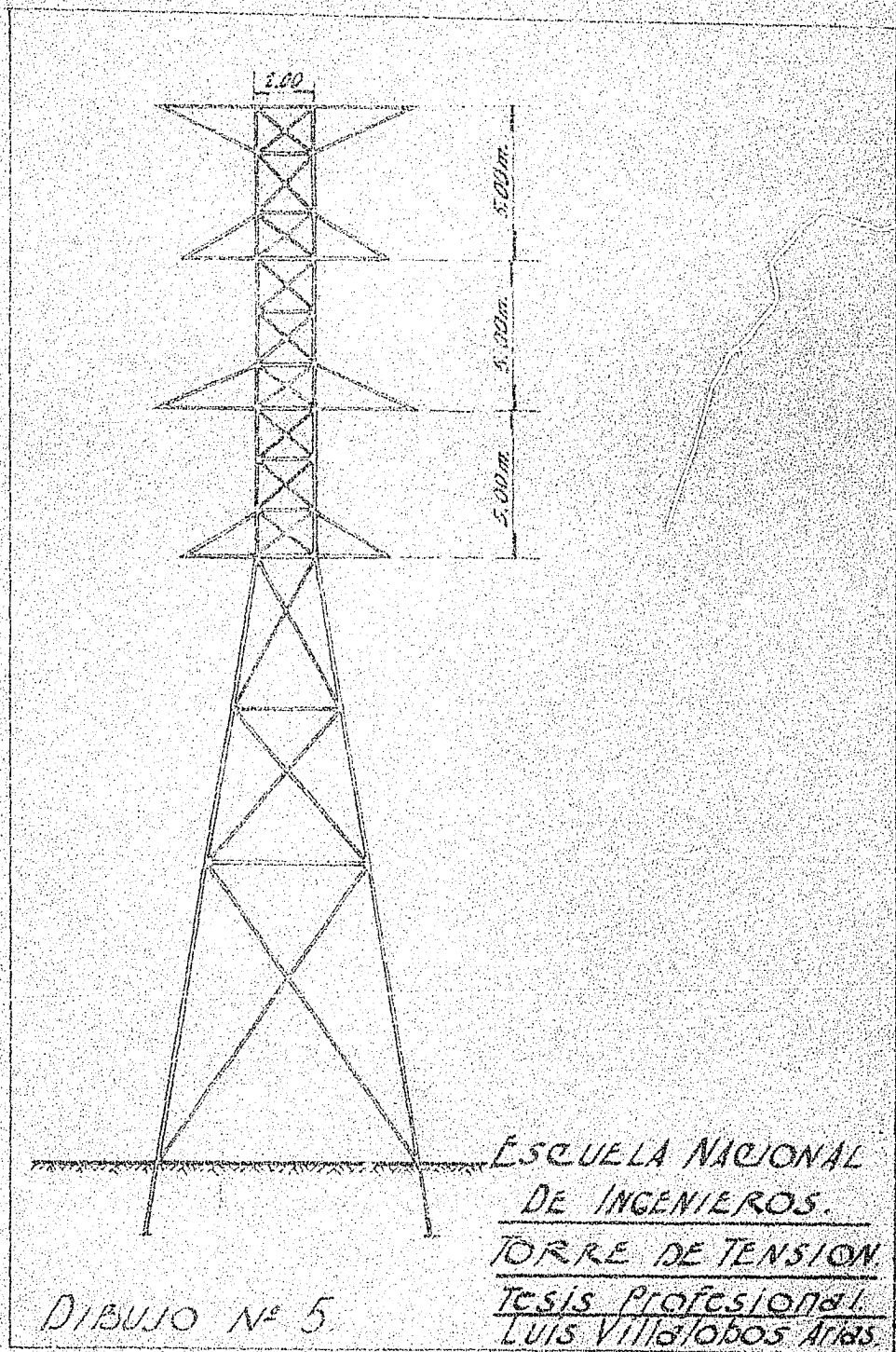
c).- Esta distancia mínima a tierra varia con la longitud de claro arriba de 100 m. y con la tensión eléctrica, así como con la variación de flecha por cambio de temperatura.

De acuerdo con la primera limitación para el cálculo de flechas sin carga, partiremos de las condiciones extremas, considerando un valor de tensión mecánica no mayor que el límite elástico, para cada uno de los claros considerados para el estudio económico.

Para determinar la altura de las torres, encontraremos el valor máximo que puede llegar a tener la flecha, que ocurre a la máxima temperatura, según el Código consideramos la de 50°C .

Una vez determinado este valor de flecha, haremos caso omiso de la última limitación y daremos la distancia mínima a tierra con valor fijo, ya que las variaciones de distancia a tierra indicadas en (c) son precisamente con el objeto de conservar, en las peores condiciones de distancia, un valor mínimo a tierra que es el que se tomará en cuenta para el cálculo de la altura de las torres.



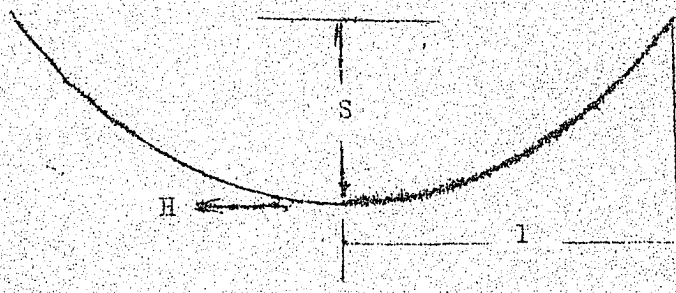


Para el cálculo de flechas se empleará las fórmulas de -
H.B. Dwight, que son las siguientes:

$$L = 2l + \frac{21}{6} \left(\frac{Wl}{H} \right)^2 + \frac{21}{120} \left(\frac{Wl}{H} \right)^4$$

$$S = \frac{1}{2} \left(\frac{Wl}{H} \right) + \frac{1}{24} \left(\frac{Wl}{H} \right)^3 + \frac{1}{720} \left(\frac{Wl}{H} \right)^5$$

En las fórmulas anteriores, de acuerdo con la figura que representa la catenaria, las letras tienen el siguiente significado.



L = Longitud del cable en m, para el claro dado.

$2l$ = Longitud del claro en m.

S = Flecha del cable, a la mitad del claro, en m.

H = Tensión mecánica horizontal, en Kg.

Los datos que intervienen en el cálculo son:

Peso del conductor	(W)	1.17 Kg/m
Area del conductor	(A)	1.27 cm ²
Diámetro del conductor	(d)	1.95 cm
Tensión de ruptura	(Tr)	5000 Kg.
Límite elástico		2975 Kg.
Módulo de Elasticidad	(E)	1.2x10 ⁶ Kg/cm ²
Coefficiente de dilatación lineal.	(a)	17x10 ⁻⁶ 1/°C
Presión de viento	(Pv)	62 Kg/m ²
Carga de viento	(Wv)	1.21 Kg/m
Carga de hielo		Nula
Carga total	(W)	1.68 Kg/m
Temperatura mínima		-5°C.
Temperatura máxima		50°C.

El valor de la carga debida al viento, considerando que se ejerce en dirección normal a los conductores se obtuvo en la forma siguiente:

$$W_v = 62 \times 0.0195 \times 1 = 1.21 \text{ Kg/m}$$

El valor de la carga total (carga del viento más peso -- del conductor), se obtiene como sigue.

$$W = (1.21^2 + 1.17^2)^{\frac{1}{2}} = 1.68 \text{ kg/m}$$

Tomando en cuenta la sobrecarga que tiene que soportar -- el conductor, limitaremos el valor de la tensión mecánica al 85% del valor del límite elástico.

$$H = 0.85 \times 2975 = 2528 \text{ Kg.}$$

Las longitudes del cable con tensión máxima a la temperatura de -5°C y máxima presión de viento, valen para los claros -- considerados de 300, 350 y 400 m.

$$\begin{aligned} L_{300} &= 300 + \frac{300}{6} \left(\frac{1.68 \times 150}{2528} \right)^2 + \frac{300}{120} \left(\frac{1.68 \times 150}{2528} \right)^4 \\ &= 300.457 \text{ m.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_{350} &= 350 + \frac{350}{6} \left(\frac{1.68 \times 175}{2528} \right)^2 + \frac{350}{120} \left(\frac{1.68 \times 175}{2528} \right)^4 \\ &= 350.785 \text{ m.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_{400} &= 400 + \frac{400}{6} \left(\frac{1.68 \times 200}{2528} \right)^2 + \frac{400}{120} \left(\frac{1.68 \times 200}{2528} \right)^4 \\ &= 401.179 \text{ m.} \end{aligned}$$

Las longitudes del cable a 50°C , sin tensión, podemos -- obtenerlos con bastante exactitud como sigue:

$$L' = L - \frac{2}{A E} \frac{H}{E} + 2 l a (t_2 - t_1) \text{ m.}$$

y para cada longitud de claro nos queda:

$$L'_{300} = 300.457 - \frac{300 \times 2528}{1.27 \times 1.2 \times 10^6} + 300 (50 \pm 5) 17 \times 10^{-6}$$

$$= 300.24 \text{ m.}$$

$$L'_{350} = 350.785 - \frac{350 \times 2528}{1.27 \times 1.2 \times 10^6} + 350 (50 \pm 5) 17 \times 10^{-6}$$

$$= 350.53 \text{ m.}$$

$$L'_{400} = 401.179 - \frac{400 \times 2528}{1.27 \times 1.2 \times 10^6} + 400 (50 \pm 5) 17 \times 10^{-6}$$

$$= 400.89 \text{ m.}$$

Una vez que han sido determinadas las longitudes del cable a 50°C, sin tensión, para encontrar el valor de las flechas en estas condiciones se buscará por tanteo un valor de H que nos de valores de longitud de cable sin tensión, lo más cercano posible a los obtenidos.

Como para estas nuevas condiciones no se considera carga de viento, el valor de W que se use será de 1.17 Kg/m. correspondiente al peso del conductor únicamente.

Primer tanteo para claro de 300 m:

$$2 l = 300 \text{ m } W = 1.70 \text{ Kg/m } H = 1600 \text{ Kg.}$$

$$L = 300 + \frac{300}{6} \left(\frac{1.7 \times 150}{1600} \right)^2 + \frac{300}{120} \left(\frac{1.7 \times 150}{1600} \right)^4$$
$$= 300.605 \text{ m.}$$

$$L' = 300.65 - \frac{300 \times 1600}{1.52 \times 1.2 \times 10^6} = 300.605 - 0.315$$
$$= 300.29 \text{ m.}$$

Valor un poco mayor que la longitud encontrada, se hará un nuevo tanteo con otro valor de H:

Para H = 1650

$$L = 300 + \frac{300}{6} \left(\frac{1.7 \times 150}{1650} \right)^2 + \frac{300}{120} \left(\frac{1.7 \times 150}{1650} \right)^4$$
$$= 300.562 \text{ m.}$$

$$L' = 300.562 - \frac{300 \times 1650}{1.52 \times 1.2 \times 10^6} = 300.562 - 0.324$$
$$= 300.238 \text{ m.}$$

Valor prácticamente igual al encontrado de 300.24 m. por lo tanto se considera suficiente con este último tanteo y se tomará la tensión de 1650 Kg. como correcta para el cálculo de las flechas a 50°C en un claro de 300 m.

Para los otros claros se obtiene mediante tanteos los siguientes valores de tensión.

Claro de 350 m;

H = 1650 Kg.

$$L = 350 + \frac{350}{6} \left(\frac{1.7 \times 175}{1650} \right)^2 + \frac{350}{120} \left(\frac{1.7 \times 175}{1650} \right)^4$$
$$= 350.898$$

$$L' = 350.898 - \frac{350 \times 1650}{1.52 \times 1.2 \times 10^6} = 350.898 - 0.378$$
$$= 350.52 \text{ m.}$$

Claro de 400 m;

H = 1650 Kg.

$$L = 400 + \frac{400}{6} \left(\frac{1.17 \times 200}{1650} \right)^2 + \frac{400}{120} \left(\frac{1.17 \times 175}{1650} \right)^4$$
$$= 401.34$$

$$L' = 401.34 - \frac{400 \times 1650}{1.52 \times 1.2 \times 10^6} = 401.34 - 0.43$$
$$= 400.91 \text{ m.}$$

El valor de la flecha para cada claro es según la fórmula:

$$S = 1/2 \left(\frac{WL}{H} \right) + \frac{1}{24} \left(\frac{WL}{H} \right)^3 + \frac{1}{720} \left(\frac{WL}{H} \right)^5$$

Claro de 300 m.

$$s = \frac{150}{2} \left(\frac{1.17 \times 150}{1650} \right) + \frac{150}{24} \left(\frac{1.17 \times 150}{1650} \right)^3 + \frac{150}{720} \left(\frac{1.17 \times 150}{1650} \right)^5$$
$$= 7.98 \text{ m.}$$

Claro de 350 m.

$$s = \frac{175}{2} \left(\frac{1.17 \times 175}{1650} \right) + \frac{150}{24} \left(\frac{1.17 \times 175}{1650} \right)^3 + \frac{150}{720} \left(\frac{1.17 \times 175}{1650} \right)^5$$
$$= 10.85 \text{ m.}$$

Claro de 400 m.

$$s = \frac{200}{2} \left(\frac{1.17 \times 200}{1650} \right) + \frac{200}{24} \left(\frac{1.17 \times 200}{1650} \right)^3 + \frac{200}{720} \left(\frac{1.17 \times 200}{1650} \right)^5$$
$$= 14.20 \text{ m.}$$

La distancia mínima a tierra, para espacios no transitados por vehículos, como es nuestro caso, según las últimas disposiciones del Código Nacional Eléctrico, para la tensión de 150 KV, tiene un valor de 6.25 m. y dadas las condiciones en que se calculó el valor de las flechas esta distancia es la misma para todos los claros.

La altura total de las torres para cada claro es la siguiente:

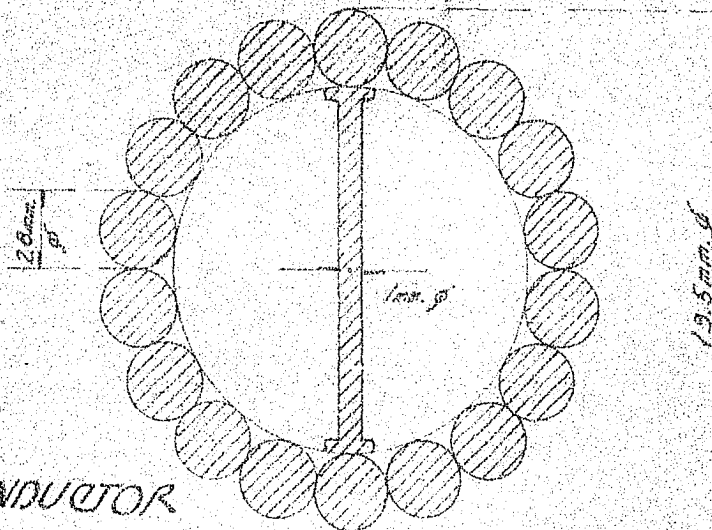
	- 60 -		
	Claro 300 m	Claro 350 m	Claro 400 m.
Distancia a tierra.	6.25	6.25	6.25
Flecha máxima.	7.98	10.85	14.20
Longitud de cadena.	2.15	2.15	2.15
Distancia vertical de la cruzeta mas baja - al hilo de guarda	13.00	13.00	13.00
Altura de torres	29.38	32.25	35.60

De las últimas cotizaciones solicitadas por la Comisión Federal de Electricidad sobre torres de acero, sacamos los siguientes precios de ellas.

Altura	30m	33 m	36 m
Peso	5500 Kg	6000 Kg	6700 Kg
Precio a razón de 2.60 \$/kg.	14,300	15,600	17,420
Por aislamiento	2,200	2,200	2,200
Transporte 10%	1,650	1,780	1,960
Erección, vestido y cimentación	2,300	2,550	2,960
Costo para estructura	20,240	22,130	24,540

Cantidad de estructura	397	340	298
Costo total	8,035,280	7,524,200	7,312,920

Se escoje para claro normal, por ser más económico el de 400 m, con torres normales de 36 m. de altura.

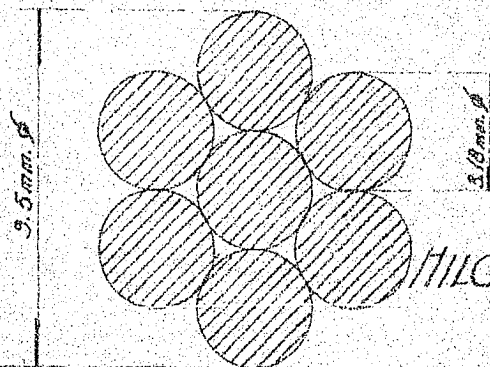


CONDUCTOR

Material: Cobre electrolítico

Area: 250000 C.M.

Peso: 1.17 Kg/m.



HILO DE GUARDA

Material: Acero Galvanizado

Area: 55 mm²

Peso: 0.406 Kg/m.

ESQUELA NACIONAL
DE INGENIEROS
CABLE CONDUCTOR
E HILO DE GUARDA

DIBUJO N° 7

Tesis Profesional
LUIS VILLALOBOS ARIAS.

CAPITULO V.

P R O T E C C I O N .

La forma mas generalizada de dar protección a una línea de transmisión contra las sobretensiones es mediante el uso del cable de guarda, su número puede variar, y colocados en forma estratégica, con relación a los conductores, se logra una disminución en el potencial de la sobretensión hasta del 70% de su valor.

Para la línea de transmisión de este estudio se usarán dos cables de guarda de las características siguiente:

Cable de Acero Siemens Martin, galvanizados de 7 hilos, con diámetro de 9.50 mm y carga de ruptura de 2,900 Kg.

La colocación y características de ellos se muestra en los dibujos de las torres y en el dibujo No. 7 de los conductores.

TIERRAS.- Es de gran ayuda a la protección del aislamiento contra las sobretensiones el obtener una resistencia a tierra de bajo valor, esto se logra mediante las "tierras", o sean varillas clavadas en el terreno y conectadas a la estructura.

El número de varillas que se colocan en cada estructura va de acuerdo con la resistencia a tierra que se obtiene en la medición que se hace en el lugar en que se encuentra localizada la estructura.

La resistencia a tierra varía con diversos factores pro-

pios del terreno como son, naturaleza del subsuelo, humedad en el etc. Los valores que pueden lograrse de resistencia a tierra mediante el empleo de varillas, varia además, con la clase, longitud y colocación de éstas en el terreno.

No contando en este caso, con valores reales de medición de resistencia a tierra en el terreno por donde atravieza la línea, me basaré en los datos que al respecto obtuve referentes a la línea de transmisión existente. Considerando estos valores expreso lo siguiente:

En cada estructura se colocarán las varillas de tierra necesarias, para lograr una resistencia a tierra de 10 ohms.

Las varillas que se emplearán son de cobre tipo Anaconda, con longitudes de 2.40 y 4.50 m. sección en forma de estrella y con diámetro de 15.9 mm.

Una vez colocadas las varillas se hace una medición de la resistencia a tierra, si el valor obtenido de ella es muy elevado respecto al valor dado de 10 ohms, se agregará una o dos varillas más conectandolas todas entre si formando una red. Se hace una nueva medición, si el valor de la resistencia obtenido en ella es aceptable, se procede a conectar sólidamente la red de tierra a la estructura.

No es conveniente, en caso de no lograr abatir el valor de la resistencia, el seguir agregando varillas en gran número, pues aparte de que esto es muy costoso, los resultados que se obtienen en algunos casos son prácticamente nulos con relación al número de varillas empleadas para ello.

PARARRAYOS.-- La función principal de los pararrayos es la de proteger el equipo de la subestación, sobre todo a los transformadores que es lo más costoso que hay en ella.

El aislamiento interno de los transformadores va de acuerdo con la tensión máxima de operación de ellos. La tensión máxima de operación que tenemos en el extremo generador es de 150 KV, por lo que los transformadores tienen un grado de aislamiento interno, propio para esta tensión.

Para que los pararrayos cumplan su cometido, la tensión de operación de ellos deberá ser mucho menor que la necesaria para destruir el aislamiento de los transformadores, por otra parte, esta tensión no deberá ser de valor muy cercano al valor máximo de operación de la línea, pues en tal caso las interrupciones en la alimentación pueden ser muy frecuentes.

El valor máximo de operación normal, cuando se tiene carga máxima, es de:

$$\frac{150}{1.73} = 86.7 \text{ KV al neutro.}$$

Considerando una tensión de 1.5 veces mayor para la deter
minación de los pararrayos, estos serán de un valor $86.7 \times 1.5 =$
130 KV máximos a tierra.

La clasificación comercial es la siguiente:
pararrayos de 133 KV, máximos eficaces entre línea y tierra.

Su colocación se hará en los extremos de la línea y tenien
do uno para cada fase de cada circuito, siendo un total de 12 para--
rrayos.

FALLAS EN LA LINEA.- Para la protección sobre fallas en -
la línea se usarán "reles de distancia", con su denominación propia
para fallas de fase a fase, o fallas de fase a tierra.

INTERRUPTORES.- He tomado para la especificación de los -
interruptores la que me fué proporcionada en la Comisión Federal de
Electricidad referente a la subestación terminal de la línea y que
es la siguiente:

Interruptor en aceite para 161 KV, 800 amp. y capacidad -
interruptiva de 2,500,000 KVA.

La capacidad interruptiva tiene un valor mucho mayor que
el valor del corto circuito mas severo que puede registrarse. La -
razón de ello es que para una tensión de transmisión 150 KV como -
es la de nuestro caso, el interruptor apropiado, de tipo comercial,
es el de 161 KV, el cual se fabrica con capacidad interruptiva mi-

nima de 2,500,000 KVA.

DESCONECTORAS.-- El tipo y clasificación de las desconectadoras que se pondrán en las subestaciones al final de la línea -- son:

Desconectadoras tripolares para 161 KV, 600 amp.

Cruces de Carretera, Líneas Ferreas, Telefónicas y de Energía.

Al hacer la localización previa sobre el perfil se han tomado en cuenta, al presentarse cualquier cruce de los citados, las disposiciones del Reglamento sobre Obras Eléctricas aplicables a -- líneas y de acuerdo con la tensión de transmisión.

Las distancias mínimas que se consideran son:

Cruce de la línea con:	Distancia mínima al conductor mas bajo.
Carreteras	8.25 m.
Vías Férreas	10.25 m.
Líneas Telefónicas	3.00 m.
Líneas de Energía	3.00 m.

PRESUPUESTO.

El presupuesto aproximado se hará tomando como base para costos de estructuras, los precios mas recientes de acuerdo con -- las últimas cotizaciones de torres de acero.

El número, alturas y tipos de éstas se tomó de una localización previa que efectuó sobre el perfil de la línea.

Torres de suspensión de:	31 m	35 m	37 m
Cantidad.	19	193	45
Precio unitario (M.F.)	13,310	15,760	16,110
Costo total (M.F.)	252,890	3041,680	724,950

Torres de Tensión.

Cantidad	11	66	2
Precio unitario (M.F.)	17,200	20,175	21,000
Costo total (M.F.)	189,200	1331,550	42,000

Torres de tensión especiales para ángulo 90°:

2 a \$ 20,750 c/u.

Torres de Transposición de igual altura:

8 a \$ 20,750 c/u.

Total: \$ 207,500

Costo del total de torres:

\$	252 890
	3041 680
	724 950
	189 200
	1331 550
	42 000
	207 500
\$	5 789 770

Costo por aislamiento y herraje:

Cadena de suspensión:

14 discos a \$ 21.60 c/u.	\$ 302.40
Por herrajes y accesorios	68.00
Costo por cadena	\$ 370.40

Número de cadenas: 1645

Costo total \$ 609 308

Cadena de tensión.

15 aisladores a \$ 21.60 c/u	324.00
Por herraje y accesorios.	177.50
Precio por cadena	\$ 501.50

Número de cadenas: 1070

Costo total \$ 536 605

Costo total por aislamiento 609 308

536 605

\$ 1145 913

COSTO DE LA LINEA.

Materiales.

346 Torres de acero galvanizado: \$ 5 789 770

2715 Cadenas de aisladores con -
sus herrajes y accesorios. 1 145 913

840000 Kg. Cable conductor a ra-
zón de \$ 3.97 Kg. 3 334 800

100000 Kg. Cable acero galvaniza-
do para hilo de guarda --
a razón de \$ 1.70 Kg. 180 000

2000 Varillas de cobre, para tie-
rras a razón de \$ 50.00 c/u. 100 000

Transporte del material: 40 000

Mano de Obra.

Erección y vestido de las torres: 700 000

Cimentación de ellas: 400 000

Tendido de los conductores:	302 000
Estudio y Proyecto de la línea:	75 000
Total:	<u>\$ 12,067,483.00</u>