

---

---

I. T. E. S. M.

Escuela de Ingeniería

•

TESIS

Estudio Previo de Electrificación Rural en la Zona Agrícola  
de Caborca, Estado de Sonora.

•

A. R. Estrella V.

9688  
8  
5

48

TL  
HD  
.E8  
195  
c.1



1080110755

---

---

I. T. E. S. M.

Escuela de Ingeniería

TESIS

Estudio Previo de Electrificación Rural en la Zona Agrícola  
de Caborca, Estado de Sonora.



**A. R. Estrella V.**

6

INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE  
ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY

I. T. E. S. M.  
BIBLIOTECA

DONATIVO DE Armenio P.

Castellón V. \$5.00

23 de enero de 1956

INSTITUTO TECNOLOGICO Y DE ESTUDIOS  
SUPERIORES DE MONTERREY

" ESTUDIO PREVIO DE ELECTRIFICACION RURAL EN LA ZONA  
AGRICOLA DE CABORCA, ESTADO DE SONORA "



T E S I S

Que como requisito -  
parcial para obtener su  
título de Ing. Mecánico-  
Electricista presenta el  
pasante Arsenio Rubén Es-  
trella Vanegas.

Monterrey, N. L., Diciem-  
bre de 1955.

**A MIS PADRES**

**A MIS HERMANOS**

**A EVERARDO**

**CON MI GRATITUD Y RECONOCIMIENTO**

## P R O L O G O

Considerando la importancia que tiene para nuestro país su electrificación, he tomado como tema de tesis el estudio sobre electrificación rural de una zona agrícola.

Este trabajo es un estudio previo de electrificación rural para la Zona Agrícola de Caborca, en el Estado de Sonora.

P R O G R A M A

- I.- DESCRIPCION DE LA ZONA POR ELECTRIFICAR.
- II.- DATOS GEOGRAFICOS. CARGAS INMEDIATAS, PROBABLES CARGAS FUTURAS Y DETERMINACION DE LA DEMANDA BA SE PARA FIJAR LA CAPACIDAD DE LA PLANTA.
- III.- LOCALIZACION DE LA PLANTA ELECTRICA Y ESTIMACION DE SU COSTO.
- IV.- LINEAS DE DISTRIBUCION:
  - a).- SUBESTACION DE ELEVACION.
    - 1.- LISTA ESTIMADA DE MATERIALES.
    - 2.- ESTIMACION DEL COSTO.
  - b).- SUBESTACION INTERMEDIA (REPRESENTATIVA).
    - 1.- LISTA ESTIMADA DE MATERIALES.
    - 2.- ESTIMACION DEL COSTO.
  - c).- SUBESTACION DEL CONSUMIDOR.
    - 1.- LISTA ESTIMADA DE MATERIALES.
    - 2.- ESTIMACION DEL COSTO.
  - d).- CALCULO ELECTRICO PARA DETERMINAR LAS CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION Y POR SEMEJANZA CON OTRAS EXISTENTES ESTIMAR EL COSTO INICIAL Y GASTOS DE OPERACION.
- V.- COMPARACION DEL COSTO DEL KW-H ELECTRICO Y EL COSTO DEL KW-H A BASE DE MOTORES DE EXPLOSION, CONCLUYENDO CON ESTO Y CON ARGUMENTOS ADICIONALES CUAL DE LOS DOS MEDIOS DE BOMBEO ES PREFERIBLE.

## CAPITULO I

### DESCRIPCION DE LA ZONA POR EL CTRIFICAR

La zona agrícola de Caborca en el estado de Sonora se localiza dentro de los siguientes límites geográficos: 112\_5' y 113 5' de longitud oeste, 30 25' y 31 0' latitud norte. Tiene una extensión aproximada de 73,000 hectáreas, de las cuales estan actualmente en producción mediante el uso de pozos para riego con equipos de bombeo, 33,000 hectáreas.

Se estima una superficie de 33,000 hectáreas con pozos y lista para el cultivo, correspondiendo 15,000 a la zona cercana a la costa y 18,000 a la parte alta del valle y una superficie de 40,000 hectáreas susceptible de cultivo al dotarse de pozos, correspondiendo 20,000 a cada una de estas zonas. La capacidad de los mantos acuíferos no ha disminuido hasta la fecha a pesar de la sequía que se ha presentado en los últimos años.

Siendo el algodón y el trigo los principales cultivos de la región, puede tomarse como promedio una superficie laborable de 200 hectáreas por pozo para los dos ciclos agrícolas en el año; es decir 100 para algodón y 100 para trigo. La profundidad media de los mantos de agua del subsuelo es de 18.2 mts. en la zona cercana al litoral y de 55 mts. en la parte alta del valle. Los pozos situados en esta zona producen un promedio de 146 lts. por segundo con columna promedio de 67 mts. y los de aquella producen un promedio de 220 lts. por segundo con columna de 24.5 mts. Los equipos de bombeo

usan motores diesel.

A lo largo de la zona agrícola pasa el ferrocarril - Sonora-Baja California, constituyendo el principal medio de transporte para la salida de los productos de la región. Hacia la parte oriental se encuentra Caborca, la población más importante con cerca de 15,000 habitantes y centro de operaciones de la zona agrícola; su crecimiento se ha verificado en los últimos cuatro años y su incremento en los próximos diez años probablemente llegará a duplicar la población actual. Como fuente de ingresos, Caborca cuenta además de su considerable agricultura, con ganadería bastante desarrollada y con minería que se explota actualmente en pequeña escala. Sigue en importancia Pitiquito con una población aproximada de 7,000 habitantes y situada a 8 kms. de Caborca; puede decirse que sus medios de vida son semejantes a los de aquella pero en menor escala.

## CAPITULO II

### DATOS GEOGRAFICOS. CARGAS INMEDIATAS. PROBABLES CARGAS FUTURAS Y DETERMINACION DE LA DEMANDA BASE PA A FIJAR LA CAPACIDAD DE LA PLANTA.

DATOS GEOGRAFICOS.- Se localizaron geográficamente con aproximación muy aceptable en el plano general adjunto, todos los pozos de riego que hasta la fecha están en producción en la zona por electrificar; para ello se hizo uso de datos proporcionados por fuentes oficiales y por entrevistas con particulares. De esta manera quedó elaborado el plano de cargas de fuerza motriz rural. La localización de cada pozo coincide con la de su unidad de bombeo respectiva.

CARGAS INMEDIATAS.- Se determinó que actualmente están en servicio 167 pozos de riego, usándose como potencia nominal media de motor diesel 165 hp por pozo en toda la zona por electrificar. Sin embargo, de acuerdo con la ecuación de Mecánica de Fluidos  $hp = \frac{Q\gamma h}{\eta}$  (en la que Q = gasto,  $\gamma$  = peso específico del agua, h = columna de bombeo y  $\eta$  = eficiencia), y los datos hidráulico-mecánicos consignados en el capítulo I de esta tesis, la potencia efectiva necesaria para bombeo es de 150 hp para los pozos situados en la parte alta del valle y de 100 hp para los pozos cercanos a la costa. De acuerdo con esto se hizo el cálculo de la carga por conectarse como fuerza motriz rural.

Se hizo el cálculo de las cargas urbanas estimadas de Caborca y Pitiquito, para tomarse en cuenta en la estimación de la carga global presente y futura del sistema.

TABULACION DE CARGAS INMEDIATAS.

CONCEPTO	CARGA POR CONECTARSE KW	KVA	F. DE POT CIA SI UE TO	F. D DE NDA
Fza. ot. rural.-	16,000	20,000	0.8	1.0
Servici s Urbanos:				
Alumb. y erv. Domésticos.	8,800	9,300	0.95	0.4
Alumb. Pub.	260	260	1.0	1.0
Fza. Motriz.	1,170	1,300	0.9	0.65
Bombeo	140	175	0.8	1.0
Totales:	26,370	31,035		

Nota: Se utilizó un factor de demanda unitario para fuerza motriz rural de modo a que hay un periodo de tiempo en el que se considera que van a bombear simultáneamente todos los equipos.

Alumbrado y Servicios Domésticos.- Se supuso una familia tipo de clase media y compuesta por cinco miembros, calculándose una carga conectada total de 2,000 Watts por cada familia, por los siguientes conceptos: alumbrado doméstico, plancha eléctrica, refrigerador y radio. Se estimó un factor de demanda de 0.4 (el texto Electric Power Equipment de Tarboux dá 0.43 para factor de demanda residencial).

Alumbrado Público.- Se tomó a razón de 400 watts por manzana fuera del primer cuadro y a razón de 800 watts por manzana dentro del primer cuadro (las manzanas son de 100 mts. por lado).

Fuerza motriz Urbana.- Se tomaron las cargas más impor

tantes conocidas como las despepitadoras de algodón, molinos harineros, talleres de relativa importancia, etc., y se les sumó un 30% estimativo para tomar en cuenta las cargas de mayor magnitud. Se supuso un factor de demanda de 0.65 (tomado del Standard Handbook for Electrical Engineers de A. E. Knowlton).

Bombas Urbano.- Se consideró una dotación de 250 lts. por habitante por día (dato estimado utilizando tablas del texto Abastecimiento de Agua y Alcantarillado de Ernest W. Steel) incluyendo el consumo doméstico, consumo público y pérdidas. La dotación total fue de 5,500 mts. cúbicos por día. De acuerdo con los datos del capítulo I de esta tesis, con 150 hp se pueden bombear 13,000 mts cúbicos por día en la parte alta del valle, y suponiendo una capacidad de almacenamiento adecuada, se estimó que puede proporcionarse el servicio con una demanda de 140 kw durante un período máximo aproximado de 10 hs.

FACTORES CARGAS FUTURA Y DETERMINACION DE LA DEMANDA PARA FIJAR LA CAPACIDAD DE LA PLANTA.- Tomando en cuenta el crecimiento de la zona agrícola observado en los últimos cinco años, y de acuerdo con sus posibilidades de expansión, se estima que en un período de diez años la carga conectada llegaría a ser doble de la carga actual; por tanto la carga de fuerza motriz rural probable futura sería de unos 40,000 kva, y la carga conectada urbana de unos 22,000 kva.

La carga conectada total probable futura del sistema sería de unos 62,000 kva.

Para determinar la demanda base que fijará la capacidad firme de generación de la planta del sistema se usarán los datos de la tabulación anterior, para formular la siguiente tabla:

CONCEPTO	DEMANDA MAX. KVA	F. DE DIV.	CAP. DE GENERACION KVA
Fza. Mot. rural	20,000	1	20,000
<u>Servicios Urbanos:</u>			
Alumbrado Público	260	1	260
Alumb. y Serv. Dom.	3,700	2	1,850
Fza. Motriz	850	1.44	580
Bombeo	175	1	175

---

Nota: Los factores de diversidad 2.0 para servicios domésticos y 1.44 para fuerza motriz urbana se tomaron del Standard Handbook for Electrical Engineers de A. E. Knowlton.

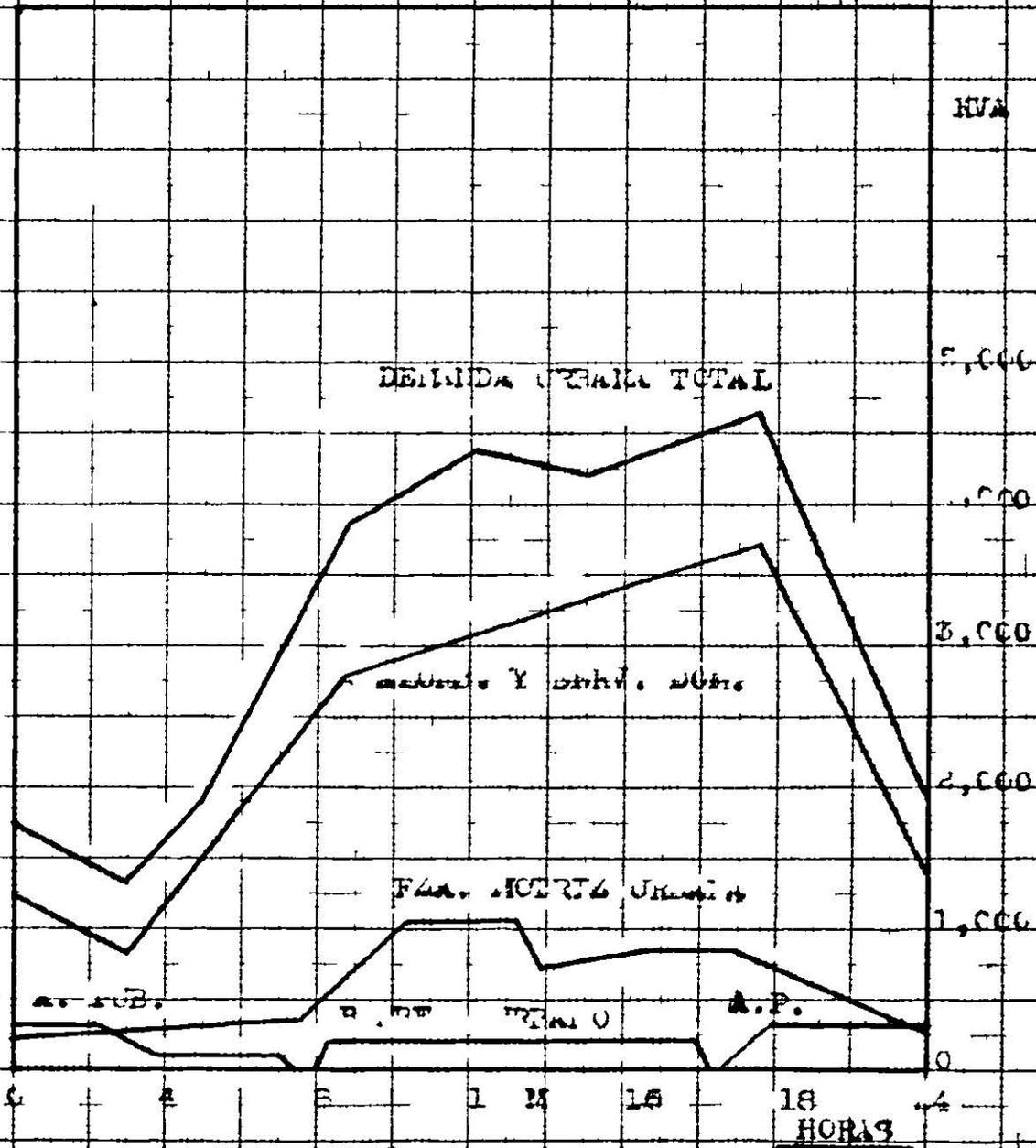
Se hizo el trazo de las curvas de demanda por servicios urbanos. La de Alumbrado y servicios domésticos se trazó utilizando la forma de una curva típica de demanda residencial. Las tres restantes son estimativas. Se obtuvo la curva total de demanda por servicios urbanos (gráfica No. 1) de la cual se calculó un factor de diversidad entre ellos de 1.7.

Demanda base por servicios urbanos 1,600 kva  
Demanda base por fuerza motriz rural 20,000 kva.

La capacidad actual firme de generación para la planta del sistema se estima en 21,600 kva. Considerando un factor de potencia de 0.8, esta capacidad es de 18,000 kw.

G. R. F. I. C. A. I. U. N. I.

CURVA TIPICA DE DEMANDA URBANA



### CAPITULO III

#### LOCALIZACION DE LA PLANTA Y ESTIMACION DE SU COSTO

Para el presente estudio queda descartada la posibilidad de emplear energía hidráulica para generación de electricidad, debido a que no hay ninguna fuente aprovechable. La única solución es a base de plantas termo-eléctricas. Su número y localización se discutirá desde el punto de vista de los siguientes factores:

- a).- Proximidad del centro de carga
- b).- Accesibilidad
- c).- Transporte y movimiento de combustible
- d).- Abastecimiento de agua
- e).- Estabilidad de las cimentaciones
- f).- Facilidad de ampliaciones
- g).- Costo del terreno

DETERMINACION DEL CENTRO DE CARGA DEL SISTEMA.- Se verificó por el método de momentos, determinándose un punto que se localiza fuera de la zona por electrificar, precisamente en la falda oriental de la sierra de El Alamo (plano general).

ANALISIS DE FACTORES DE LOCALIZACION.- Para este caso - la localización del centro de carga del sistema no resuelve - el problema de localización de la planta, debido a la topografía del terreno y a su lejanía con la vía férrea. De acuerdo con lo anterior, la solución más adecuada aparentemente sería un punto próximo a ésta ("P" plano general) y en dirección perpendicular con el centro de carga. Sin embargo, se estima

que la construcción y operación de la planta resultarían a alto costo por tratarse de una zona aislada; y por lo mismo, habría que llevar y mantener a la totalidad del personal necesario, teniendo que hacer construcciones e instalaciones capaces de proporcionar por lo menos los servicios más indispensables, incluyendo una línea telefónica de 45 kms., a Caborca para tener contacto con la red de Teléfonos de México.

Por las razones expuestas referentes a la fase económica de la construcción y operación de la planta generadora, se estima que la localización "P" es inconveniente y que su mejor localización sería en un lugar de la zona sub-urbana próximo a la vía del ferrocarril en Caborca.

Discusión de factores de localización con respecto a Caborca:

- a).- Proximidad del centro de carga.- Quedaría aproximadamente a unos 40 kms. al poniente.
- b).- Accesibilidad.- La propia de una localización suburbana.
- c).- Transporte y movimiento de combustible.- Por ferrocarril y por carretera. Por instalaciones para manejo y almacenamiento de combustibles no habría restricciones.
- d).- Abastecimiento de agua.- Por bombeo. Esta condición sería general para toda la zona por electrificar.
- e).- Estabilidad de las cimentaciones.- Muy aceptable.
- f).- Costo del terreno.- Bajo, por tratarse de terrenos sub-urbanos.
- g).- Facilidad de ampliaciones.- Muy aceptable.

ESTIMACION DEL COSTO DE LA PLANTA.- La capacidad firme

actual de la planta termo-eléctrica para este estudio sería - de unos 18,000 kw. Para esta capacidad lo más indicado sería la instalación de turbo-generadores de vapor, ya que es el sistema más económico a largo plazo para plantas que sobrepasan los 10,000 kw de capacidad.

Tomando en cuenta la naturaleza bastante uniforme de la carga rural, y el crecimiento esperado, se estima que la capacidad de la planta podría obtenerse convenientemente con tres unidades de 6,000 kw cada una, más una unidad de 6,000 kw de reserva. (Se estima que la suma de la demanda rural mínima - que podría ocurrir y la demanda media urbana de 2,200 kw, sería del orden de 6,000 kw).

De acuerdo con el párrafo anterior la capacidad total - que habría de instalarse sería de 24,000 kw. Tomando en cuenta un costo de 110 dólares por kw instalado (dato que por experiencia se ha obtenido en Monterrey) el costo de la planta para este estudio sería de alrededor de 2'640,000 dólares, o sean 33'000,000 de pesos.

CAPITULO IV

LINEAS DE DISTRIBUCION

Para iniciar la distribución, y tomando en cuenta que la planta eléctrica del sistema se localizó en la ciudad de Caborca, se dividirá la zona general de electrificación en cuatro zonas de menor tamaño que se denominará como sigue:

Zona No. 1.- A partir de la costa hacia el oriente, hasta Alamo Nuevo, punto donde se estrecha la zona agrícola (plano general)

Zona No. 2.- A partir de Alamo Nuevo hacia el oriente hasta la línea recta que une los puntos la Cueva y San Diego, situados en los límites norte y sur respectivamente de la zona general de electrificación. (plano general).

Zona No. 3.- A partir de la línea recta mencionada en el párrafo anterior, hacia el oriente hasta Caborca.

Zona No. 4.- De Caborca hacia el oriente hasta los límites de la zona agrícola. (plano general).

Se toara como voltaje de generación 13,800 volts. Así mismo la distribución en las diferentes zonas se hará a 13,800 volts.

Para seleccionar el voltaje de operación e los motores de inducción para bombeo rural se hace una comparación de precios del equipo.

<u>E Q U I P O</u>	<u>P R E C I O S</u>	
	440 volts	220 volts
Transformador: 150 kva, Volt. Prim. 13.2 kv, 3 fases, 60cps.	\$ 29,890.00	\$ 34,480.00
Arrancador para 150 hp - - - - -	" 5,450.00	" 8,950.00
Switch de seguridad con fusibles, 3poles	" 1,500.00	" 1,547.00

Motor de inducción jaula de ardilla, 150hp tres fases	\$ 25,000.00	\$ 23,770.00
TOTAL:		\$ 61,840.00 \$ 68,747.00

Se usará 440 volts por más económico. Para alumbrado rural se haría necesario un transformador de 440/110 volts, cuyo precio es \$1,563.00 para una capacidad de 3 kva, quedando una diferencia de \$5,344.00 favorable al voltaje de 440 volts.

ELECTRIFICACION DE LAS ZONAS:

No. 1.- Se alimentará mediante la línea de transmisión No. 1, que partirá de la subestación de elevación (inciso a) localizada en terrenos de la planta, y a través de la subestación de bajada No. 1 (inciso b) que se localiza en el centro de carga de la zona No. 1. (plano general y de cargas).

El trazo de la línea No. 1 se hizo paralelo a la vía del ferrocarril hasta donde fué posible, de manera que su longitud fuera mínima. Sus características de diseño y los cálculos se dan en el inciso d.

No. 2.- Su alimentación se hará por medio de la línea No. 1 a través de una subestación de bajada intermedia que se denominará Subestación No. 2, (inciso c) localizada a 16 kms. de la subestación de elevación y medidos a lo largo de la línea No. 1.

No. 3.- La distribución se hará por medio de la línea troncal No. 3, cuyo trazo partiendo de la planta se prolonga hasta 16 kms., pasando por el centro de carga de la zona (plano general y de cargas). Esta línea no tendrá derivaciones mayores de 5 kms. Las características de diseño y los cálculos se dan en el inciso e.

No. 4.- La distribución se hará por medio de la línea troncal Núm. 4. Su trazo, partiendo de la planta, se hizo paralelo a la vía del ferrocarril, ya que atraviesa la zona en línea recta al oriente pasando próxima al centro de carga (plano general y de cargas). Esta línea No. 4 tiene una longitud de 16 kms. y no tendrá derivaciones mayores de 5 kms.

Para la estimación de la lista de materiales para las subestaciones del sistema se tomará como capacidad la necesaria para un período futuro de diez años; o sea, de acuerdo con lo establecido en el capítulo II de esta tesis, el doble de la capacidad necesaria actual. (con excepción de los transformadores, pues se incluirán de la capacidad necesaria actual).

Los cálculos de interruptores se dan en el inciso d.

a).- ESTACION DE ELEVACION

1.- Lista estimada de materiales:

<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>PRECIO UNIDAD</u>	<u>TOTAL</u>
1	Transformador de potencia 13,250 kva. 66/13.8 kv, 3 fases, 60 cps.	\$ 1'240,000	\$ 1'240,000
3	Interruptores en aceite, Serv. Intemperie, 13.8 kv, Cap. Int. en Amps. 5,400, 130,000 kva interruptivos	" 125,000 "	375,000
30	Soportabarras, 13.8 kv	" 150 "	4,500
12	Cuchillas seccionadoras, 13.8 kv	" 1,553	18,600
9	Apartarrayos, 15 kv	599	5,391
6	Aisladores de tensión, 13.8 kv	150	900
9	Soportabarras, 66 kv	314	2,820
3	Apartarrayos, 66 kv	2,530	7,600

<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>PRECIO UNIDAD</u>	<u>TOTAL</u>
3	Aisladores de tensión, 66 kv	\$ 385	\$ 1,150
2	Transformadores de potencial, 13,800/115 volts	" 3,250	6,500
2	Transformadores de corriente, 900/5 Amperes, 15 kv	" 1,680	3,360
1	Wattímetro de tres elementos	" 394	394
1	Medidor de demanda	" 700	700
1	Amperímetro	" 630	630
1	Vóltmetro	" 678	678
44	Mts. de barra de cobre de 1"	" 157.50	6,940
18	Mts. de barra de cobre de 1/2"	" 39.00	6,703
1	Sistema de relevadores		
1	Banco de acumuladores		
<hr/>			
TOTAL:			<u>\$ 1'325,866</u>

2.- Estimación del costo:

Se hizo un breve análisis de los costos de una subestación de Monterrey, estimándose por la estructura y la mano de obra una partida igual al 15% del costo total del equipo. En las subestaciones de esta tesis se tomará por los mismos conceptos un 20% del costo de la lista de materiales, tomando en cuenta que son subestaciones que se localizarían en el campo.

La lista de materiales reportó un costo de	\$ 1'425,866.00
Estructura y mano de obra. - - - - -	" <u>285,000.00</u>
TOTAL:	<u>\$ 1'710,866.00</u>

COSTO TOTAL ESTIMADO: \$ 1'710,866.00

b).- SUBESTACION INTERMEDIA

En este inciso se incluirán las dos subestaciones de bajada.

SUBESTACION No. 1

<u>CA TIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>PRECIO UNIDAD</u>	<u>TOTAL</u>
1	Transformador de potencia, 9,500 kva, 66/13.8 kv, tres fases, 60 cps.	\$ 1'100,000.00	\$ 1'100,000.00
6	Interruptores en aceite, - Serv. Intemp., 13.8 kv, Cap. Int. Amps. 2,120, 51,000 kva interruptivos	" 49,000.00 "	294,000.00
3	Cuernos de arqueo, 66 kv, 114 Amps.	" 4,340.00 "	13,020.00
3	Cuchillas fusible, 66 kv, 114 Amps.	" 4,600.00 "	13,800.00
6	Soportabarras, 66 kv	" 314.00 "	1,884.00
3	Aparrayos, 66 kv	" 2,530.00 "	7,600.00
36	Soportabarras, 13.8 kv	" 150.00 "	5,400.00
18	Cuchillas seccionadores	" 1,553.00 "	28,000.00
18	Aparrayos, 15 kv	" 599.00 "	10,800.00
8	Mts. de barra de cobre de 1/2"	" 39.00 "	312.00
30	Mts. de barra de cobre de 1"	157.50	4,720.00
1	Sistema de relevadores		
1	Banc de acumuladores		
		<b>TOTAL:</b>	<b>\$ 1'479,536.00</b>

2.- ESTIMACION DEL COSTO.

Lista de materiales. - - - - -	\$ 1'479,536.00
Estructura y mano de obra. - - -	" 300,000.00
	<u>\$ 1'779,536.00</u>

3.- LISTA ESTIMADA DE MATERIALES.

SUBESTACION No. 2

<u>CANTIDAD</u>	<u>CONCEPTO</u>	<u>PRECIO UNIDAD</u>	<u>TOTAL</u>
1	Transformador de potencia, 3,750 kva, 66/13.8 kv, - tres fases, 60 cps.	\$ 610,000.00	\$ 610,000.00
3	Interruptores en aceite, - Serv. intemperie, 13.8 kv, Cap. Int. Amps. 1,720, Kva Int. 41,400	" 40,000.00	" 120,000.00
3	Cuernos de arqueo, 66 kv	" 4,340.00	" 13,020.00
3	Cuchillas fusibles, 66 kv	" 4,600.00	" 13,800.00
6	Soportabarras, 66 kv	" 314.00	" 1,890.00
3	Apartarrayos, 66 kv	" 2,530.00	" 7,600.00
21	Soportabarras, 13.8 kv	" 150.00	" 3,150.00
9	Cuchillas seccionadoras, - 13.8 kv	" 1,553.00	" 14,000.00
9	Apartarrayos, 15 kv	" 599.00	" 9,000.00
8	Mts. barra de cobre de 1/2"	39.00	" 312.00
36	Mts. barra de cobre de 3/4"	88.50	" 3,180.00
1	Sistema de relevadores		
1	Banco de acumuladores		
		<b>TOTAL:</b>	<b>\$ 795,952.00</b>

4.- ESTIMACION DEL COSTO

Lista de materiales. - - - - - \$ 795,952.00

Estructura y mano de obra. - - - " 159,000.00

**TOTAL: \$ 954,952.00**

c).- SUBESTACION DEL CONSUMIDOR

1.- Lista estimada de materiales.

<u>CANT DAD</u>	<u>CONCEPTO</u>	<u>PRECIO UNIDAD</u>	<u>TOTAL</u>
3	Cuchillas fusible, 15 kv, 7 Amperes	\$ 416.00	\$ 1,250.00
1	Transformador, 150 kva, - 13,200/440 volts, tres fa ses, 60 cps.	" 29,890.00	" 29,890.00

<u>CANTIDAD</u>	<u>CONCEPTO</u>	<u>PRECIO UNIDAD</u>	<u>TOTAL</u>
1	Arrancador, 150 hp, 440 volts	\$ 5,450.00	\$ 5,450.00
1	Switch de seguridad con fusibles, 3 polos, 440 volts, 184 amperes	" 1,500.00	" 1,500.00
1	Motor de inducción jaula de ardilla, 150 hp, tres fases 440 volts.	" 25,000.00	" 25,000.00
1	Transformador para alumbrado, 3 kva, 440/125 volts	1,563.00	" 1,563.00
		<u>TOTAL:</u>	<u>\$ 63,403.00</u>

2.- ESTIMACION DEL COSTO.

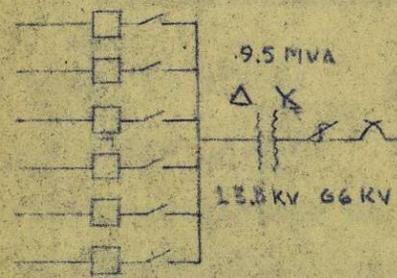
Lista de materiales. - - - - -	\$ 63,403.00
Estructura y mano de obra. - - -	<u>12,680.00</u>
TOTAL:	<u>\$ 76,083.00</u>

d).- CALCULO ELECTRICO PARA DETERMINAR LAS CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION Y POR SEMEJANZA CON OTRAS EXISTENTES ESTIMAR EL COSTO INICIAL Y COSTO DE OPERACION.

Para el diseño de las líneas de transmisión y distribución, se tomará en cuenta una capacidad doble de la necesaria actual y una regulación total del orden de 15%. Se supondrá operación a 50 C.

LINEA DE TRANSMISION No. 1

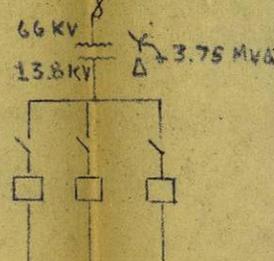
Consta de dos tramos: El primero tiene una longitud de 16 kms. desde la subestación de elevación hasta la subestación de bajada No. 2, y el segundo tramo de 51 kms., desde la subeg



SUBN. N° 1

N°1, 5.1 KMS. 3C. CU. AWG 4/0

N°1, 16 KMS. 3C. ACSR 2/0



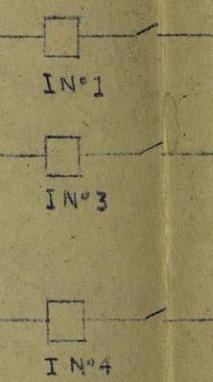
SUBN. N° 2

N°3, 3C. COBRE 2/0, 15 KMS.

N°4, 3C. COBRE 3/0, 16 KMS.

13.25 MVA

66 KV



SUBN. ELEV.

21,600 KVA O.B.P.  
3 fases, 60 cps.  
13,800 VOLTS

DIAGRAMA UNIFILAR  
DEL SISTEMA

tación No. 2 hasta la subestación de bajada No. 1.

De acuerdo con el texto Electric Power Equipment de Tarboux, los voltajes más usados para líneas de 30 a 50 millas son 44kv o 66kv. En este caso se tomará 66kv, por ser éste uno de los voltajes standard de la Comisión Federal de Electricidad.

Línea No. 1.- Primer tramo

L = 16 kms. = 10 millas      60 cps.      3 fases

Cable de cobre A.W.G.      1/0 7 torsales

Disposición equilátera de conductores D = 7'

Características eléctricas de la línea:

ra	0.481	Ohms/milla	xa	0.5320	Ohms/milla
xd	0.2361	Ohms/milla	xt	0.7681	Ohms/milla

Bases:

Potencia  $\frac{13.25}{3}$  MVA      Voltaje  $\frac{66}{\sqrt{3}} = 38.2kv$

Corriente  $\frac{13.25 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 66} = 115$  amps.      Ohms  $\frac{38.2 \times 10^3}{115} = 332$

Impedancia de la línea, 0.00144 + j0.0022 pu/milla

$\Delta V = (0.00144 \times 0.8 + 0.0022 \times 0.6) 10 = 0.0115 + 0.0132 = 0.0247$  pu

$V_r = 1 - 0.0247 = 0.9753$

Regulación  $0.0247 \times 100 / 0.9753 = 2.51\%$

Pérdidas  $0.00144 \times 10 \times 1 = 0.0144$  pu

Pérdidas en kw  $0.0144 \times 13,250 \times 0.8 = 154$

El segundo tramo de la línea No. 1 tiene una longitud de 51 kms. o sean 32 millas. Según el texto Electric Power Equipment

de Farboux, el efecto capacitivo de las líneas de transmisión es generalmente despreciable hasta para longitudes de alrededor de 30 millas, y aún hasta longitudes de 50 millas el efecto es pequeño, obteniéndose menos de 2% de error en los resultados para una línea de 60 cps. Con apoyo en el concepto anterior, no se tomará en cuenta el efecto capacitivo.

Línea No. 1 Segundo tramo

L = 51 kms. = 32 millas 3 conductores de cobre A G 1/0, -  
7 torsales, 3 fases, 60 cps., disposición equilátera de conductores D = 7'

Características eléctricas de la línea

ra	0.481	Ohms/milla	xa	0.532	Ohms/milla
xd	0.2361	Ohms/milla	xt	0.7681	Ohms/milla

B A S E S :

Potencia	9.5Mva/3	Voltaje	66√3 kv = 38.2 kv
Corriente	$\frac{9.5 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 66} = 83$ Amps.	Ohms	38.2 × 10 <sup>3</sup> / 83 = 460

Impedancia de la Línea, 0.001045 + j0.00166 pu/milla

$$\Delta V = (0.001045 \times 0.8 + 0.00166 \times 0.6) 32 = 0.0266 + 0.0316 = 0.0582$$

$$V_r = 1 - 0.0582 = 0.9418$$

$$\text{Regulación } 0.0582 \times 100 / 0.9418 = 6.15\%$$

$$\text{Pérdidas } 1 \times 0.001045 \times 32 = 0.0398 \text{ pu}$$

$$\text{Pérdidas en kw } 0.0398 \times 9,500 \times 0.8 = 320$$

L I A T NCAL o. 3

B A S E S :

Potencia	3,700/3 kva	Voltaje	13.8√3 = 7.98 kv
----------	-------------	---------	------------------

Corriente  $\frac{3,700}{3 \times 13.8} = 155$  Amps. Ohms  $\frac{7.98 \times 10^3}{155} = 51.4$

Disposición equilátera de conductores D = 5' L = 13 kms. = 8 millas

Características eléctricas del conductor seleccionado:

Cable de cobre AWG 3/0 12 torsales

ra 0.382 Ohms/milla xa 0.5050 Ohms/milla

xd 0.1953 Ohms/milla xt 0.7003 Ohms/milla

Impedancia de la línea 0.0074 + j0.01215 pu/milla

$\Delta V = (0.0074 \times 0.8 + j0.01215 \times 0.6) 8 = 0.0472 + j0.056 = 0.1032$  pu

$V_r = 1 - 0.1032 = 0.8968$  pu

Regulación  $0.129 \times 100 / 0.871 = 11.4\%$

Pérdidas  $1 \times 0.0074 \times 8 = 0.059$  pu

Pérdidas en kw  $0.059 \times 3,700 \times 0.8 = 175$

LINEA TRONCAL No. 4

B A S E S :

Potencia 3,065/3 kva Volteje  $13.8/\sqrt{3} = 7.98$  kv

Corriente  $3,065/\sqrt{3} \times 13.8 = 129$  Amps. Ohms.  $7.98 \times 10^3 / 129 = 61.8$

Disposición equilátera de conductores D = 5' L = 16 kms. = 10 millas

Características eléctricas del conductor:

Cable de cobre AWG 3/0 , 12 torsales

ra 0.382 Ohms/milla xa 0.5050 Ohms/milla

xd 0.1953 Ohms/milla xt 0.7003 Ohms/milla

Impedancia de la línea, 0.006 + j0.0113 pu/milla

$\Delta V = (0.006 \times 0.8 + j0.0113 \times 0.6) 10 = 0.05 + j0.067 = 0.117$  pu

$V_r = 1 - 0.117 = 0.883$  pu

Regulación  $0.117 \times 100 / 0.883 = 13.2\%$

Pérdidas  $1 \times 0,006 \times 10 = 0.06$  pu

Pérdidas en kw  $0.06 \times 3,065 \times 0.8 = 147$

Cálculo de un circuito radial de distribución representativo para las zonas Nos. 1 y 2 y del ramal más largo (5 kms.) y más alejado de la subestación. El diseño se hizo de tal manera que la regulación del ramal sumada a la del circuito radial fuera menor del 10%.

B A S E S :

Potencia 1,440/3 kva      Voltaje  $13.8/\sqrt{3} = 7.98$  kv

Corriente  $\frac{1,440}{\sqrt{3} \times 13.8} = 58.5$  Amps.      Ohms  $7.98 \times 10^3 / 58.5 = 137$

Disposición equilátera de conductores, D = 5' L = 13 kms. = 8 millas

Características eléctricas del conductor:

Cable de cobre A G 1/0, 7 torsales

ra 0.481 Ohms/milla      xa 0.532 Ohms/milla

xd 0.1953 Ohms./milla      xt 0.7413 Ohms/milla

Impedancia de la línea,  $0.0037 + j0.0053$  pu/milla

$\Delta V = (0.0037 \times 0.8 + 0.0053 \times 0.6) \times 8 = 0.0207 + 0.0222 = 0.0429$  pu

$V_r = 1 - 0.0429 = 0.9571$  pu

Regulación =  $0.0429 \times 100 / 0.9571 = 4.46\%$

Pérdidas  $1 \times 0.0037 \times 8 = 0.0296$  pu

Pérdidas en kw  $0.0296 \times 1,400 \times 0.8 = 33.2$

BASES PARA EL CALCULO DEL RAMAL:

Potencia 420/3 kva      Voltaje  $13.2/\sqrt{3}$  kv = 7.65 kv

Corriente  $\frac{420}{\sqrt{3} \times 13.2} = 18.3$  Amps.      Ohms.  $7.65 \times 10^3 / 18.3 = 418$

Conductor de cobre A G 6, 1 torsal

ra	2.39	Ohms/milla	xa	0.6370	Ohms/milla
rd	0.1953	Ohms/milla	xt	0.8323	Ohms/milla

Circuito equivalente	En pu
$\underline{2.39 + j0.8370}$ Ohms/milla	$\underline{0.0057 + j0.002}$

$$\Delta V = (0.0057 \times 0.8 + 0.002 \times 0.6) 3.12 = 0.0142 + 0.0038 = 0.0180 \text{ pu}$$

$$V_r = 1 - 0.0180 = 0.9820 \text{ pu}$$

$$\text{Regulación} \quad 0.018 \times 100 / 0.982 = 1.82 \%$$

$$\text{Pérdidas} \quad 1 \times 0.0057 \times 3.12 = 0.0178 \text{ pu}$$

$$\text{Pérdidas en kw} \quad 0.0178 \times 420 \times 0.8 = 5.96$$

Se van a considerar 6 circuitos radiales con 5 ramales - cada uno para la subestación No. 1, 3 circuitos radiales similares para la subestación No. 2, 5 ramales derivados de la línea troncal No. 3 y 4 ramales derivados de la línea troncal No. 4.

NOTA.- Las caídas de voltaje se calcularon con la fórmula para líneas cortas:  $\Delta V = I(rcos\theta + xsen\theta)L$

### PROTECCION DE LAS LINEAS DEL SISTEMA

Se estima que sería conveniente el uso del tubo protector De-Ion por las siguientes razones:

El tubo protector es probablemente el mejor medio de protección para los aisladores de una línea.

La protección de la línea resulta tan efectiva como con un hilo de guarda bien diseñado, si se usa el tubo protector por lo menos cada tres postes, (suponiendo postes de madera) pues se tiene experiencia de que el tubo protector tiene mu-

cha habilidad de protección contra descargas severas de los rayos, y esta característica sumada a su habilidad de soportar altos voltajes anormales momentáneos en el sistema lo hacen especialmente apropiada para su aplicación en circuitos rurales.

En vista de que se usó disposición equilátera de conductores para todas las líneas, puede utilizarse la estructura más sencilla compuesta por poste y cruceta de madera con una de las fases colocada en el extremo del poste, y al mismo tiempo montado el tubo protector. Con tal arreglo el conductor equipado con éste, actúa como hilo de guarda cuando los tubos protectores operan. Si se usara hilo de guarda habría que tomar el extremo del poste para soportarlo teniendo que usar cruceta de mayor tamaño (disposición horizontal de conductores) o bien una estructura más complicada por tener que llevar cuatro conductores en lugar de tres.

El hilo de guarda requiere de cuidados para su montaje y operación eficiente; en cambio el montaje del tubo protector en la estructura es sencillo y muy práctico (plano respectivo).

Para la protección de las líneas del sistema se usarían tubos protectores de dos clases: la de 69 kv para la línea No. 1 y la de 13.8 kv para las líneas Nos. 3 y 4., tomando en cuenta los de la estinghouse.

#### CALCULO DE INTERRUPTORES.

Subestación de Elevación.

Interruptores:

B A S E S :

Potencia  $21,600/3 = 7,200$  kva    Voltaje,  $13.8/\sqrt{3} = 7.98$  kv

Corriente,  $7,200/7.98 = 900$  Amps.

Reactancia de la planta, 0.2 pu

Corriente de corto circuito,  $I_{cc}$ ,  $1/0.2 = 5$  pu

kva interruptivos,  $5 \times 1.2 \times 21,600 = 130,000$

Capacidad interruptiva en Am s.,  $5 \times 1.2 \times 900 = 5,400$

Subestación No. 1

Interruptores:

Reactancia del transformador No. 1, 10% en su propia base;

en base del sistema,  $10 \times 21.6/19 = 11.36$

Impedancia de la línea No. 1:

Primer tramo en base propia, 0.0263 pu

Segundo tramo en base propia, 0.0610 pu

Impedancia total base del sistema,

$$0.0263 \times 21.6/26.50 + 0.0610 \times 21.6/19 = 0.116 \text{ pu}$$

Reactancia del transformador de la subestación de elevación,  
10% en su propia base; en base del sistema,  $10 \times 21.6/26.5 = 8.15\%$

Corriente de corto circuito  $I_{cc}$ ,  $\frac{1}{0.1136 + 0.116 + 0.0815 + 0.20} = 1.96 \text{ pu}$

Capacidad interruptiva en Amps.,  $1.96 \times 1.2 \times 900 = 2,120$

Kva interruptivos,  $1.96 \times 1.2 \times 21,600 = 51,000$

Subestación No. 2

Interruptores:

Reactancia del transformador No. 2, 10 en su propia base;

en base del sistema,  $10 \times 21.6/7.5 = 28.8$

Impedancia de la línea No.1, primer tramo en base del sistema,

$$z = 0.0263 \times 21.6/26.5 = 0.0216 \text{ pu}$$

Corriente de corto circuito Icc,  $\frac{1}{0.288+0.0216+0.0815+0.2} = 1.59$

Capacidad interruptiva en amperes,  $1.59 \times 1.2 \times 900 = 1,720$

Kva interruptivos,  $1.59 \times 1.2 \times 21,600 = 41,400$

ESTIMACION DEL COSTO INICIAL DE LAS LINEAS DE TRANSMISION  
Y DISTRIBUCION POR SEMEJANZA CON OTRAS EXISTENTES.

Se tomarán como referencia los datos sobre costos de la línea de transmisión Monterrey-Linares de la Comisión Federal de Electricidad.

LINEA MONTERREY-LINARES

LINEA No. 1

<u>CARACTERISTICAS</u>	<u>COSTO/KM.</u>	<u>CARACTERISTICAS</u>	<u>COSTO ESTIMADO/KM.</u>
<u>Cables o alambres:</u>			
Cable de cobre 3/0, d 0.464"	\$20,700	Cable de cobre AWG1/0 d 0.368	\$16,500
<u>Mano de Obra:</u>			
Cable montado en aisladores de suspensión estructura H	" 2,520	Se estima un 40% menor. Cable menos pesado, montado en aisladores de alfiler, estructura sencilla de poste cruceta.	" 1,510
<u>Erección de Postes:</u>			
<u>Material y equipo:</u>			
Estructura H con cruceta de 10' y poste de 60'	"17,500	Estructura de poste de 50' con cruceta 7'. Se supuso 45% menor.	" 9,600
Mano de Obras	" 5,250	Se supuso 45% menor	" 2,880
<u>Apertura de brecha:</u>			
Mano de Obra	" 955	En sus dos terceras partes aprovecha la de la vía. Se supuso 40% menor.	" 380
<u>Aisladores, herrajes, etc.:</u>			
Material y equipo para 110 kv.	" 3,680	Voltaje 66 kv	" 2,320

Mano de obra	\$ 144	30% menor	\$ 110
<u>Protección:</u>			
Incluye 2 hilos de - guarda, sistema de - tierras y mano de - obra.	" 495	Se estima 30% menor. Se supuso protección por medio de tubos - protectores.	" 346
COSTO TOTAL POR Km.	<u>\$51,344</u>	COSTO ESTIMADO POR KM.	<u>\$33,646</u>

Nota.- El costo del cable varía proporcionalmente al cuadrado del diámetro. Si P precio y d diámetro,  $P_2 = P_1(d_2/d_1)$   
El costo de aisladores y herrajes se estimó por interpolación de precios en los catálogos.

COSTO TOTAL ESTIMADO DE LA LINEA No. 1, \$ 2'300,000.00

LINEA MONTERREY-LINARES

LINEA TRONCAL No. 4

<u>CARACTERISTICAS</u>	<u>COSTO/KM.</u>	<u>CARACTERISTICAS</u>	<u>COSTO ESTI MADO/KM.</u>
<u>Cables o alambres:</u>			
Cable de cobre 3/0	\$20,700	Cable de cobre 3/0	\$20,700
<u>Mano de Obra:</u>			
Cable montado en aisladores de suspensión, estructura H	" 2,520	Se estima 25% menor. Montaje en aisladores de alfiler, estructura sencilla	" 1,890
<u>Erección de postes:</u>			
Material y equipo.	"17,500	Estructura de poste de 40' con cruceta - de 5'. Se estimó 60% menor.	" 7,000
Mano de obra:	" 5,250	60% menor estimado	" 2,100
Apertura de brecha:	" 955	Se aprovecharía la de la vía. La vegetación consiste de arbustos.	
<u>Aisladores, herrajes, etc.:</u>			
Materiales y equipo: Para 110 kv	" 3,860	Para 13.8 kv	" 485

Mano de obras:	\$ 144	Se estima 30% menor	\$ 101
<u>Protección:</u>			
Incluye 2 hilos de - guarda, sistema de - tierras y mano de - obra.	" 495	Se estima 50% menor - Línea muy corta. Se - supuso protección por medio de tubos protec- tores.	" 247
COSTO TOTAL POR KM.	<u>\$51,344</u>	COSTO ESTIMADO POR KM.	<u>\$32,523</u>

Nota.- El costo por km. de la línea troncal No. 4 se considera que resultó excesivo. Ello se debe a que para tener una regulación aceptable se supuso cable de cobre 3/0, y parecería antieconómico en este caso. Sin embargo, dada la poca longitud de la línea (16 kms.), se estima que económicamente hablando no se justificaría el uso de su bestación de elevación, ya que su costo sería del orden de \$ 900,000.00

COSTO TOTAL ESTIMADO PARA LA LINEA TRONCAL No.4 \$ 520,000

La línea troncal No. 3 es de 13 kms., cable 3/0, voltaje 13.8 kv, línea similar a la anterior.

COSTO TOTAL ESTIMADO PARA LA LINEA TRONCAL No.3 \$ 422,000

Para estimar el costo de un circuito de distribución radial representativo y el de un ramal, se tomarán como referencia los costos para la línea troncal No. 4, ya que tendrían las mismas características con excepción del cable, pues en el circuito radial se supuso cable de cobre 1/0. El costo estimado por km. sería de \$ 24,300 y el costo total, de \$ 388,000

Para los ramales derivados se supuso una longitud media de 5 kms. y cable de cobre AWG 6. El costo estimado por

km. sería de \$ 21,000 y el costo estimado total, de \$105,000.

TABULACION DE COSTOS INICIALES DE LINEAS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION.

---

Línea de transmisión No. 1 - - - - -	\$ 2'300,000
Línea troncal No. 3 con 5 ramales - - - - -	" 947,000
Línea troncal No. 4 con 5 ramales - - - - -	" 1'045,000
6 Circuitos de distribución radial con 5 - derivaciones cada uno para la zona No. 1 -	" 5'478,000
3 Circuitos de distribución radial con 5 - derivaciones cada uno para la zona No. 2 -	" 2'739,000

CAPITULO V

COMPARACION DEL COSTO EL KW-H ELECTRICO Y EL COSTO DEL -  
 KW-H A BAS DE MOTORES DE EXPLOSION, CONCLUYENDO C N ESTO  
 Y CON ARGUMENTOS ADICIONALES CUAL DE LOS DOS MEDIOS DE -  
B DE ES PRE RIBLE.

Determinación del costo del kw-H a base de motores -  
diesel.- Actualmente, en toda la zona rural por electrifi-  
 car, los equipos de bombeo usan motores diesel estacionarios  
 con potencia nominal media de 165 hp. Estos motores tienen  
 un costo de \$ 89,125.00 y su período de trabajo dura aproxi-  
 madamente 7,200 horas al año con los siguientes gastos:

Lubricantes, 1,500 lts. con un costo de - - -	\$ 5,640.00
Combustible, 150,000 lts. - - - - -	" 42,000.00
Reparaciones. - - - - -	" 25,000.00
Sueldo de operarios. - - - - -	" 21,900.00
Amortización, 12% - - - - -	" 10,700.00
Intereses, (cargo equivalente al 10% del ca- pital medio). - - - - -	" 4,450.00
<b>TOTAL:</b>	<u><u>\$109,690.00</u></u>

De acuerdo con la tabla de gastos anuales anterior, y  
 tomando en cuenta una potencia efectiva de los motores die-  
 sel de 150 hp, el costo por kw-H es el siguiente:

$$\text{Costo por kw-H} = \frac{109,690 \times 100}{150 \times 0.746 \times 7,200} = 13.4 \text{ centavos}$$

Estimación del costo del Kw-H eléctrico generado.-

Se tomarán como base los datos proporcionados por una planta  
 termo-eléctrica de Monterrey de 29,500 kw. Se estima que la  
 planta necesaria para este estudio sería similar, con una ca

pacidad total de 24,000 kw. (capítulo III).

Usando petróleo como combustible y tomando en cuenta - únicamente los gastos de operación, se proporcionó como dato un costo de 7.5 centavos por kw-H., generado.

El petróleo sería lo más indicado para la planta requerida en esta tesis, debido a que sería el combustible más fácil de transportar hasta la zona por electrificar.

De acuerdo con los párrafos anteriores, podría obtenerse una estimación del costo del kw-H generado por la planta de esta tesis, agregando al costo de 7.5 cts., el incremento correspondiente a los cargos fijos de dicha planta.

En el cálculo de los cargos anuales por depreciación - se emplearán datos estimados utilizando la tabla de depreciación método de línea recta para servicios eléctricos, texto Generating Stations de Alfred H. Lovell, M. Sc.

DEPRECIACION:

Costo inicial de la planta,      \$ 33'000,000.00

Valor neto de salvamento, 2%    "      660,000.00

Años de servicio,      35

Cargo anual       $\frac{(33-0.660) \times 10^6}{35} = \$ 925,000.00$

Intereses:

Cargo anual,      \$ 1'650,000.00

(equivalente al 10% del capital medio)

Consumo anual de energía:

Fuerza Motriz rural      16,000x7,200 = 115'000,000 kw-H

Servicios Urbanos  $2,600 \times 0.915 \times 365 \times 24 = 21'000,000$  kw-H  
(la demanda media se obtuvo de la gráfica No. 1 Cap. II).

Consumo anual total, - - - - -  $136'000,000$  kw-H

Pérdidas en la transmisión y distribución (cálculos en el inciso d).

Línea No. 1 1er. tramo	$154 \times 7,200 = 1'110,000$	kw-H
Línea No. 1 segundo tramo	$320 \times 7,200 = 2'310,000$	"
Línea troncal No. 3	$175 \times 7,200 = 1'260,000$	"
Línea troncal No. 4	$147 \times 7,200 = 1'060,000$	"
TOTAL:	<u><math>5'740,000</math></u>	kw-H

Total de kw-H generados,  $141'740,000$

Total de cargos fijos, \$  $2'566,000.00$

Incremento del costo por cargos fijos del kw-H generado:

$$\frac{2.566 \times 10^6}{1.4174 \times 10^8} = 1.82 \text{ cts.}$$

Costo del kw-H generado, tomando en cuenta los cargos fijos y costos de operación de la planta,  $7.5 + 1.82 = 9.32$

Estimación del costo del kw-H por transmisión y distribución.-

Costo inicial de la línea de transmisión No. 1,	\$ $2'300,000$
Costo inicial de la subestación de elevación,	" <u><math>1'710,866</math></u>
Costo inicial del sistema de transmisión,	\$ <u><math>4'010,866</math></u>

Depreciación:

Años de servicio, 37

Valor de salvamento, 6% - - - - \$ 241,000.00

Cargo anual,  $\frac{(4,010 - 0.24) \times 10^6}{37} = \$102,000.00$

Intereses:

Cargo anual, \$200,543.30

(equivalente al 10% del capital medio)

Sistema de distribución:

Costo inicial de la red, \$ 10'209,000.00

Costo inicial de subestaciones, " 2'734,488.00

Costo inicial del sistema de distribución, " 12'942,488.00

Depreciación:

Años de servicio, 32

Valor de salvamento, 7% \$ 540,000.00

Cargo anual,  $\frac{(12,942 - 0.540) \times 10^6}{32} = \$ 388,000.00$

Intereses:

Cargo anual, \$ 647,124.40

(equivalente al 10% del capital medio)

Costo anual del sistema de transmisión, \$ 302,543.30

Costo anual del sistema de distribución, " 1'034,124.40

Costo anual de la transmisión y distribución, \$ 1'337,667.70

Costo del kw-H por transmisión y distribución:

$\frac{1'337,667.70 \times 100}{141.74 \times 10^6} = 0.945$  centavos

Costo del kw-H puesto a la entrada de la subestación del -  
consumidor,  $9.32 + 0.945 = 10.265$  ets.

Nota.- No se consideraron impuestos sobre electrificación, -  
suponiendo que no se pagarían impuestos durante los -  
primeros diez o quince años.

Para comparar los costos del kw-H a base de motores de  
explosión y el kw-H eléctrico, habría que obtener el costo -  
de éste puesto en la flecha de la bo ba.

Estimación del costo del kw-H puesto en la flecha de -  
bo ba del consumidor.-

Costo inicial de la subestación del consumidor, \$ 76,083.00

Depreciación:

Años de servicio, 20

Valor neto de salvamento, 6% \$4,560.00

Cargo anual  $(76,083 - 4560) / 20 = \$ 3,528.00$

Intereses:

Cargo anual, \$ 3,804.15

(equivalente al 10% del capital medio)

Cargo anual total \$ 7,332.15

Increment del costo por kw-H en la flecha de bombeo:

$$\frac{7,332.15 \times 100}{150 \times 0.746 \times 7,200} = 0.910 \text{ ets.}$$

Costo de bombeo con motordiesel, 13.4 ets.. por kw-H

Costo de bombeo con electricidad,  $10.265 + 0.910 = 11.175$  ets./kw-H

El motor diesel dura pocos años en servicio y requiere bastante atención para operar eficientemente. Por lo que toca a refacciones, estas son escasas ya que no se cuenta en la región por electrificar con talleres o agencias bien equipadas, teniendo generalmente que importarse de Estados Unidos; la mano de obra calificada es también muy escasa. -

Las principales características del motor eléctrico como son su dependibilidad, alta eficiencia, baja depreciación mantenimiento practicamente nulo, etc., están muy por encima de las características de funcionamiento del motor diesel.

De acuerdo con los costos de bombeo que se han determinado y tomando en cuenta las ventajas del motor eléctrico, sería más conveniente el uso de éste ya que el bombeo resultaría 2.225 cts., más barato por kw-H, representando para el consumidor un ahorro anual de \$16,700.00. El uso de electricidad ofrecería además otras ventajas para la región, como son el impulso de las industrias y el comercio, comodidades domésticas, etc.

Por lo anterior se estima que sería conveniente la electrificación de la zona agrícola de Caborca en el Estado de Sonora, en beneficio directo de su economía general y su progreso.

" BIBLIOGRAFIA "

STANDARD HANDBOOK FOR ELECTRICAL ENGINEERS  
A. E. Knowlton  
Octava Edición.

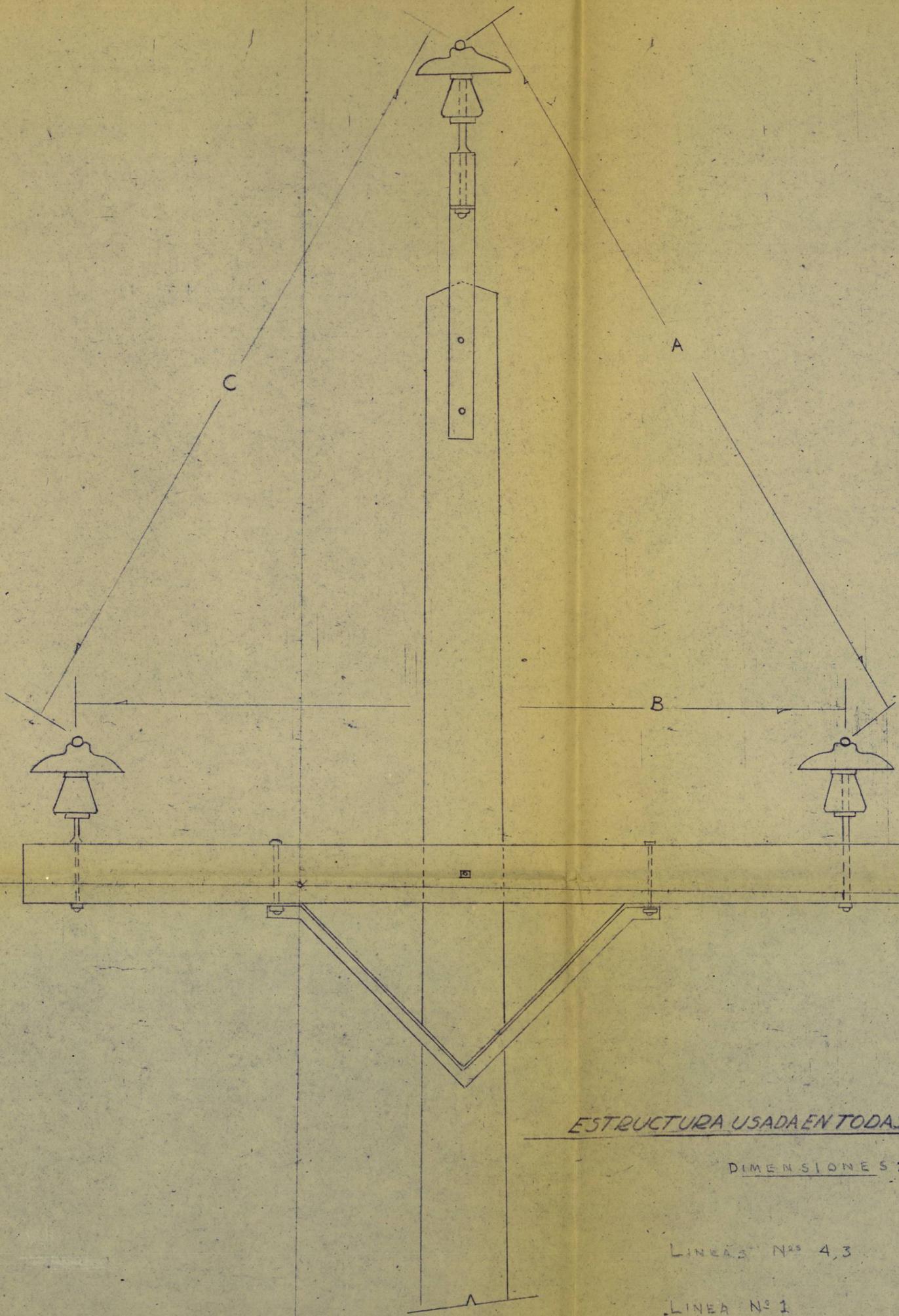
GENERATING STATIONS  
Alfred H. Lovell Mc.

ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION  
REFERENCE BOOK  
Westinghouse Electric & Manufacturing Company  
Tercera Edición.

ELECTRIC POWER EQUIPMENT  
Tarboux  
Tercera Edición

PRINCIPLES OF TRANSMISSION AND DISTRIBUTION  
Woodruff.

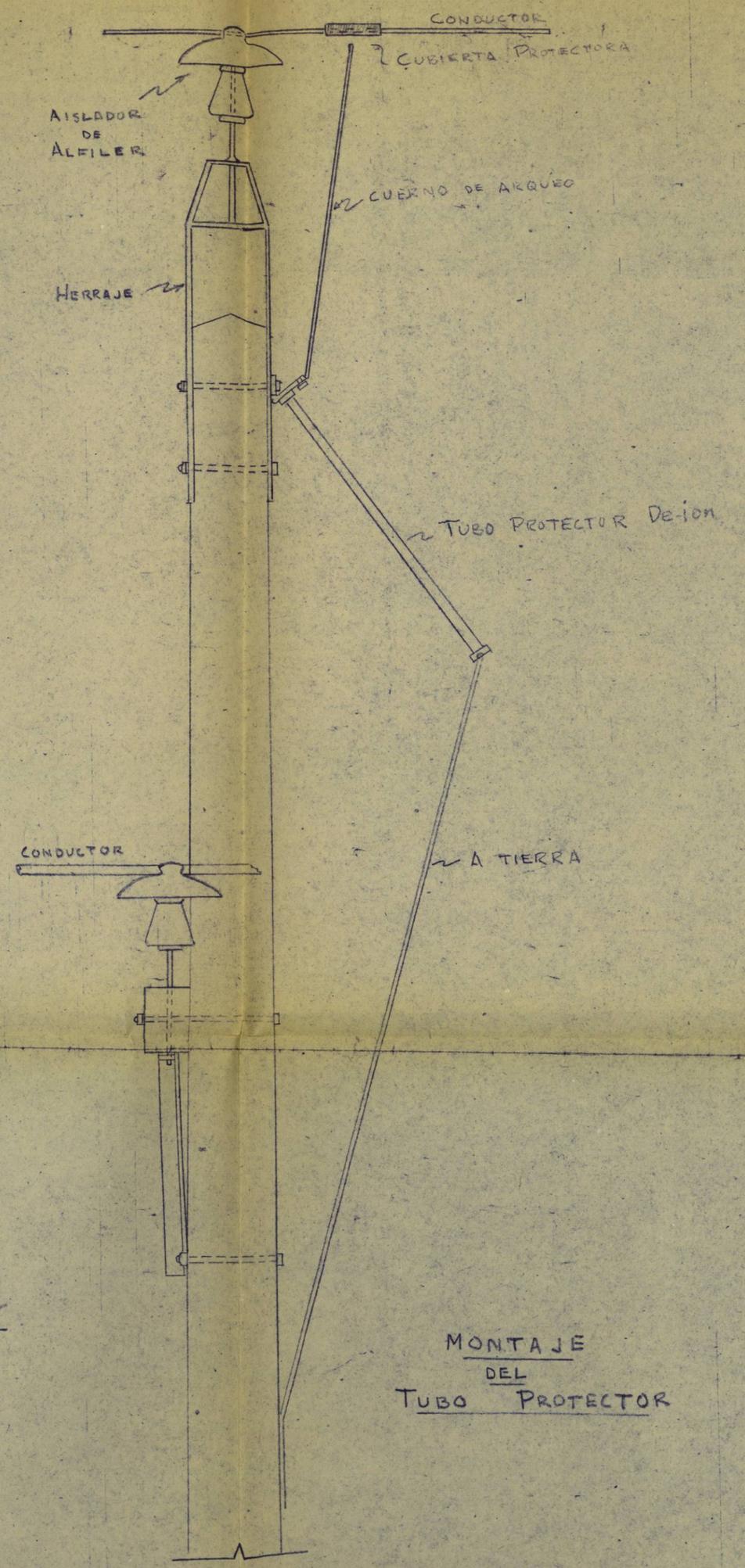
CATALOGOS WESTINGHOUSE.



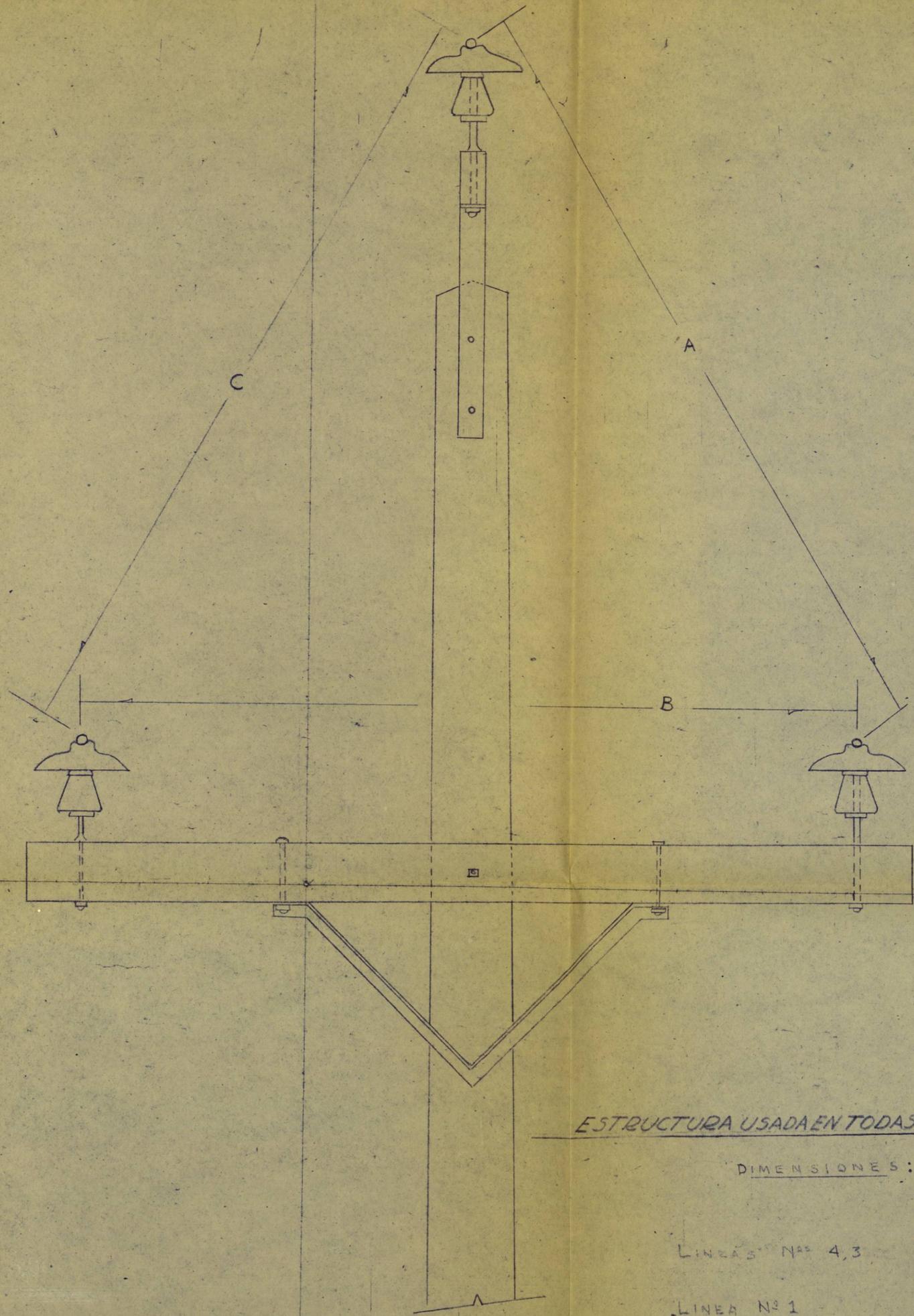
ESTRUCTURA USADA EN TODAS LAS LINEAS

DIMENSIONES:

	A = B = C
LÍNEAS N <sup>OS</sup> 4, 3	1,57 Mts.
LÍNEA N <sup>o</sup> 1	2,13 Mts.



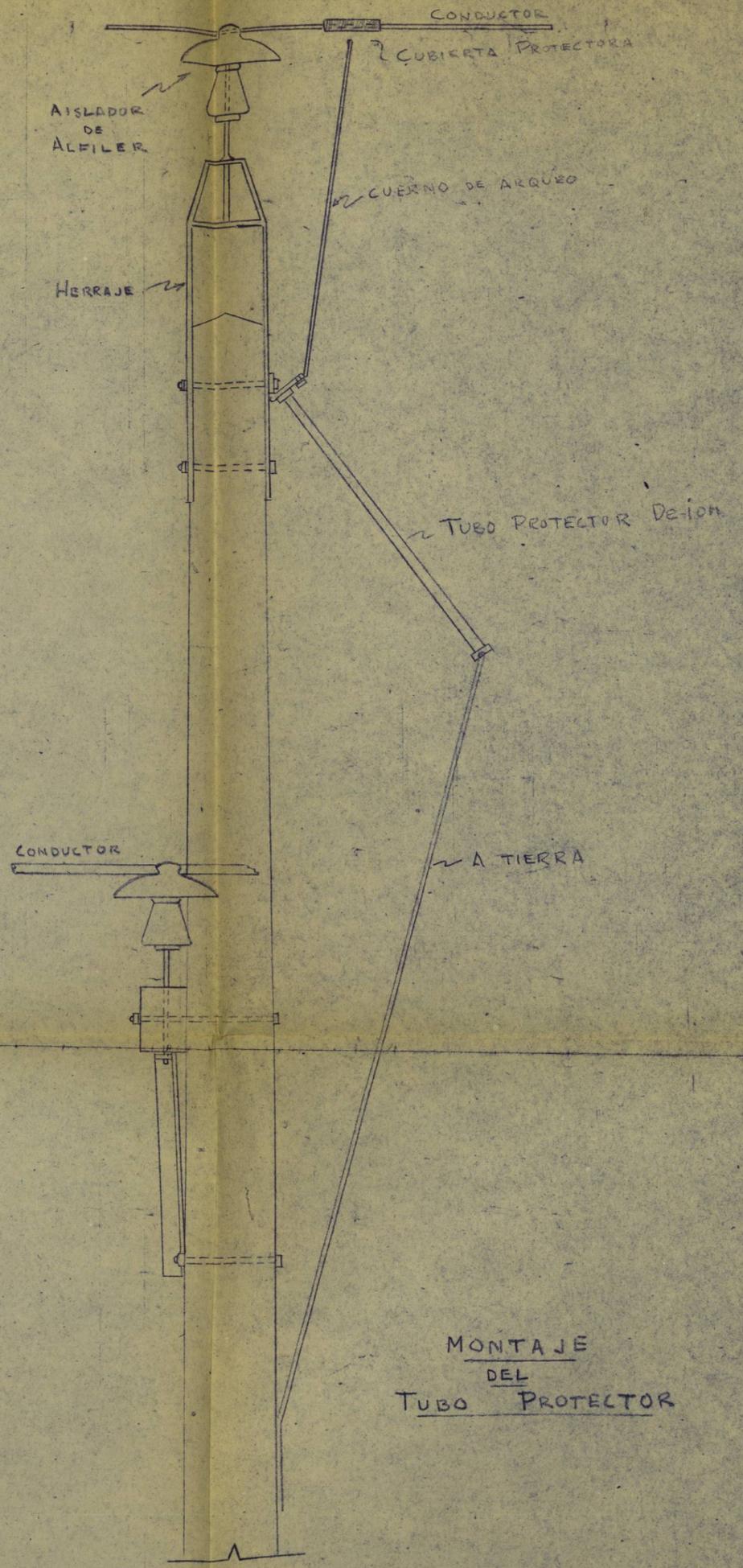
MONTAJE DEL TUBO PROTECTOR



ESTRUCTURA USADA EN TODAS LAS LINEAS

DIMENSIONES:

	A = B = C
LINEAS Nº 4,3	1,57 Mts.
LINEA Nº 1	2,13 Mts.



MONTAJE DEL TUBO PROTECTOR

