

621.394  
J37  
C. 3

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD

PROYECTO DE ELECTRIFICACION DE LA  
PLANTA DE BOMBEO Y TRATAMIENTO DE  
AGUA POTABLE, DEL CAMPAMENTO 'LA TOMA'

INGRESADO A INVENTARIO  
ORD. Do. 1563



SECRETARIA

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE  
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

JOHN S. JARA GARCIA

" ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL "

Departamento de Ingeniería Eléctrica

" PROYECTO DE EDDIESTRUCTURA DE LA PLANTA DE BOMBEO Y  
TRATAMIENTO DE AGUA POTABLE, DEL CAMPAMENTO LA TORRE "



SECRETARIA

AUTOR :

John S. Jara C.  
John S. Jara C.

DIRECTOR :

Ina. Gregorio Wong K.  
Ina. Gregorio Wong K.

" La responsabilidad por los hechos, ideas  
y doctrinas expuestas en la presente Te-  
sis, corresponde exclusivamente al autor  
..... "

( Art. Sexto del Reglamento de Exámenes y  
Títulos Profesionales de la Escuela Su-  
perior Politécnica del Litoral ).

*John S. Jara G.*

John S. Jara G.



SECRETARIA

*A mis padres,  
con todo respeto.*



SECRETARÍA

*A mi Esposa e Hija,  
con amor y cariño.*

PROYECTO DE ELECTRIFICACION DE LA PLANTA DE BOMBEO Y TRATAMIENTO DE AGUA

POTABLE, DEL CAMPAMENTO " LA TOMA " .-

C O N T E N I D O

- *Introducción* : Objeto de la Tesis, antecedentes y referencias.

**CAPITULO 1.- CALCULO DE LAS CARGAS EN LA PLANTA DE BOMBEO.-**

- 1.1 *Orden y evolución de los equipos de bombeo.*
- 1.2 *Determinación de la potencia de los motores eléctricos, que se acoplan a las bombas.*
- 1.3 *Características principales de los equipos de bombeo.*
- 1.4 *Elección de los distintos aparatos de protección, interruptores y cajas de arranque para los motores eléctricos.*
- 1.5 *Diseño del Sistema Auxiliar de Corriente Continua para los aparatos de protección, del numeral anterior.*
- 1.6 *Análisis de carga de los equipos de bombeo.*

**CAPITULO 2.- CALCULO DE CARGAS DEL CAMPAMENTO DE LA ESTACION DE BOMBEO.-**

- 2.1 *Análisis de carga para servicio de alumbrado público y residencial.*
- 2.2 *Análisis de carga para servicio de energía eléctrica al Taller Mecánico.*
- 2.3 *Determinación de la capacidad del banco de transformadores*

**CAPITULO 3.- SISTEMA DE ALIMENTACION DE ENERGIA ELECTRICA AL CAMPAMENTO " LA TOMA " .-**

- 3.1 *Alternativas de alimentación.*
- 3.2 *Determinación del sistema de alimentación a adoptarse.*

**CAPITULO 4.- PROYECTO DE LA LINEA DE TRANSMISION GUAYAQUIL - LA TOMA.-**

- 4.1 *Cálculo Eléctrico.*
- 4.2 *Cálculo Mecánico.*

**CAPITULO 5.- SUB-ESTACION DE REDUCCION.-**

- 5.1 *Alternativas para la instalación de esta Sub-estación.*
- 5.2 *Proyecto de la Sub-estación.*

**CAPITULO 6.- PLANTA DE TRATAMIENTO.-**

- 6.1 Suplemento al Sistema ya existente en la Planta de Tratamiento.
- 6.2 Mejoras y adecuaciones en el servicio de alumbrado público y accidental ya existente, en el Componente de la Planta de Tratamiento.

**CAPITULO 7.- Estudio económico del Proyecto de Electrificación de la Planta " La Tona ".**

- Conclusiones y observaciones finales.
- Bibliografía.



SECRETARIA

## INTRODUCCION : Objeto de la Tesis, Antecedentes y Referencias.-

El abastecimiento de agua potable en la ciudad de Guayaquil descansa en dos sistemas separados, totalmente distintos en cuanto a los orígenes de las fuentes y al modo de tratamiento. El primero es el sistema de " Lolita " basado en la captación de manantiales que descienden de Los Andes y que proporcionan aguas prácticamente claras durante la mayor parte del año; y el segundo, se asienta sobre el tratamiento del agua del Río Daule, necesitando en forma permanente una purificación más completa y un sistema de captación mediante bombas de estas aguas desde un nivel inferior a otro superior para su respectivo tratamiento.

El objeto principal de esta Tesis es el mejorar este sistema de captación mediante la electrificación total de la Planta de Bombas, actual, y la que se construya posteriormente, ya que éste sería el medio indicado debido a que el sistema eléctrico, luego de ser la forma de energía más económica, nos presenta un sinnúmero de ventajas, tales como: gasto de funcionamiento bajos (menores que los correspondientes a los motores de combustión interna); precio de compra reducido; la compactidad; la sencillez; flexibilidad de colocación; limpieza; poco mantenimiento; robustez y facilidad de maniobra tanto a mano como por mando a distancia etc., de las unidades de bombeo, en este caso, electro-bombas, logrando por consiguiente un proyecto factible de ejecutar.

La importancia del débito exigido por la ciudad en pleno crecimiento hace que la Planta " La Toma " pueda ser doblada con el empleo de disposiciones rápidamente ejecutables y previstas para el efecto.

Es posible que para el funcionamiento de estas unidades, contemos con un proyecto de instalaciones de Alta Tensión contemplado para esa zona de Daule por El Instituto Ecuatoriano de Electrificación ( IRECEL ), cuya Línea de Transmisión entrará en funcionamiento a partir del año 1.970. La potencia de transporte, prevista para esta línea, será suficiente para atender la carga de " La Toma ".

De no ejecutarse este proyecto de Inecel, de todas maneras esta Tesis no dejarla de ser importante en su realización porque el escalonamiento de las etapas de adecuación consideradas por los estudios realizados por Société d'Etudes pour l'Urbanisme, l'Équipement et les Canalisations (SEURECA) para e

Abastecimiento de Agua Potable a la Ciudad de Guayaquil, a partir de esta época, nos permite considerar favorablemente la instalación de una Central Eléctrica adaptable a la evolución de las necesidades.

Partiendo de lo expuesto en el párrafo anterior, cabe mencionar que parte de esta Tesis estará basada en los Estudios de SEURECA, y que es de donde se permitirá obtener datos esenciales para la determinación de los equipos de bombas y evolución de los mismos, que serán el objeto de estudio de este Proyecto de Electrificación.

Al instalar este sistema eléctrico, obtendremos un incremento en la producción de agua potable, el cual debe seguir con la misma flexibilidad la evolución de las necesidades efectivas de la ciudad, esto entraña una ampliación simultánea de todos los elementos de la instalación. Las mejoras propuestas para la Planta de La Toma no tendrán un interés evidente sino cuando ellas se realicen dentro del marco de un proyecto de conjunto que estará fácilmente admitido y no aparecerán en esta Tesis, por no ser del objeto de la misma.



## CAPITULO 1

### CALCULO DE LAS CARGAS EN LA PLANTA DE BOMBEO

#### 1.1 NUMERO Y EVOLUCION DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO.-

" El equipo de material de bombeo para la impulsión de  $78.400 \text{ m}^3/\text{día}$  de agua cruda, comprendía antes de 1.961, tres grupos de motobombas semejantes, constituidos cada uno por :

Un motor Diesel lento " Worthington " que desarrolla 563 HP con 375 rpm.

Un aumentador de velocidad con engranaje " Link - Belt " de un coeficiente de aceleración de 3,85, llevando la velocidad del árbol de la bomba a 1.450 rpm.

Una bomba " Worthington " del tipo 12 CCS de cuatro volutas, que absorbe una potencia de 498 HP para la elevación de  $30.000 \text{ m}^3/\text{día}$  de agua cruda hasta una altura manométrica total de 94,50 m.

En su origen, este equipo debía teóricamente proporcionar el débito suficiente para las necesidades de la ciudad.

Un grupo de emergencia que interviene solamente para completar los débitos superiores a  $60.000 \text{ m}^3/\text{día}$ , débitos normalmente impulsados por dos bombas en actividad.

En 1.961 un cuarto grupo de características análogas debía venir a reforzar la instalación.

La deterioración inevitable de estos tres grupos, las sensibles variaciones del nivel de agua del río afectado por el juego de las mareas, hablan en efecto originado una reducción del débito diario que los especialistas de la explotación la habían estimado en  $50.000 \text{ m}^3/\text{día}$ , por término medio, con respecto al rendimiento inicial previsto. Sobre esta base efectiva solo se podía considerar un débito global de  $75.000 \text{ m}^3/\text{día}$ , mientras que el consumo de la ciudad se incrementaba muy rápidamente.

A fines de Mayo de 1.961, la situación se presentaba así :

- Grupo No. 1 - 63.255 horas de funcionamiento.
- Grupo No. 2 - 60.503 " " "
- Grupo No. 3 - 59.035 " " "
- Grupo No. 4 - 2.983 " " "

Se debe observar que el cuerpo de bomba del grupo No. 3, averiado, el arrastre de gravilla fue reemplazado en 1.961.

La entrada en servicio del cuarto grupo, por lo tanto ha aliviado sensiblemente el trabajo del material antiguo, habiendo sido elevada la capacidad total de la Planta a  $100.000 \text{ m}^3/\text{día}$  aunque solamente  $78.400 \text{ m}^3/\text{día}$  corresponden a las posibilidades máximas de tratamiento de la instalación actual.

La construcción de dos elementos suplementarios de filtros permitiría la elevación de  $98.000 \text{ m}^3/\text{día}$ , lo que obligará prácticamente el funcionamiento casi continuo de los cuatro grupos.

Después de un examen completo de la cuestión con dos especialistas, han constatado que el reemplazo del equipo actual por grupos más potentes se podría efectuar sin modificación apreciable de la estructura del edificio.

Según los estudios realizados por Seureca ( Société d'Etudes pour l'Urbanisme, l'Equipements et les Canalisations ) han seleccionado la instalación sucesiva de :

- Dos grupos de  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$  en 1.965.
- Un grupo de  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$  en 1.967, en sustitución de los grupos 1-2-3 existentes.
- Una nueva estación en 1.970, comprendiendo:
  - Dos grupos de  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$  para 1.970
  - Un grupo de  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$  para 1.975
  - Un grupo de  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$  para 1.978.

La instalación de este dispositivo es esquematizado en el croquis No. 7 y adaptado tanto como es posible a las necesidades de consumo previamente determinadas.

Se va a intercalar un período crítico ineludible entre el funcionamiento de la estación de purificación con diez filtros y el año 1.965, fecha la cual deberán estar en su sitio las dos primeras bombas de  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$ , sustituyendo a los grupos 1 y 2 existentes.

Este período será, sin embargo, necesariamente muy corto, pudiéndose efectuar la instalación de las nuevas unidades con prioridad en el programa de la segunda fase, de la cual ellas forman parte.

Las bombas que se acoplarán a los motores son del tipo de eje horizontal con aspiración e impulsión horizontal.

La velocidad de 1.200 rpm asegura un débito de  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$  hasta 90 m. de altura manométrica total y un rendimiento de 81 %.

La potencia absorbida en el árbol es de 920 CV que determina una potencia del orden de 1.000 CV, en el motor.

El cuerpo de bomba es de fundición torneada; el impulsor de acero cromo, con árbol de acero, descansa sobre dos soportes con bolas.

Los orificios de aspiración y de impulsión provistos de bridas de cierre son respectivamente de  $\varnothing 500$  y de  $\varnothing 300$  mm.

La sección del tramo de tubería de impulsión, sobre la cual serán conectadas las nuevas bombas, será sensiblemente aumentada a  $\varnothing 600$  y  $\varnothing 800$  mm. para evitar velocidades excesivas en la tubería.

Han admitido, sin embargo, que la totalidad del volumen impulsado continuará repartiéndose en los dos ramales de canalización y que el diámetro de la parte central comprendida entre los puntos de conexiones de los grupos 2 y 3 sea  $\varnothing 450$  mm. podrá ser conservado todavía en la segunda etapa.

Esta adecuación, cuya ejecución está prevista a partir de la segunda etapa, es para la estación de bombeo actual.

Las normas habituales de explotación están en general muy bien seguidas por el personal encargado del funcionamiento y del mantenimiento de la estación de bombeo.

Sea que se trate del equipo actual o del que va a ser próximamente instalado, las variaciones horarias y diarias del consumo de Guayaquil, no permiten, al principio, establecer una regla rígida en cuanto al dispositivo de funcionamiento a adoptar para la utilización racional de los grupos.

EXTENSION DE LAS INSTALACIONES DE BOMBEO DE AGUAS CRUDAS - ESTACION DE BOMBEO FUTURA ( 1.980 y más ).-

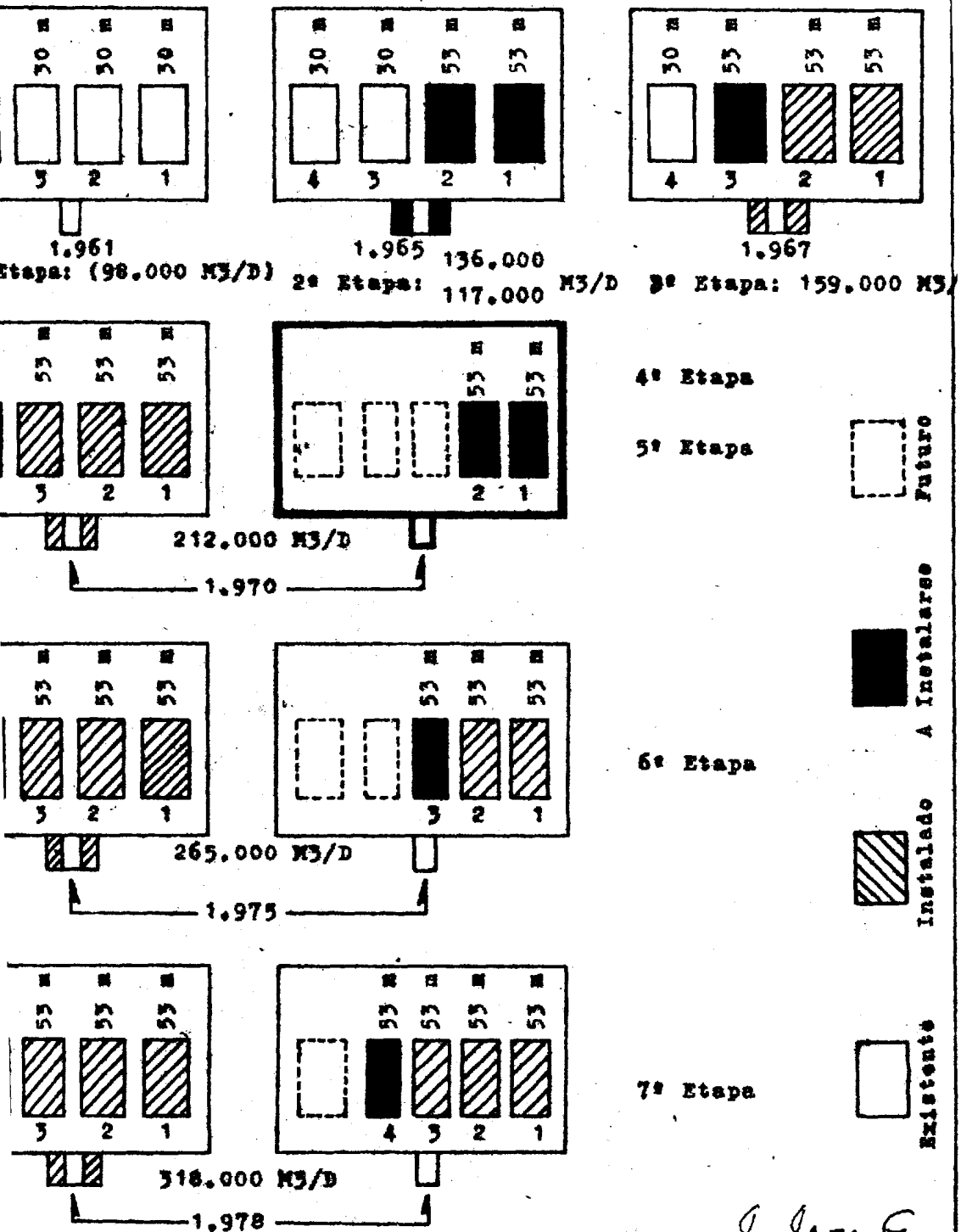
A partir de 1.970/71, la estación de bombeo actual, reforzada por los grupos de  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$  no será suficiente para asegurar las necesidades de agua de la ciudad que pasan de 175.000 a  $297.000 \text{ m}^3/\text{día}$  de agua tratada en el período 70 - 80 ( hasta tener en cuenta el aporte de la Planta " Lolita " ).

Otra estación de bombeo de agua cruda deberá entonces ser prevista desde 1.969 para ponerse en servicio a fines del año 1.970 o principio del 71

LA TOMA

EVOLUCIÓN DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO

ESQUEMA Nº 1



J. Jara G.

Esta estación, será instalada aguas arriba de la planta actual. (R

Diagrama 5. ...).

La construcción de las obras de Ingeniería comprendida en el curso la cuarta etapa será efectuada en una sola fase prevista para un equipo que prenda:

- 5 grupos diesel-bombas de  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$ , de los cuales 4 son para fase 1.976. Estos grupos serán idénticos a los previstos para el forjamiento de la estación existente.
- 2 alternadores accionados igualmente por motores diesel y cuya potencia de alrededor de 300 KW, será determinada en función de las necesidades previstas para el conjunto de La Tona, enteramente realizado.
- El dispositivo de toma de agua adoptado para el mejoramiento del tema existente será conservado en cuanto a su principio.
- Tama pozos idénticos, equipados con los aparatos de carnido automático, permitirán la aspiración de  $78.400 \times 3 = 235.200 \text{ m}^3/\text{día}$  de agua cruda libre de los sólidos en suspensión de tamaño superior a un diámetro de 1,5 mm.

Está prevista la instalación de dos grupos de  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$  en 1.977

uno de ellos de emergencia.

1 grupo de  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$  en 1.975

1 grupo de  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$  en 1.978

El piso del compartimiento (obstáculo de fundación) que recibe las

bombas ha sido bajado arbitrariamente a la cota 17.

Esta precaución, limitará en permanencia la altura de aspiración de las bombas, pero además permitirá mantener una defensa de agua suficiente entre las lulepas de aspiración en la hipótesis de un nuevo descenso del nivel de las aguas más bajas.

Los resultados de las observaciones hechas por medio de la Escala del Nivelgrafo, cuya instalación le hemos aconsejado, servirán de base para la determinación más exacta de la altura del sistema de las bombas.

La tubería de impulsión de  $\varnothing 1.250 \text{ mm}$  será provista de un medidor de caudal que funcionará al comienzo del sistema de canalización de agua cruda que termina en las instalaciones de tratamiento".

Debe notarse que para el año 1.965 debieron estar instaladas las primeras bombas de 53.000 m<sup>3</sup>/día, sustituyendo a los grupos 1 y 2 existentes, cual no ha sido realizado por la Junta de Agua Potable de Guayaquil debido a ha considerado que los que están actualmente funcionando, pueden hacerlos algunos años más y porque en realidad la ciudad no ha requerido el débito previsto por los estudios de Sautera para esa fecha ( 1.965 ).

Entonces, para este estudio de electrificación, partiremos desde el año 1.969, durante el cual se va a instalar el primer equipo de 53.000 m<sup>3</sup>/día y se comenzará a construir la nueva estación de bombas.

La evolución de los equipos de bombas la aconsejamos la más próxima posible, debido a las modificaciones que han tenido las fechas de instalación de los mismos :

Nº. de grupo	Capacidad de grupo m <sup>3</sup> /día	Año de instalación
1	53.000	1.969
2	53.000	1.972
1	53.000	1.975
1	53.000	1.978
1	53.000	1.980

Este equipo se instalará en el nuevo edificio, no considerando toda la Junta de Agua Potable de Guayaquil, la sustitución de las unidades existentes por nuevos equipos. Esto lo llegará a afrontar en fecha posterior, luego siempre de abastecer a la ciudad, del gasto de agua que ella requiere.

Por consiguiente, este proyecto, contemplará solamente, la instalación de seis grupos electro-bombas, de las cuales, 5 se instalarán, en el nuevo edificio de Estación de Bombeo y uno que reemplazará a cualquiera de las existentes.

Este estudio tomó en cuenta solamente los edificios para estos 6 grupos, pero la instalación de los mismos, entrará exclusivamente a la Junta de Agua Potable de Guayaquil, según sus estudios de abastecimiento de agua para ciudad.

## 1.2 DETERMINACION DE LA POTENCIA DE LOS MOTORES ELECTRICOS, QUE SE ACOPLARA A LAS BOMBAS.-

La potencia de los motores eléctricos, que se acoplarán a las bombas se puede resumir, que se obtendrá a base de las Curvas de Alcance de bombas centrífugas de una sola etapa, doble succión, tipo voluta (Ref. Fig. 1.3-1) ; las mismas que han dado excelentes resultados en las instalaciones actuales de la Estación de Bombas.

La velocidad de 1.780 rpm. asegura un débito de  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$  hasta 86 m. de altura manométrica total y un rendimiento de 81 %.

La velocidad de rotación determinada asegurará la transmisión directa de la bomba y suprimirá la sugestión inherente al empleo de todo dispositivo corrector.

Entonces tenemos :

$$Q = 53.000 \text{ m}^3/\text{día} \text{ (establecido en el estudio de Abastecimiento de Agua a la ciudad de Guayaquil para el año 1.98)}$$

$$H = 86 \text{ m. (que es la diferencia entre la cota dinámica a la salida de las bombas - determinada en el estudio de la nueva tubería de impulsión de } \phi 1.250 \text{ mm - y el nivel mínimo del agua en el pozo de succión. } \\ 99,30 - 13,95 = 85,35 \text{ m.)}$$

$$\text{Rendimiento} = 81 \%$$

Aplicando la fórmula :

$$HP = \frac{Q \times H}{3.960 \times \text{Eff. de la bomba}} \quad \text{donde,}$$

Q = Caudal de agua, en galones por minuto GPM.

H = Columna total, en pies.

Reduciendo los valores de Q y H a las unidades que exige la fórmula

tenemos :

$$Q = 53.000 \text{ m}^3/\text{día} \times \frac{1}{1.440} \text{ día/min.} \times 264,2 \text{ gal./m}^3.$$

$$= \frac{53.000 \times 264,2}{1.440} = 9.724 \text{ gal./min.}$$

$$H = 86 \times 3,28 = 282 \text{ pies, entonces ;}$$

$$HP = \frac{9.724 \times 282}{3.960 \times 0,81} = 855 \text{ HP (absorvidos por el árbol de la bomba).}$$

# SINGLE-STAGE DOUBLE-SUCTION VOLUTE PUMPS

## RATING CURVES

TYPE LN-LNC

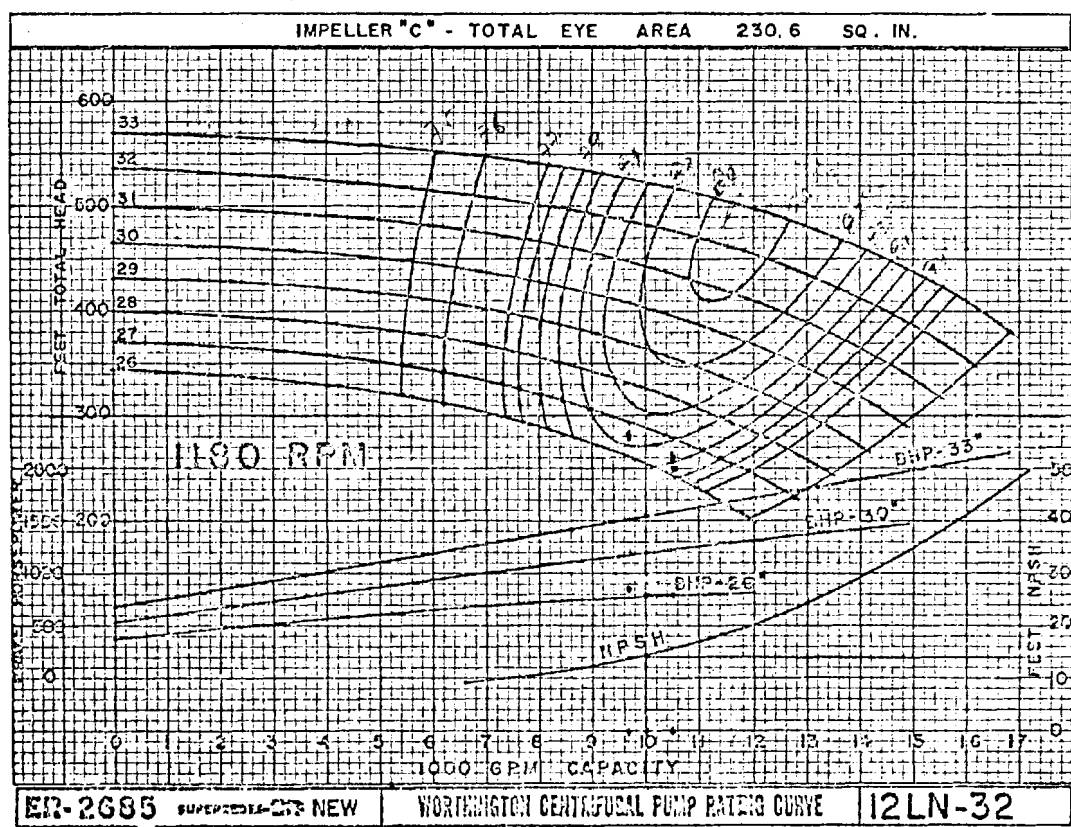


Figure 1.3-1

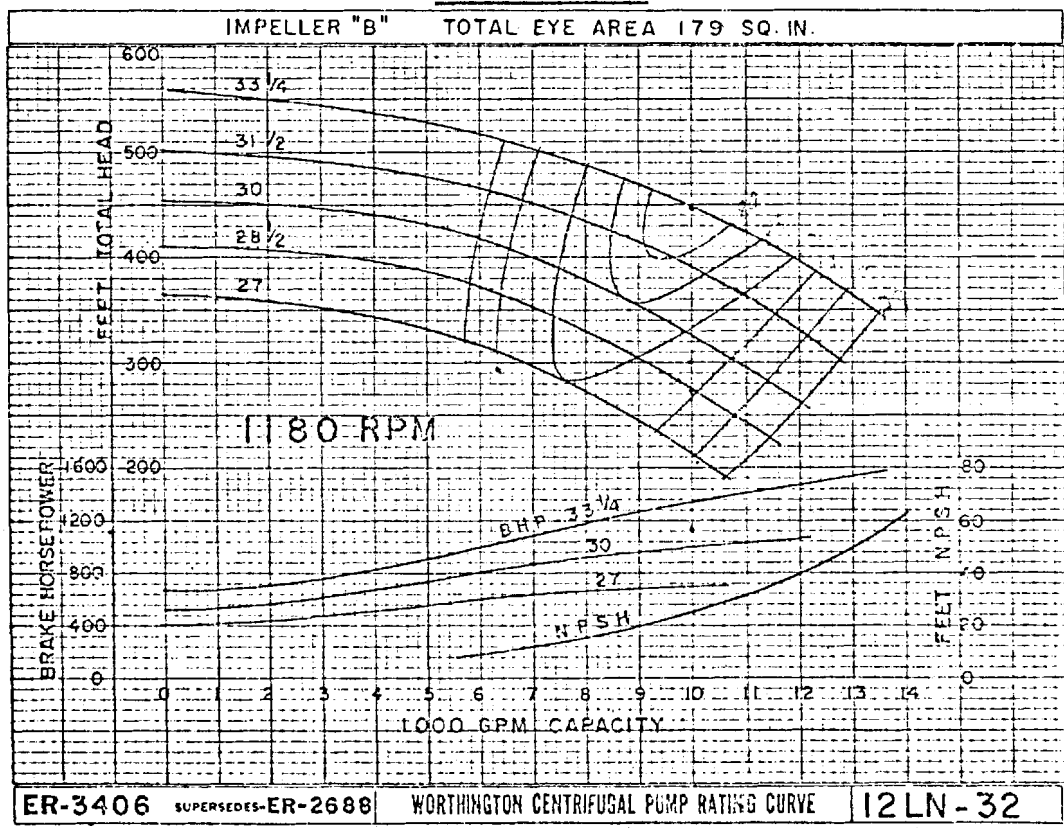




TABLA 146. Aumentos por impulsor a la tabla 145

Tamaño	Agréguese a «D» «e» «I» por impulsor, mm.	Tamaño	Agréguese a «D» «e» «I» por impulsor, mm.
64	101	254	254
76	124	305	305
102	143	368	368
127	152	406	406
152	178	457	457
203	216		

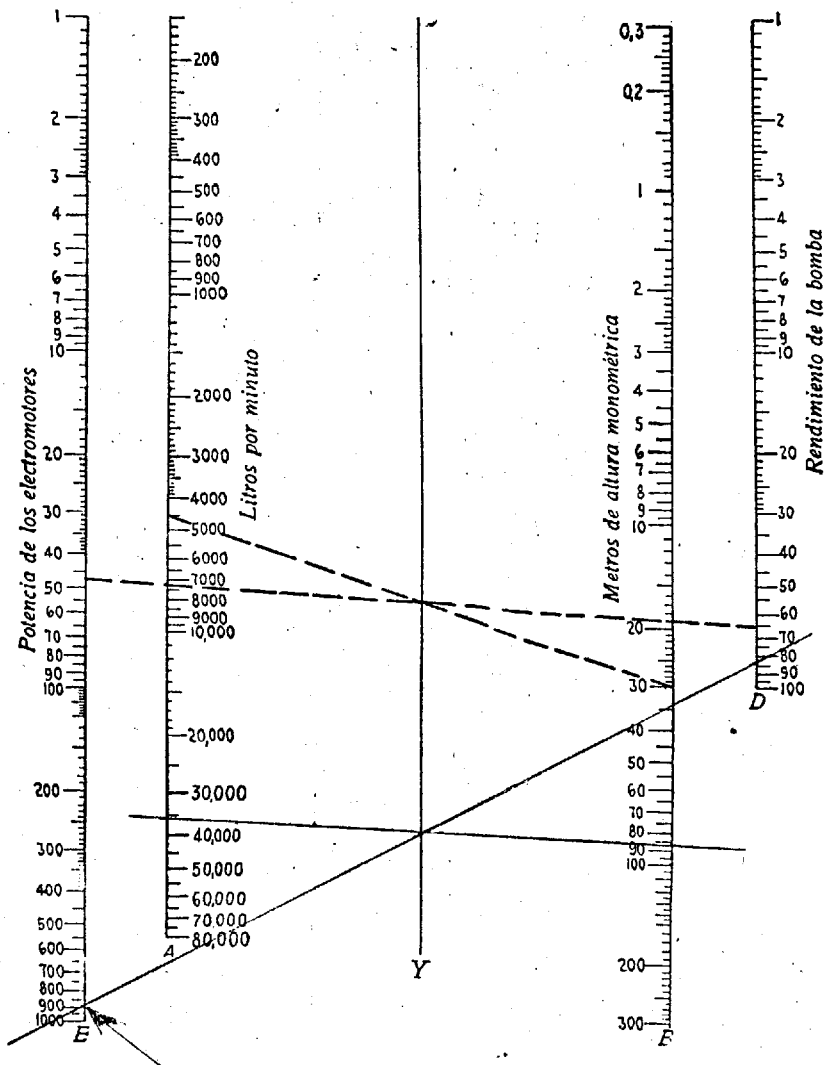


FIG. 210. Abaco para determinar la potencia del motor que ha de accionar las bombas centrífugas. (Earle Gear &amp; Machine Co.)

Asumiendo una eficiencia de 95 % para el motor, nos determina una potencia de :

$$\frac{855}{0,95} = 900 \text{ HP (en el motor).}$$

También podemos escoger la potencia dada por el " Abaco para determinar la potencia del motor que ha de accionar las bombas centrífugas " de Ear Gear & Machine Co. (Fig. 1.2-1), el cual nos da aproximadamente 900 HP, a lo cual damos un cierto límite de seguridad que nos determine los 1.000 HP de potencia para el motor.

Habiendo obtenido el valor de la potencia en HP para accionar la bomba centrífuga, podemos determinar su valor de corriente y de potencia aparente la cual usaremos para cálculos posteriores.

Asumiremos los siguientes valores encontrados en placas de motores eléctricos de fabricación americana :

1.000 HP - 3 Fases - 60 Ciclos - 4,16 KV. - FP 0,8 - Eff. 0,95.

Utilizando las siguientes fórmulas encontraremos los valores arriba mencionados :

$$I = \frac{HP \times 746}{1,73 \times U \times \text{Eff.} \times \text{FP.}}$$

$$\text{KVA} = \frac{3 \times U \times 1,73}{1.000}$$

Donde :

I = Corriente de línea, en amperios.

HP = Caballos de fuerza, del motor.

U = Voltaje de línea a línea, en voltios.

Eff. = Porcentaje de Eficiencia.

FP. = Factor de Potencia.

KVA = Potencia aparente, en kilovoltios-amperios.

Entonces tenemos :

$$I = \frac{1.000 \times 746}{1,73 \times 4.160 \times 0,95 \times 0,80} = \underline{\underline{136 \text{ Amp.}}}$$

$$\text{KVA} = \frac{136 \times 4.160 \times 1,73}{1.000} = 978,7 \text{ aprox. } \underline{\underline{980 \text{ KVA}}}$$

Según normas del Código de Seguridades Eléctricas norteamericano, un motor de 1.000 HP. debe ser protegido a no más de 200 amp. para la protección de sobrecorriente durante la marcha y a no más de 450 amp. para la protección

del canal de circuito.

La mínima talla de conductor, requerida para llevar la corriente arriba encontrada, debe ser : 4/0 Tipo R & Tipo T o también 2/0 Tipo RH; pudiendo ser llevados dentro de tubos-conducto.

### 1.3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO.-

Antes de llegar a obtener características para los equipos de bombeo es necesario efectuar una comparación entre las bombas que sirven para suministro de agua, y entre los motores que más fácilmente se acoplan al accionamiento de estas bombas.

La bomba centrífuga es apropiada para grandes caudales, y tiene la ventaja de un pequeño costo inicial. Debido a su simplicidad, a la supresión de las válvulas, y a que tiene pocas partes móviles, es muy segura. Sus otras ventajas son : poco peso y escaso espacio ocupado en planta; su alta velocidad de rotación la hace apropiada para su accionamiento con motor eléctrico; el caudal impulsado no es intermitente. Sus pocas desventajas son : para pequeños caudales, es más bien de bajo rendimiento; el caudal elevado varía con la altura, que exige un accionamiento de velocidad variable si cambia mucho la altura, y es necesario un caudal constante.

Las bombas Alternativas tienen la ventaja de que el caudal elevado es constante aunque varíe la altura. Son apropiadas para elevaciones de altura considerable. Puede emplearse para una altura de aspiración ligeramente superior a la que toleran las otras bombas. Sus desventajas son : irregularidad del caudal suministrado y alto costo inicial; son además inadecuadas para elevar aguas sucias, y existe la posibilidad de que se produzcan averías en caso de una imprevista interrupción de la impulsión, por una válvula cerrada u otra obstrucción.

Las bombas Alternativas tienen un rendimiento casi uniforme dentro de una amplia zona de caudales, mientras que el rendimiento de las bombas Centrífugas está afectado por cualquier variación de la altura o la velocidad. Esto significa una mayor flexibilidad en las bombas Alternativas. Las reparaciones y las sustituciones de piezas no precisan operarios especializados. Con una aspiración corriente, una bomba Alternativa con estopadas bien hechas, no precisa dispositivo cebador ni válvula de pie.

Los equipos de bomba Alternativa son más caros, ocupan mayor superficie, necesitan cimentaciones más fuertes, requieren mayor cuidado, hacen más ruido, necesitan cámaras de aire en la tubería de impulsión, para evitar el golpe de ariete, y no pueden ser accionadas por motores eléctricos de alta velocidad u otros, excepto por medio de reductores de velocidad, con la consiguiente pérdida de energía.

La bomba Rotatoria, se emplea solo para pequeños caudales y alturas moderadas. Es de pequeño tamaño, sencilla de manejar, no necesita cebado, y puede trabajar con una <sup>gran</sup> altura de aspiración.

El costo inicial, sin embargo, es relativamente alto. No es duradera y es inapropiada para manipular agua arenosa, y una imprevista interrupción de la impulsión perjudica a la bomba.

En las bombas Rotatorias, también encontramos algunos inconvenientes para su funcionamiento en centrales elevadoras de gran tamaño. Se requiere su instalación próxima al agua; baja velocidad, de modo que los motores eléctricos no pueden acoplarse directamente a ellas; presión limitada; ajuste muy afinado para evitar el retroceso; rendimiento pobre, en caso de tuberías de gran desarrollo; gran tamaño, comparado con el de las bombas Centrífugas. El rendimiento disminuye con el desgaste y el retroceso.

Ahora, podemos hacer un análisis más exhaustivo de la bomba Centrífuga que, según las anotaciones anteriores de los otros tipos de bombas, nos presenta las mejores posibilidades para adoptarla en este estudio de electrificación.

En la bomba Centrífuga, el agua penetra cerca del eje de un impulsor en rotación, y fluye hacia la periferia, que abandona a gran velocidad. La altura de la columna de agua que produciría una velocidad igual, es la altura de carga teórica total que este tipo de bomba es capaz de desarrollar. La fuerza centrífuga desempeña un importante papel en la transformación del trabajo en energía cinética. En las bombas Centrífugas es esencial que la velocidad de rotación sea la correcta, y a este fin debe elegirse convenientemente los motores.

Estas bombas se adaptan mal al accionamiento por máquinas de vapor, causa de sus elevadas velocidades de rotación.

La bomba de eje vertical precisa de un cojinete para soportar el eje; si éste se coloca sobre el motor, es fácilmente accesible.

Las velocidades de rotación hasta 1.500 rpm., la uniformidad del caudal, la ausencia de golpe de ariete y ruidos, y la economía de espacio, hacen a las bombas centrífugas especialmente adaptables al accionamiento por motores eléctricos.

#### Funcionamiento.-

Puesto que el caudal y la presión que da una bomba Centrífuga dependen de su velocidad de rotación, ésta ha de mantenerse constante. Deben vigilarse cuidadosamente los prensaestopos, particularmente el del lado de la aspiración, para evitar la entrada de aire. Cuando en los prensaestopos se usan linternas de cierre, los tornillos del casquillo del prensaestopos, han de apretarse fuertemente al principio, aflojándolos después hasta quedar apretados con los dedos, permitiendo una pequeña fuga de agua. De esta manera se asegura una gran duración a la empaquetadura y se evita o reduce la posibilidad de desgastar el árbol.

#### Encabado.-

Las bombas centrífugas no funcionan bien hasta que su cuerpo no está lleno de agua, es decir, que todo el aire ha sido expulsado. En estas bombas es conveniente disponer de un encabador mecánico u otros dispositivos patentados, ya que el aire puede dificultar el funcionamiento de la bomba.

En las instalaciones actuales de esta Planta, se dispone de una bomba de vacío para el encabado de las bombas Centrífugas, la misma que da excelentes resultados.

El ruido de una bomba Centrífuga es una indicación de impacto; lo que significa mala construcción. Este ruido de impacto es un repliqueo que no ha de confundirse con el zumbido debido a la rotación a gran velocidad. También puede producirse un ruido indebido, a causa de la entrada de aire en la aspiración o por el prensaestopos.

#### Características de las bombas.-

La relación existente entre la altura manométrica, el caudal, la velocidad y la potencia necesaria para accionar una bomba Centrífuga, puede expresarse por medio de curvas, determinadas por el cálculo o bien por ensayos; es

curvas representan las características del impulsor escogido. Sin alterar ni el cuerpo de la bomba, puede emplearse una gran variedad de impulsores, cada uno de los cuales tiene características diferentes, de modo que para un tamaño de bomba dado, mientras el caudal permanece constante, pueden variar, dentro un gran margen, la altura manométrica, la velocidad y la potencia necesaria. Curvas características típicas se dan en la fig. 1.3-1.

En estas curvas, el caudal, la altura manométrica, la potencia y rendimiento, están indicados a base de la velocidad de giro constante. Con ciertos tipos de impulsor, la potencia requerida cuando trabajan con alturas manométricas inferiores a aquellas para las que se construyó la bomba, aumenta tan rápidamente, que pueden producirse averías graves en el motor eléctrico, especialmente si es del tipo de velocidad constante, mientras que con otro tipo de impulsor, es posible reducir la altura de elevación a un mínimo sin sobrecargar el motor más de lo previsto por los fabricantes.

#### Rendimiento.-

El rendimiento varía según el caudal. Una pequeña variación de la velocidad, a altura de carga constante, tiene un acentuado efecto sobre el rendimiento y menor sobre el caudal. Es conveniente la velocidad constante. El rendimiento varía de 75 a 85 % en las bombas grandes, y de 30 a 40 % en las pequeñas.

Las bombas Centrífugas accionadas por motor eléctrico, han llegado a dar rendimientos de hasta 82 %.

#### Energía y motores eléctricos.-

La facilidad con que puede obtenerse la corriente eléctrica de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. o del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (Inecel) y su relativo bajo precio, ha sido un factor muy importante en el trazado de este proyecto y así poder tener la fuente principal para el accionamiento de las bombas de suministro de agua. Los servicios de agua de las ciudades están en condiciones de conseguir una ventajosa tarificación de las compañías de distribución de energía eléctrica, debido a que el consumo necesario para las elevaciones de agua puede producirse en los períodos de poco consumo, mejorando con ello el factor de carga de la instalación eléctrica. El hecho de que el accionamiento mediante electromotores sea especialmente adecuado para bombas centrífugas, que son sencillas y duraderas, ha sido también un factor

que ha influido en la extensión del empleo de la energía eléctrica en los suministros de agua a las poblaciones.

Como los motores de corriente continua se emplean rara vez en los suministros de agua, la discusión que haremos solamente será aplicable a los de corriente alterna.

El motor de inducción en jaula de ardilla, es el tipo que más ampliamente se utiliza para accionar bombas. Tiene la ventaja de su coste más bajo, seguridad, robustez y simplicidad de manejo. En cambio presenta la desventaja de un par de arranque y factor de potencia reducido, y requerir una intensidad de corriente muy crecida para la puesta en marcha. Esta última puede reducirse mucho empleando sistemas de arranque automático o compensadores. Este tipo de motor solo puede emplearse para velocidades constantes.

El motor de inducción con colector no requiere una excesiva corriente en el arranque, y da un par de arranque aproximadamente igual al de plena carga.

Tiene además la ventaja de permitir variaciones de velocidad. Este tipo de motor cuesta un 15 a 50 % más que el motor en jaula de ardilla, siendo la diferencia inversamente proporcional al tamaño. Como en el motor en jaula de ardilla, el factor de potencia es bajo.

El motor sincrónico tiene algunas características que lo hacen preferible al de inducción, especialmente en las grandes instalaciones por lo que emplea cada día más. Su rendimiento es, en general, mayor que el del motor de inducción. Su factor de potencia puede hacerse igual a la unidad para todas las cargas, variando la corriente excitatriz. Convenientemente combinado con las cargas inductivas del sistema, puede compensar la corriente magnetizante retardada que disminuye el factor de potencia. Estas características permiten a las compañías de electricidad conceder tarifas más reducidas para la energía empleada en los motores sincrónicos. Tiene las siguientes desventajas: exige personal cuidadoso e inteligente; requiere una corriente excitatriz de un manantial exterior; el par de arranque es bajo en los tipos normales; su costo es más alto que el de los motores de inducción, entre un 20 a 40 %, excepto en las grandes unidades de baja velocidad. Su velocidad no puede variarse.

Las motores se utilizan mucho para accionar bombas Centrífugas, pero también se emplean para las bombas Alternativas. Debe tenerse cuidado al seleccionar los motores, que su potencia sea suficientemente grande para soportar sobrecargas, pero no tanto que llegue a consumirse sin provecho. En los cálculos preliminares del costo de la elevación del agua, debe considerarse que los motores tienen un rendimiento del 85 %. A menos de que las condiciones del suministro de energía eléctrica sea especialmente favorables, en cuanto a garantía de su continuidad, deben preverse fuentes de energía de reserva, como por ejemplo, Motores Diesel.

En este estudio se tiene considerado ya la energía de reserva, que consiste en motores diesel existentes, los cuales se mantendrían funcionando en caso de interrupción del servicio eléctrico.

El motor de inducción, en Jaula de Ardilla, es el más sencillo de todos los motores eléctricos, pues no existen empalmes de hilos hacia el inducido. La velocidad es constante, determinada por la frecuencia y el número de pares de polos, y no admite variación. Este es un tipo de motor robusto, que fácilmente se pone en marcha, tanto a mano como por mando a distancia. Su maniobra requiere poca habilidad. Todo lo que precisan esta clase de motores es que no se sobrecarguen durante un tiempo apreciable y que los cojinetes se engrasen y conserven libres de suciedad. No existen anillos giratorios o escobillas que requieran atención. Aunque su velocidad disminuye algo con la carga, aquella no puede variarse. Su par de arranque es mediano, y si se emplea en los casos en que se precisa uno grande, toma una fuerte corriente de la red lo que se puede evitar mediante su caja de arranque automático, sea ésta por auto-transformador o reactor. Su rendimiento es elevado, pero su factor de potencia es menor de lo que convendría, especialmente cuando está poco cargado, lo que quiere decir, transformadores, líneas y alternadores grandes, etc. No es adecuado para arrancar cargas fuertes.

El motor asíncrono de inducido bobinado (anillos rozantes), tiene arrollamientos similares en el estator, y en el rotor los extremos correspondientes a éste terminan en los anillos rozantes montados en el árbol.

Ambos tipos de motor de inducción tienen los siguientes inconvenientes: el factor de potencia es siempre inferior a la unidad; mayor inversión e



alternadores, transformadores y líneas de fuerza, para conducir la carga sup  
mentaria.

Los motores sincrónicos, que permiten una variación en la potencia en su factor, están favorecidos por tarifas más bajas. Deben instalarse grupo de motor-generador, para magnetizar los campos. Son de funcionamiento seguro, pero no son tan fáciles de maniobrar como los asíncrónicos. Tienen un alto rendimiento, pero necesitan bastante atención. Su sencillez eléctrica es comparable a la de los motores de inducción en jaula de ardilla. Su velocidad es absolutamente constante.

#### Ejemplo de motores eléctricos para accionar bombas Centrífugas.-

La elevada velocidad de esta clase de bombas permite el acoplamiento directo de motores eléctricos. El par de arranque con estas bombas es pequeño y crece hasta llegar a la velocidad normal. Cuando se sobrecarga una bomba Centrífuga, la potencia necesaria aumenta, por lo que existe peligro de recalentar el motor.

Si se acopla un motor de potencia proporcionada a la demanda de condiciones normales, resultará sobrecargado en los momentos de máximo consumo, el consiguiente peligro de recalentamiento. Este peligro puede evitarse de varias maneras: 1o.- Proporcionar el motor para la carga máxima; ello impide que el motor se recaliente, pero aumenta los gastos de explotación y da un factor de potencia más bajo. 2o.- Proporcionar el motor para la potencia normal y estrangular la impulsión, para mantener constante la relación entre la presión y el caudal. Este procedimiento, aunque sencillo, es ineficaz, y solamente habrá de emplearse cuando las circunstancias de baja presión son raras. 3o.- Instalación de un motor de velocidad variable, y variar las velocidades según convenga, para mantener la demanda de potencia dentro de los límites especificados.

Como consecuencia de las comparaciones anteriormente efectuadas entre las bombas que sirven para suministro de agua y entre los motores que más fácilmente se acoplan al accionamiento de estas bombas, he decidido por la solución

4 Bombas Centrífugas + Motores de Inducción en Jaula de Ardilla, y

2 Bombas Centrífugas + Motores Sincrónicos,

teniendo en cuenta las más favorables condiciones económicas y técnicas.

El ataque de la bomba se hará directamente acoplada al motor, la misma que está destinada a funcionar a una velocidad normal de 1.180 rpm. Luego el motor girará también a velocidad igual.

Bajo esta velocidad, la potencia desarrollada por el motor, según las características dadas por el fabricante, es de 1.000 HP, y la potencia disponible sobre el árbol de la bomba es de 855 HP.

La potencia demandada por la bomba ha sido determinada de una manera tal, que en relación a la potencia del motor, tendrá el mismo un margen de seguridad de 15 %, margen que permitirá al motor funcionar en las condiciones más ventajosas ( explotación - mantenimiento ).

Las características de las bombas para responder a las necesidades que la ciudad requiere ( según estudios efectuados por la Junta de Agua Potable de Guayaquil ), definen los siguientes puntos de trabajo :

Ref. Fig. 1.3-1

Velocidad	1.180 rpm.	
Débito	2.200 m <sup>3</sup> /h.	2.380 m <sup>3</sup> /h.
	9.680 G.P.M.	10.470 G.P.M.
Altura Manométrica	86 m.	80 m.
	282 pies	262,4 pies
Rendimiento	81,3 %	80,2 %
Potencia absorbida	850 BHP	800 BHP

Las potencias absorbidas especificadas corresponden bien al margen que ha sido considerado necesario para una utilización buena y continua de este conjunto.

#### Construcción de la bomba.-

Cuerpo de bomba	Fundición al 3 % de Niquel.
Impulsor	Acero 13 % tratado con Cromo.
Anillos del impulsor	Acero 13 % tratado con Cromo.
Árbol & Eje	Acero.
Camisa del árbol	Acero 13 % tratado con Cromo.
Tuerca de bloqueo de la camisa	Bronce.
Sombrero del prensa-estopa	Bronce.
Cofinetes	Dos, de bolas.
Lubricación de los cofinetes	Con grasa.
Dímetro de la Aspiración	20 pulg.
Dímetro de la Descarga	12 pulg.
Sentido de rotación	A la derecha, mirando frente al motor.

Este tipo de construcción ha sido aconsejado por fabricantes de bombas los cuales sugieren material especial para la construcción, debido a la arena y suspensión que se encuentra en el agua, la cual nos presenta peligro de abrasión. Con este material se tendrá un aumento importante en la resistencia de la bomba a la abrasión.

Las características principales que los motores deben tener, son :

7.000 HP	1.180 RPM.
0,80 F.P.	1,0 Factor de Servicio.
3 Fases	60 Ciclos
4,16 KV	Eficiencia aprox. 0,95.

#### 2.4 ELECCION DE LOS DISTINTOS APARATOS DE PROTECCION, INTERRUPTORES Y CAJAS DE ARRANQUE PARA LOS MOTORES ELECTRICOS.-

La selección de un breaker de circuito en su propio alcance para una localización dada en un sistema de potencia necesita el cálculo de la máxima corriente de falla para la cual el breaker debe ser requerido para interrumpirla y de la máxima corriente a la cual debe poder llevarla momentáneamente. El cálculo de las corrientes de falla, incluyendo las componentes de corriente alterna (ac) y corriente continua (dc) y sus decrementos, son muy complicados. Métodos aproximados son más prácticos y usualmente suficientemente exactos.

El Instituto Americano de Ingenieros Eléctricos ( AIEE ) toma en cuenta la componente de dc aplicando un factor de multiplicación a la corriente efectiva simétrica calculada, de acuerdo a ciertas reglas, para el tipo y localización de falla que provee el trabajo más pesado al breaker.

Para determinar la corriente que el breaker debe llevar después de que la falla ocurre, y que es llamada Corriente Momentánea, la corriente efectiva simétrica es calculada reduciendo la red con las reactancias subtransiente representando a los generadores, motores sincrónicos y motores de inducción. La corriente que fluye antes de que la falla ocurra es despreciada. El factor de multiplicación recomendado es 1,6, excepto que a 5 KV o más bajo el factor de multiplicación es 1,5, al menos que el circuito esté alimentado predominantemente por máquinas sincrónicas conectadas directamente o a través de reactores que limitan la corriente.

Al determinar el alcance de Corriente de Interrupción requerido por el breaker en un sistema de distribución, hay suficiente tiempo entre el impulso inicial de disparo y la separación de los contactos del breaker de tal manera que no necesita asignación por el rápido decaimiento de la componente de dc. El factor de multiplicación de 1,6 a 1,5, decaerá a la unidad si el tiempo entre el impulso de disparo y la separación de los contactos excede a 8 ciclos (0,133 seg.). Puesto que la mayoría de los breakers de circuito tipo distribución son iguales o exceden de los 8 ciclos de tiempo de operación, la corriente de corto-circuito calculada puede ser usada para determinar el alcance de interrupción sin ningún factor de multiplicación.

Cuando un corto circuito ocurre sobre una línea, el voltaje puede aproximarse a cero en la falla si la impedancia de la falla es baja. Cualquiera motor síncrono o de inducción cercano a la falla continuará girando cerca-mente a su velocidad rated por un corto tiempo después de que la falla ocurre y supe caídas de voltaje. Los motores actúan como generadoras por un tiempo muy corto y ayudan a alimentar corriente a la falla.

Esta acción generadora decae más rápidamente en un motor de inducción que en un motor síncrono.

La contribución adicional de corriente a la falla es importante en una estación industrial donde los HP totales de los motores constituye la carga total del sistema.

Al determinar la capacidad de interrupción requerida, donde la contribución de los motores es incluida, la reactancia transiente de los motores síncronos sería usada y el efecto de los motores de inducción despreciado por causa de la rápida razón de amortiguación de su contribución de corriente.

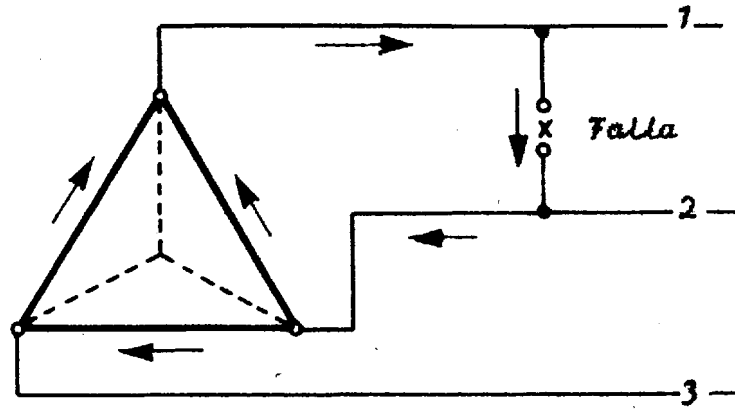
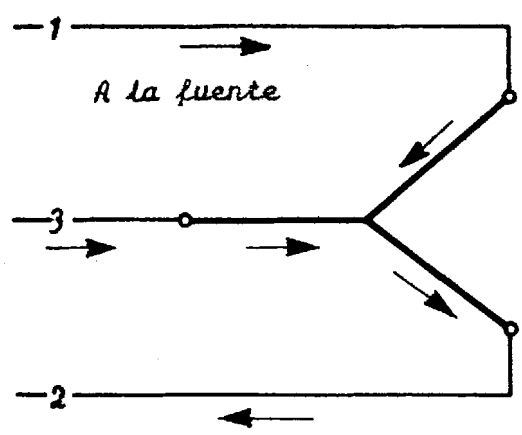
El porcentaje de reactancia subtransiente y transiente de máquinas rotatorias de 60 ciclos, usados en el cálculo de corrientes de corto circuito, normalmente están dentro de los siguientes alcances<sup>†</sup>:

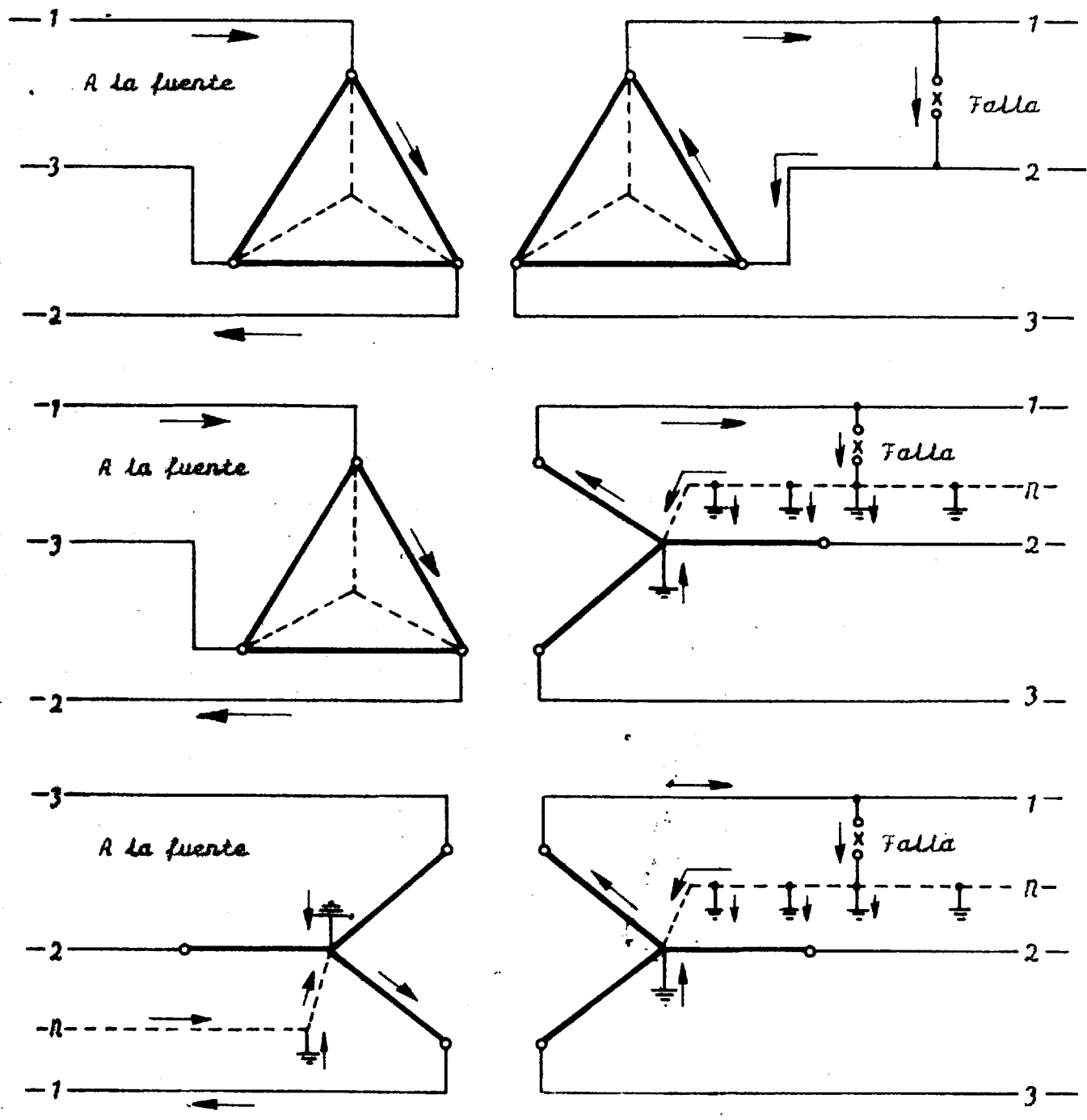
Máquina Rotatoria de 60 Cy.	React. Subtransiente. X'' %	Reactancia Transiente X' %
Generadores de Turbina, 1.800 rpm.	10 - 17	
Generadores de Turbina, 3.600 rpm.	7 - 13	
Generadores de polos salientes :		
- Dirigidos por rueda hidráulica	20 - 35	
- Dirigidos por máquinas	15 - 30	
Motores Sincrónicos, 720 rpm o más	10 - 20	15 - 35
Motores Sincrónicos, 600 rpm o menos	20 - 35	20 - 50
Motores de Inducción	15 - 25	

\* "ELECTRIC TRANSMISSION AND DISTRIBUTION" por Bernhardt G. A. Skratky, Mc Graw-Hill Book Co. 1.954.- Pág. 365.-

El valor de la reactancia de la Línea de Transmisión, fue calculada en el Cap. 4 Tema 1; y en el Cap. 5 Tema 2, encontramos el valor de la reactancia para los transformadores.

Al determinar las corrientes de corto circuito, la máxima corriente es usualmente el valor deseado. Sobre circuitos trifásicos el valor más alto de corriente de corto circuito, aunque no es la más probable que pueda ocurrir, usualmente resultaría de una falla trifásica involucrando las tres fases simultáneamente. Si esta falla ocurre, corrientes iguales fluirán en c/u de los 3 alambres de fases. Si la falla es monofásica, la corriente de corto circuito será desbalanceada y fluirá en dos alambres de fase o en un alambre de fase y el neutro de retorno, dependiendo de si la conexión del circuito está en Delta o en Estrella, como se muestra en las siguientes figuras :



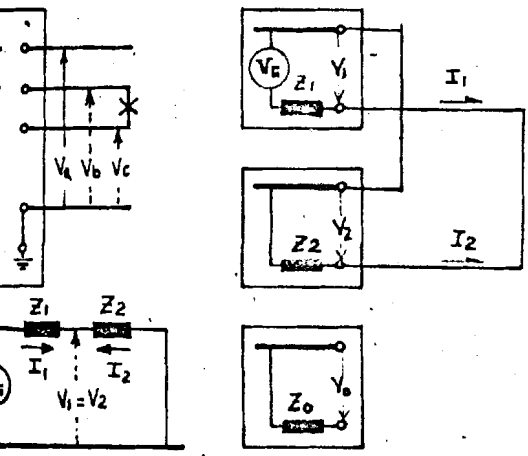


A continuación haremos los cálculos de las distintas fallas que pueden ocurrir en los varios puntos que hemos señalado, para la instalación de los respectivos breakers de circuito. Las dos clases de corriente, momentánea y de Interrupción, deben ser elegidas del tipo de falla más rigurosa que puede suceder en el punto que se está investigando.

Para el cálculo de las corrientes de corto circuito, usaremos las Conexiones de Circuitos de Secuencia de la Fig. 1, en las cuales vemos los valores de la Corriente de Falla,  $I_f$ , para los distintos tipos de la misma.

L-L (LINEA A LINEA)

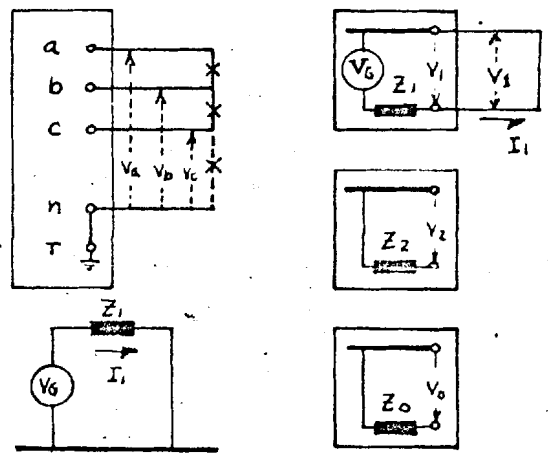
nº 1



$I_F = \sqrt{3} I_1$

3φ ; 3φ-T (FALLA TRIFASICA Y TRIFASICA A TIERRA)

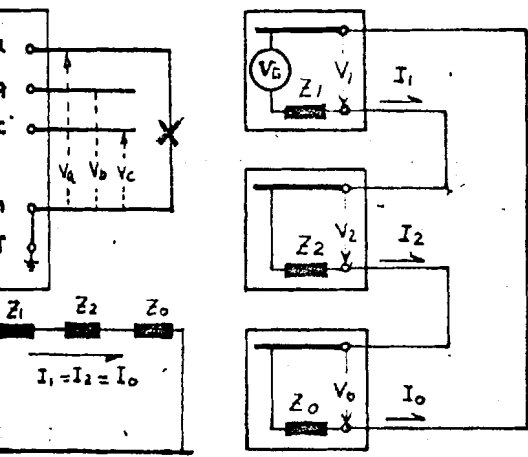
nº 2



$I_F = I_1$

L-T (LINEA A TIERRA)

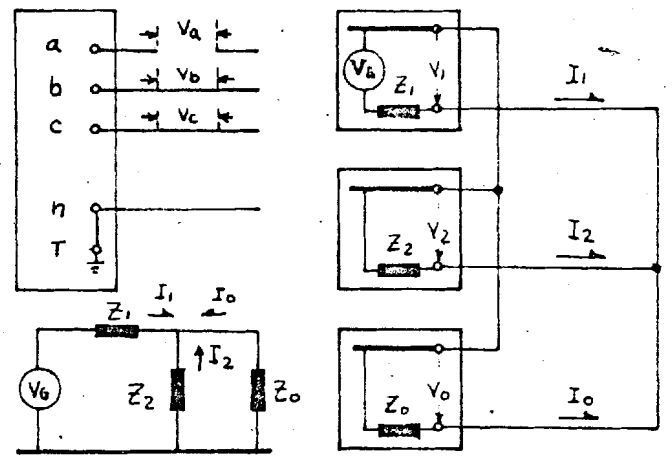
nº 3



$I_F = 3 I_1$

UNA LINEA ABIERTA

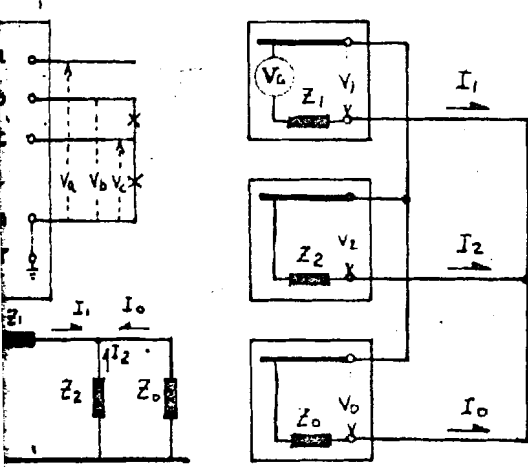
nº 4



$I_F = I_0 + a^2 I_1 + a I_2$

2L-T (DOS LINEAS A TIERRA)

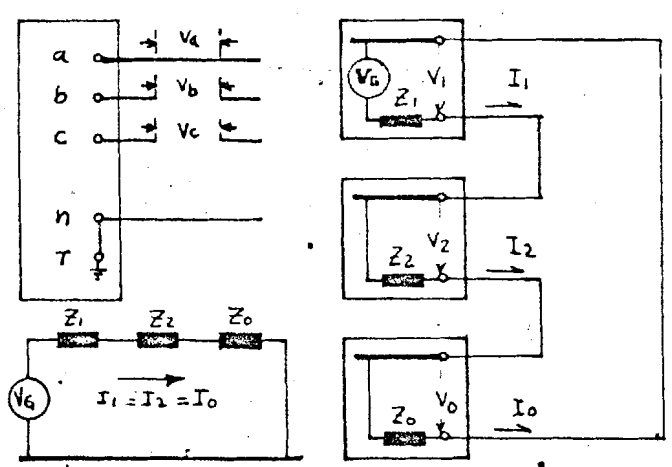
nº 5



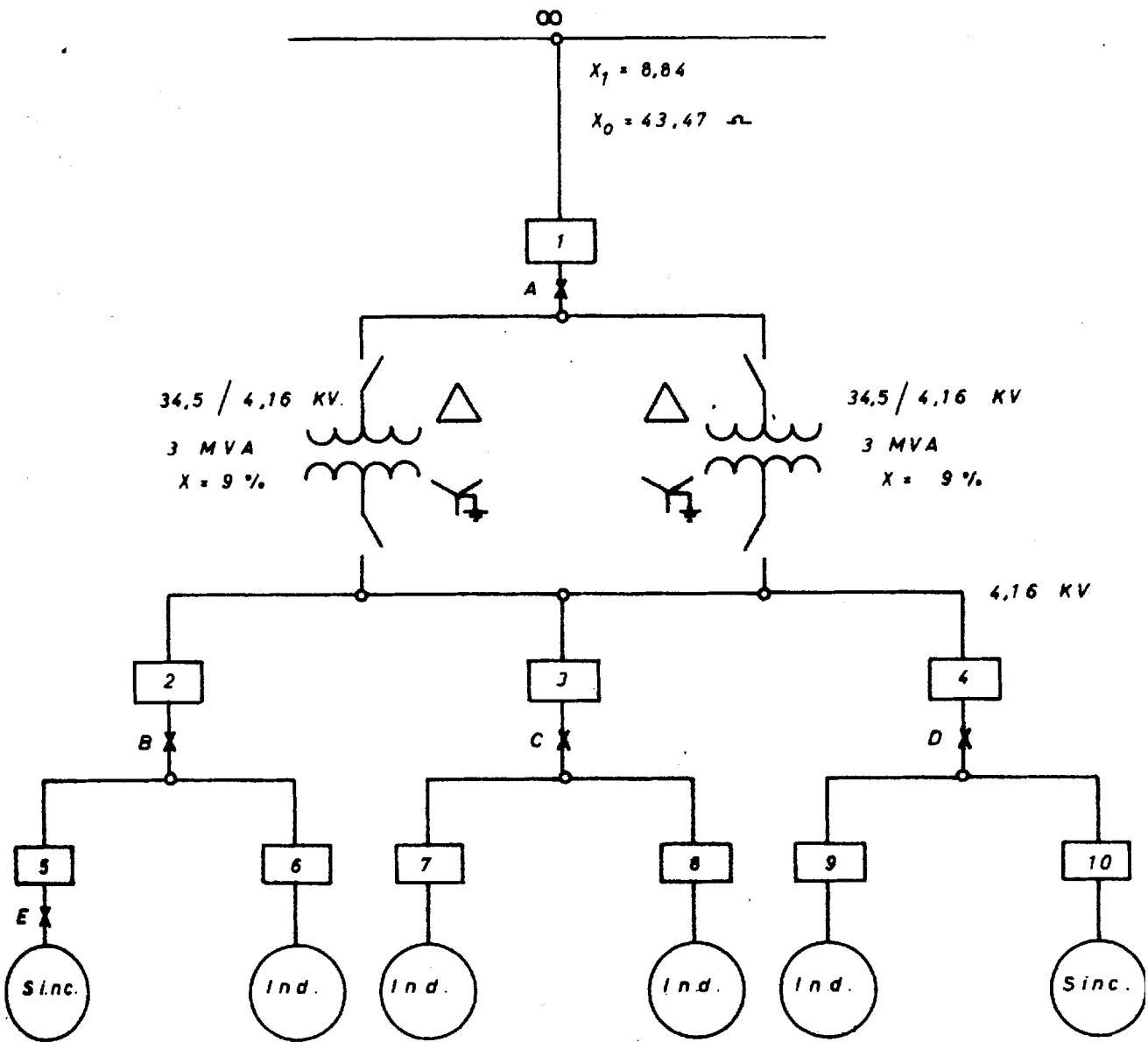
$I_F = I_0 + a^2 I_1 + a I_2$

DOS LINEAS ABIERTAS

nº 6



$I_F = 3 I_1$



	$X''_d$ %	$X'_d$ %	$X_0^{(+)}$ %	MVA
--	-----------	----------	---------------	-----

Motoros Sincrónicos	15	15	4	1
---------------------	----	----	---	---

Motoros de Inducción	15		6	1
----------------------	----	--	---	---

(+) Valor asumido.

Reactancias p.u.

Bases : 6 MVA , 34,5 / 4,16 KV.

$$X_{p.u.} = Z_{real} \frac{(KV)^2_{real}}{(KV)^2} \times \frac{(KVA)_B}{(KVA)_{real}}$$

Para la Línea :  $Z_B = \frac{(KV)_B^2 \times 1.000}{(KVA)_B}$  ohms

$$X_{p.u.} = \frac{Z_{real}}{Z_B}$$



Circos :

$$Z_B = \frac{(34,5)^2 \times 1.000}{6.000} = \frac{1.190}{60} = 198 \text{ ohms}$$

$$X'' = \frac{8,84}{198} = 0,045$$

$$X_0 = \frac{43,47}{198} = 0,219$$

Transformadores :

$$X_1 = X_2 = X_0 = 0,09 \times \frac{6}{3} = 0,18$$

Impedancias :

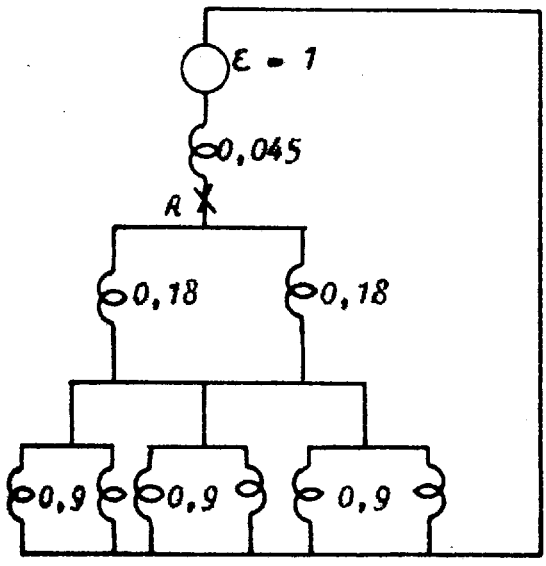
$$X_1 = X_2 = 0,15 \times \frac{6}{1} = 0,9$$

$$X_0 = 0,04 \times \frac{6}{1} = 0,24$$

$$I_{B \text{ circos}} = \frac{(KVA)_B}{\sqrt{3} (KV)_B} = \frac{6.000}{1,73 \times 34,5} = 100 \text{ Amps.}$$

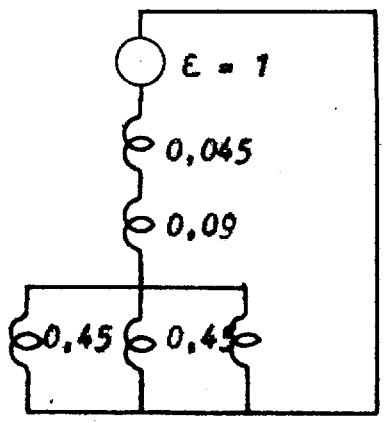
$$I_{B \text{ trans.}} = \frac{6.000}{1,73 \times 4,16} = 834 \text{ Amps.}$$

Tallas en R : Para cálculo de Corriente Máxima Momentánea.-

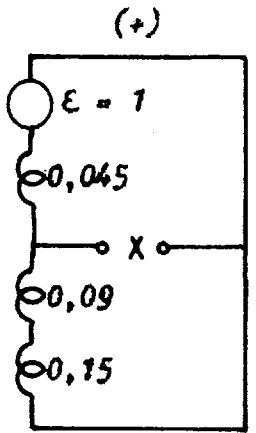


$$\frac{0.9 \times 0.9}{1.8} = 0.45$$

$$\frac{0.18 \times 0.18}{0.36} = 0.09$$

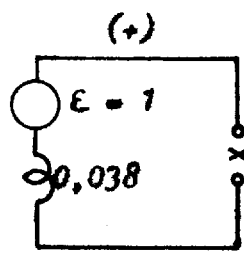


$$\frac{0.45 \times 0.45 \times 0.45}{3(0.45 \times 0.45)} = 0.15$$

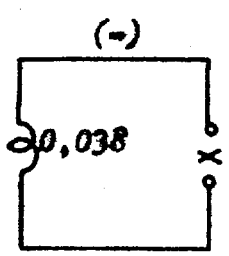


diag. No. 1

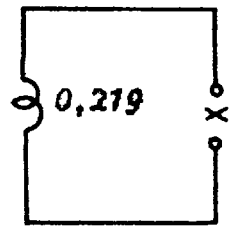
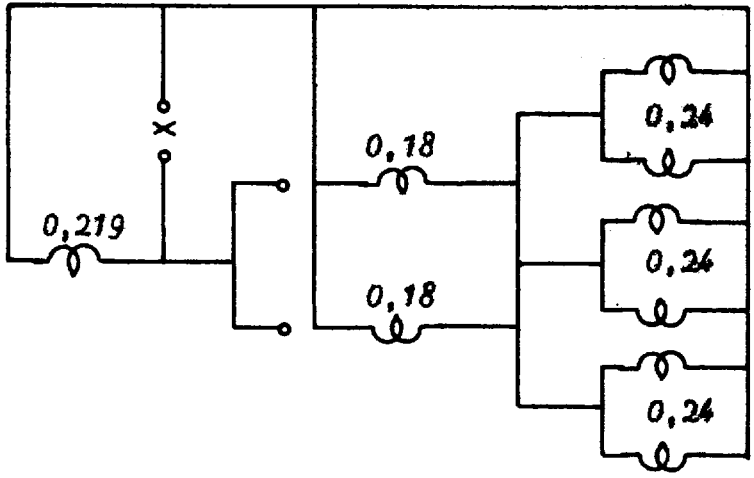
$$0.09 + 0.15 = 0.24$$



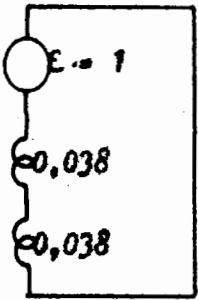
$$\frac{0.045 \times 0.24}{0.285} = 0.038$$



Sec. (D).-



Falla de Línea a Línea (L - L) Ref. No. 1, Fig. 1

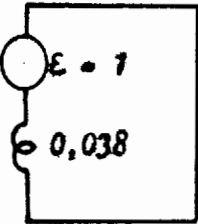


$$I_f = \sqrt{3} I_1$$

$$I_1 = \frac{1}{0,076} = 13,2$$

$$I_f = 1,73 \times 13,2 = \underline{\underline{22,8}}$$

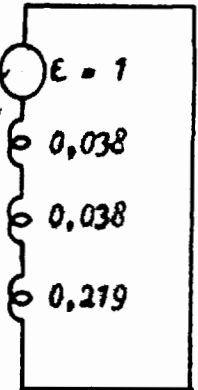
Falla Trifásica o Trifásica a Tierra (3Ø o 3Ø - T).- Ref. No. 2, Fig. 1



$$I_f = I_1$$

$$I_f = \frac{1}{0,038} = \underline{\underline{26,36}}$$

Falla de Línea a Tierra o Dos Líneas Abiertas (L - T o 2L - abiertas) Ref. Nos. 3 y 6, Fig. 1

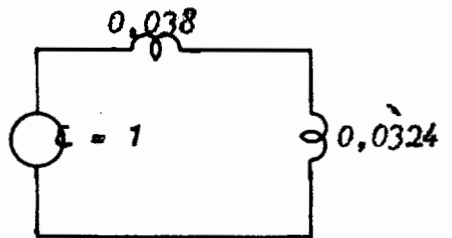
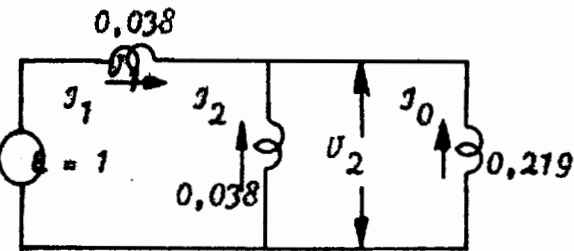


$$I_f = 3 I_1$$

$$I_1 = \frac{1}{0,295} = 3,39$$

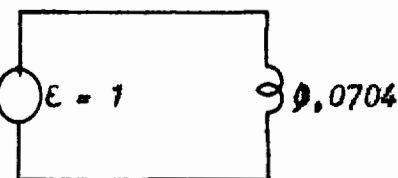
$$I_f = 3 \times 3,39 = \underline{\underline{10,17}}$$

Falla de una Línea Abierta o Dos Líneas a Tierra (L - abierta o 2L - T) Ref. Nos. 4 y 5, Fig. 1



$$\frac{0,038 \times 0,219}{0,257} = \frac{0,0324}{0,0380}$$

$$\frac{0,0324}{0,0704}$$



$$I_1 = \frac{1}{0,0704} = \underline{\underline{14,2}}$$

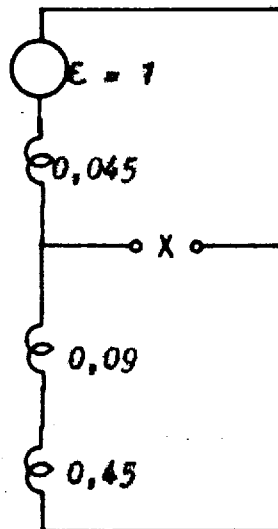
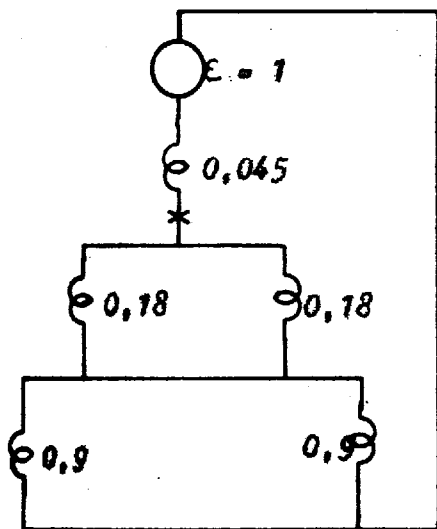
$$U_1 = 14,2 \times 0,038 = 0,54$$

$$U_2 = 1 - U_1 = 1 - 0,54 = 0,46$$

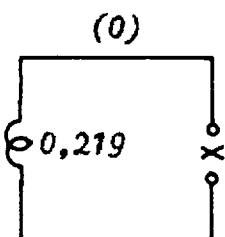
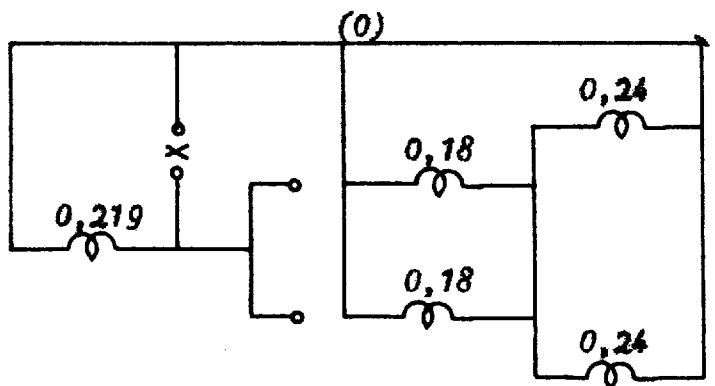
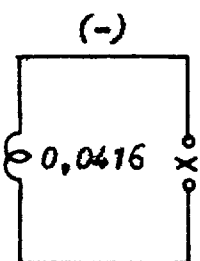
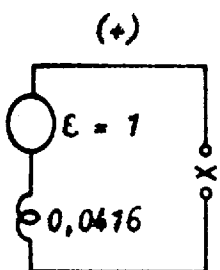
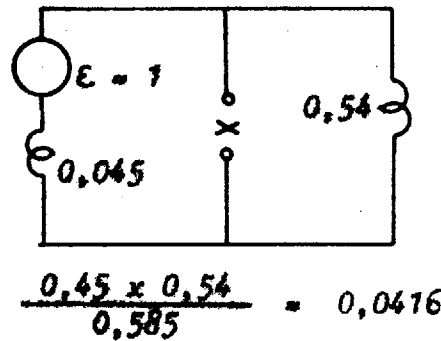
$$I_2 = \frac{0,46}{0,038} = 12,1 \quad ; \quad I_0 = \frac{0,46}{0,219} = 2,1$$

$$\begin{aligned}
 I_f &= I_0 + a^2 I_1 + a I_2 & a &= -0,5 + j 0,866 \\
 &= 2,1 + a^2 (14,2) + a (12,1) & a^2 &= -0,5 - j 0,866 \\
 &= 2,1 + (-0,5 - j 0,866)(14,2) + (-0,5 + j 0,866)(12,1) \\
 &= 2,1 - 7,1 - j 12,3 - 6,05 + j 10,5 \\
 &= -11,05 - j 1,8 \\
 &= \sqrt{(11,05)^2 + (1,8)^2} = \underline{\underline{11,2}}
 \end{aligned}$$

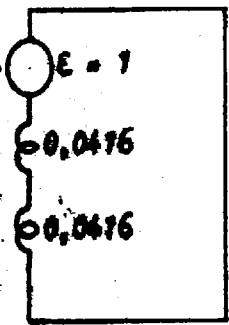
Tallas en A : Para cálculo de Corriente Máxima de Interrupción.-



Diag. No. 2



Falla L - L :

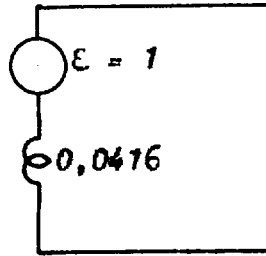


$$I_f = \sqrt{3} I_1$$

$$I_1 = \frac{1}{0,0832} = 12$$

$$I_f = 1,73 \times 12 = 20,8$$

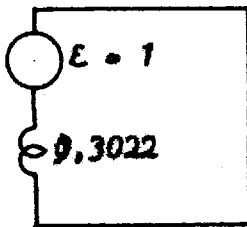
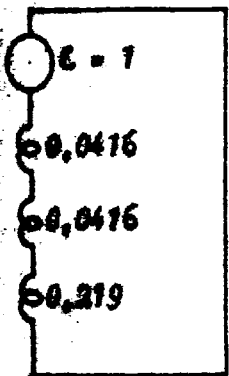
Falla 3Ø & 3Ø - T :



$$I_f = I_1$$

$$I_1 = \frac{1}{0,0416} = 24$$

Falla L - T & 2L - Abiertas :

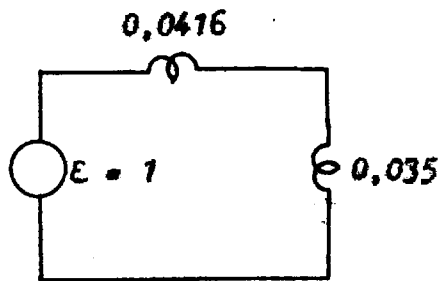
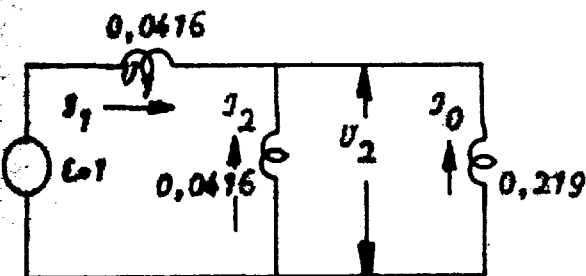


$$I_f = 3 I_1$$

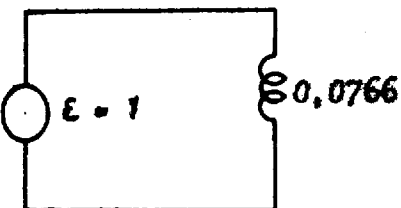
$$I_1 = \frac{1}{0,3022} = 3,31$$

$$I_f = 3 \times 3,31 = 9,93$$

Falla L - abierta & 2L - T :



$$\frac{0,0416 \times 0,219}{0,2606} = \frac{0,0350}{0,0766}$$



$$I_1 = \frac{1}{0,0766} = 13,05$$

$$U_1 = 13,05 \times 0,0416 = 0,544$$

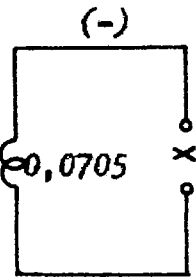
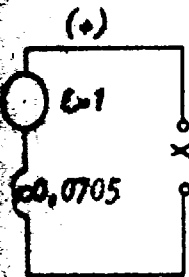
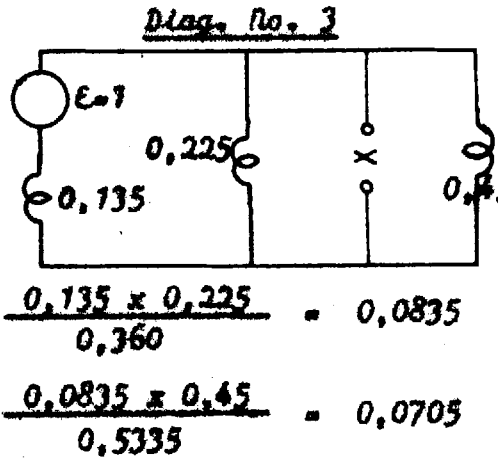
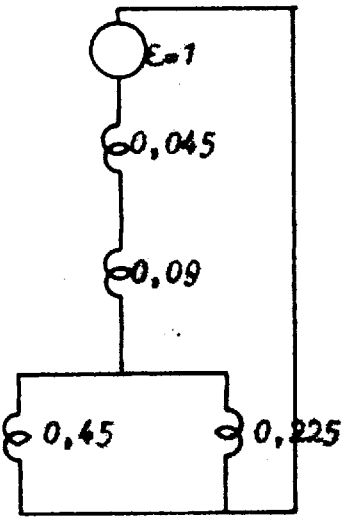
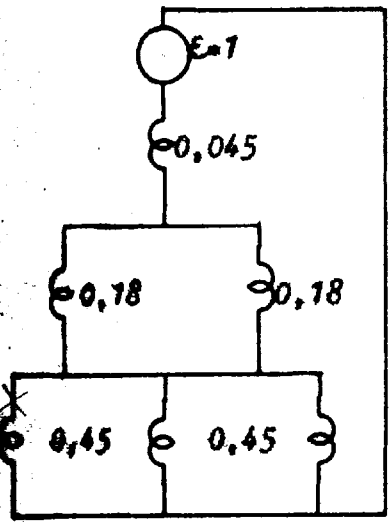
$$U_2 = 1 - U_1 = 1 - 0,544 = 0,456$$

$$I_2 = \frac{0,456}{0,0416} = 10,95$$

$$I_0 = \frac{0,456}{0,219} = 2,08$$

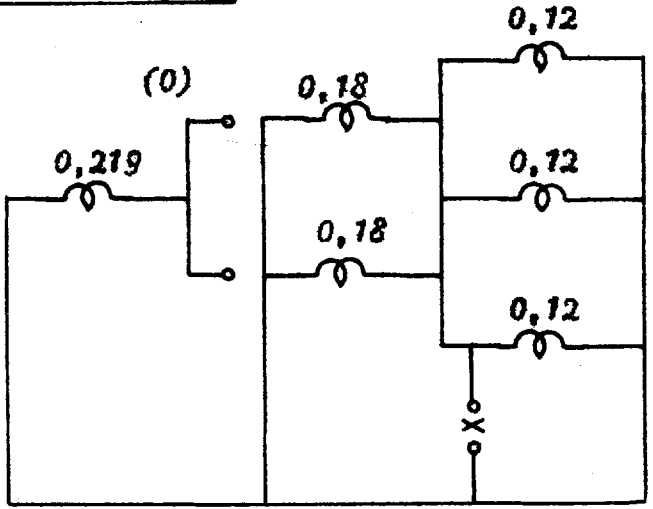
$$\begin{aligned}
 I_2 &= I_0 + a^2 I_1 + a I_2 \\
 &= 2,08 + a^2 (13,05) + a (10,95) \\
 &= 2,08 + (-0,5 - j 0,866)(13,05) + (-0,5 + j 0,866)(10,95) \\
 &= 2,08 - 6,53 - j 11,3 - 5,5 + j 9,5 \\
 &= -10 - j 1,8 \\
 &= \sqrt{(10)^2 + (1,8)^2} = 10
 \end{aligned}$$

Talles en B = C = D : Para cálculo de Corriente Máxima Momentánea.-

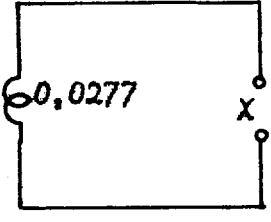
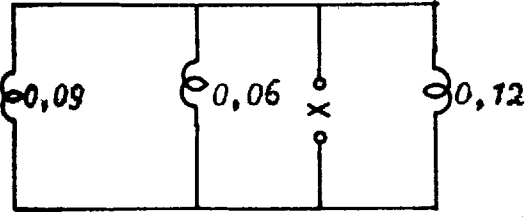


$$\frac{0,24 \times 0,24}{2(0,24)} = 0,12$$

$$\frac{0,12 \times 0,12}{2(0,12)} = 0,06$$



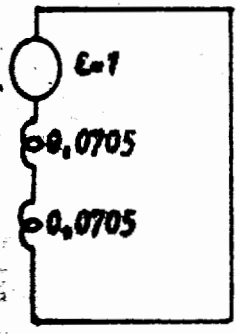
Diag. No. 4



$$\frac{0,09 \times 0,06}{0,15} = 0,0360$$

$$\frac{0,0360 \times 0,12}{0,156} = 0,0277$$

Falla 6 - 6 :

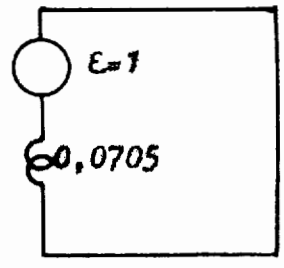


$$I_2 = \sqrt{3} I_1$$

$$I_1 = \frac{1}{0,1410} = 7,1$$

$$I_2 = 1,73 \times 7,1 = 12,3$$

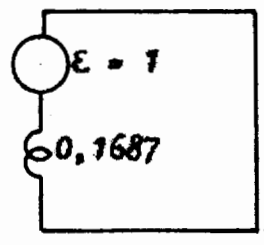
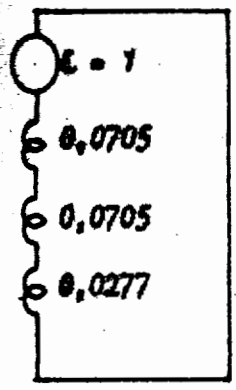
Falla 3Ø 6 3Ø - 7 :



$$I_2 = I_1$$

$$I_1 = \frac{1}{0,0705} = 14,2$$

Falla 6 - 7 6 2L - abierta :

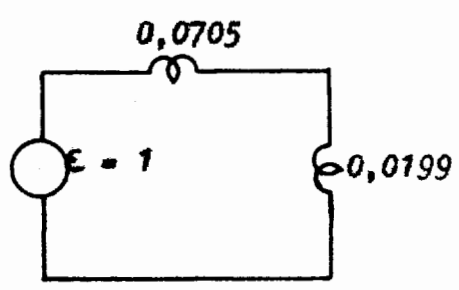
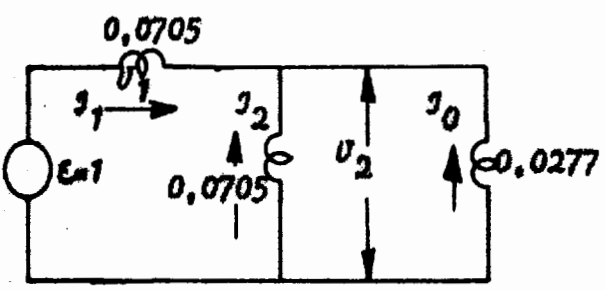


$$I_2 = 3 I_1$$

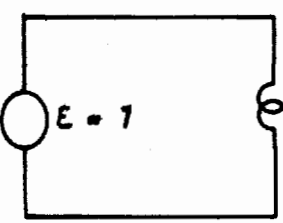
$$I_1 = \frac{1}{0,1687} = 5,9$$

$$I_2 = 3 \times 5,9 = 17,7$$

Falla 6 - abierta 6 2L - 7 :



$$\frac{0,0705 \times 0,0277}{0,0982} = \frac{0,0199}{0,0904}$$



$$I_1 = \frac{1}{0,0904} = 11,1$$

$$U_1 = 11,1 \times 0,0705 = 0,783$$

$$U_2 = 1 - U_1 = 1 - 0,783 = 0,217$$

$$I_2 = \frac{0,217}{0,0705} = 3,08$$

$$I_0 = \frac{0,217}{0,0277} = 7,84$$

$$I_f = I_0 + a^2 I_1 + a I_2$$

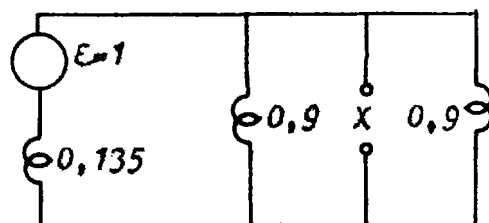
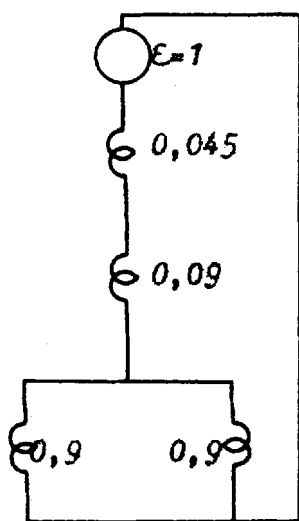
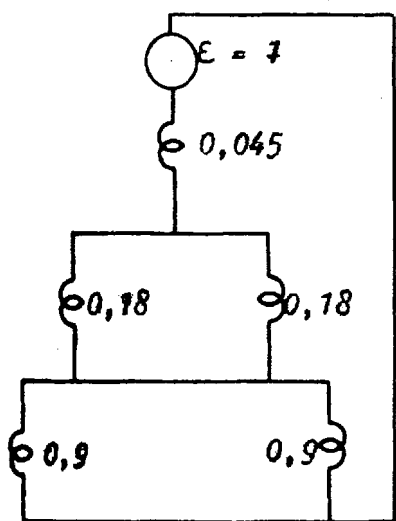
$$= 7,84 + (-0,5 - j 0,866)(11,1) + (-0,5 + j 0,866)(3,08)$$

$$= 0,75 - j 6,93$$

$$= 7$$

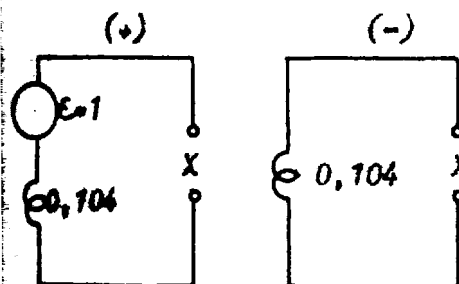
Fallas en B = C = D : Para cálculo de Corriente Máxima de Interrupción.-

Diagrama No. 5



$$\frac{0,135 \times 0,9}{1,035} = 0,1175$$

$$\frac{0,1175 \times 0,9}{1,0175} = 0,104$$



$$\frac{0,09 \times 0,24}{0,33} = 0,0636$$

$$\frac{0,0636 \times 0,24}{0,3036} = 0,0504$$

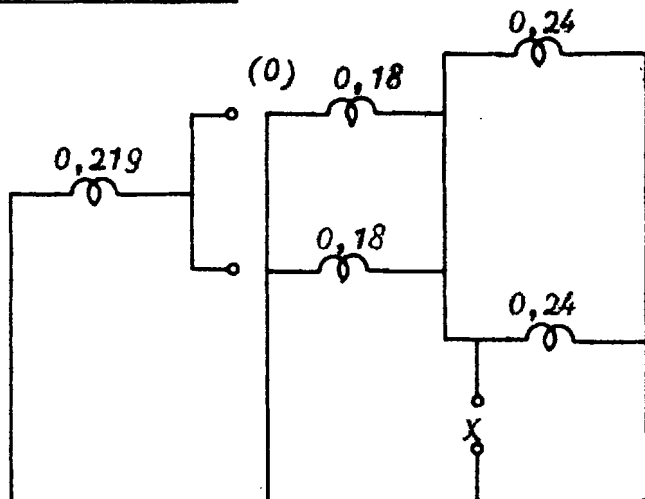
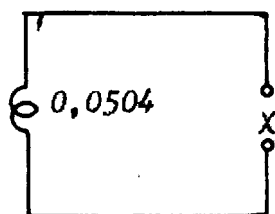
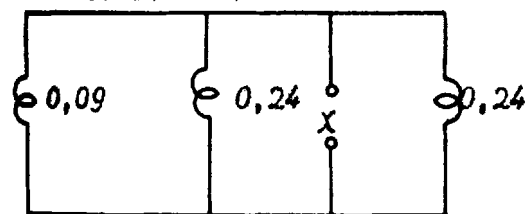
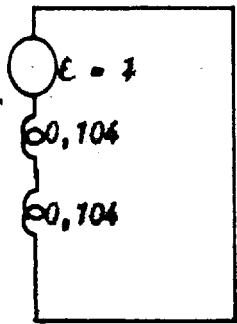


Diagrama No. 6





Falla L - L :

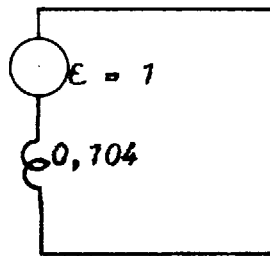


$$I_f = \sqrt{3} I_1$$

$$I_1 = \frac{1}{0,208} = 4,81$$

$$I_f = 1,73 \times 4,81 = 8,32$$

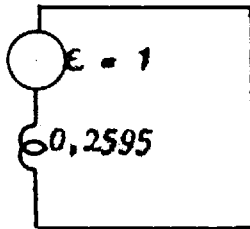
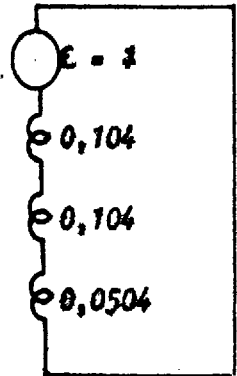
Falla 3Ø & 3Ø - T :



$$I_f = I_1$$

$$I_1 = \frac{1}{0,104} = 9,62$$

Falla L - T & 2L - abiertas :

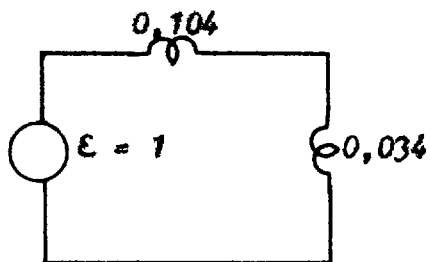
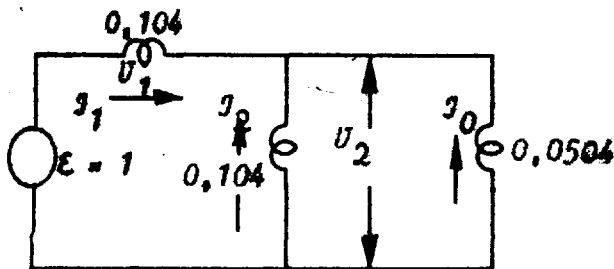


$$I_f = 3 I_1$$

$$I_1 = \frac{1}{0,2595} = 3,85$$

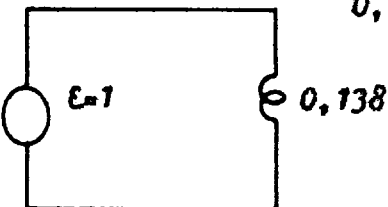
$$I_f = 3 \times 3,85 = 11,55$$

Falla L - abierta & 2L - T :



$$\frac{0,104 \times 0,0504}{0,1544} = 0,034$$

$$\frac{0,104}{0,138}$$



$$I_1 = \frac{1}{0,138} = 7,22$$

$$U_1 = 7,22 \times 0,104 = 0,75$$

$$U_2 = 1 - U_1 = 1 - 0,75 = 0,25$$

$$I_2 = \frac{0,250}{0,104} = 2,4$$

$$I_0 = \frac{0,250}{0,0504} = 4,82$$

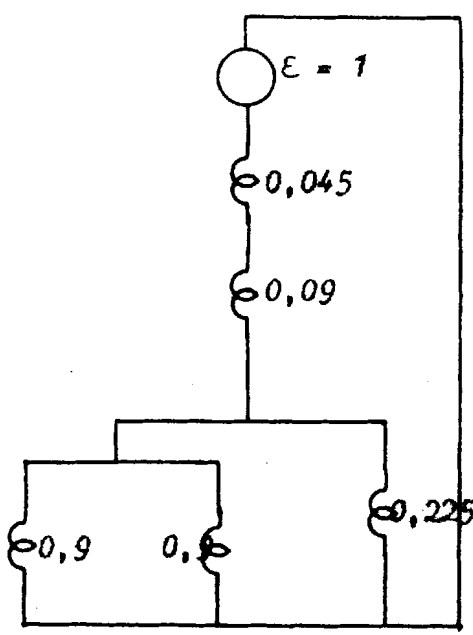
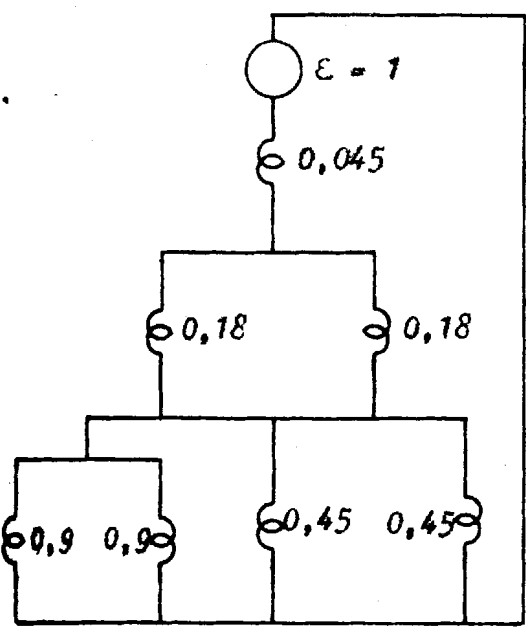
$$I_f = I_0 + a^2 I_1 + a I_2$$

$$= 4,82 + (-0,5 - j 0,866)(7,22) + (-0,5 + j 0,866)(2,4)$$

$$= 0 - j 4,17$$

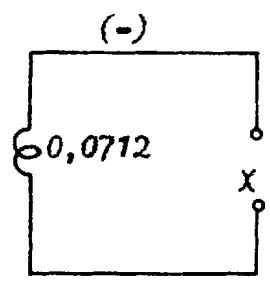
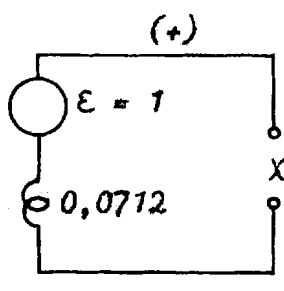
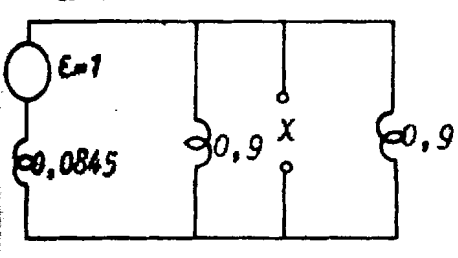
$$= 4,17$$

Tallo en E = en todos los motores : Para cálculo de Corriente Máxima Momentánea



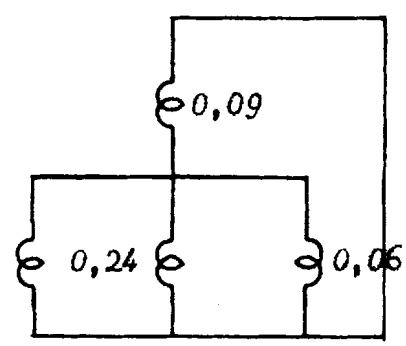
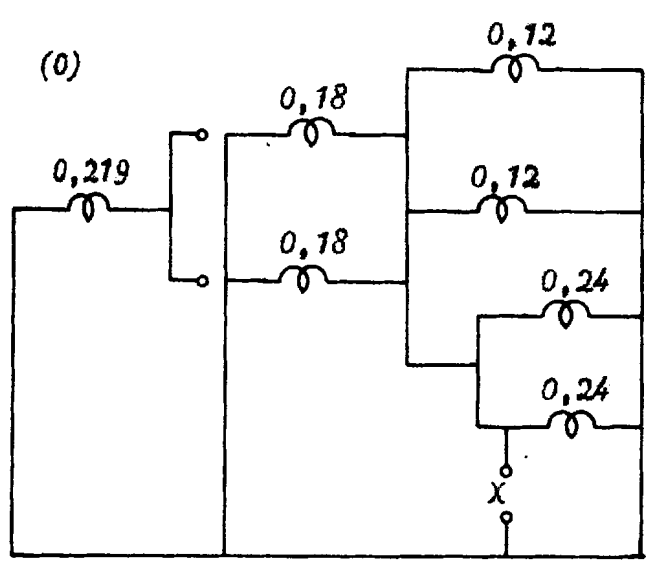
$$\frac{0,135 \times 0,225}{0,360} = 0,0845$$

Diagrama No. 7



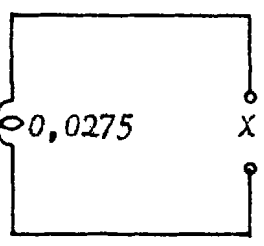
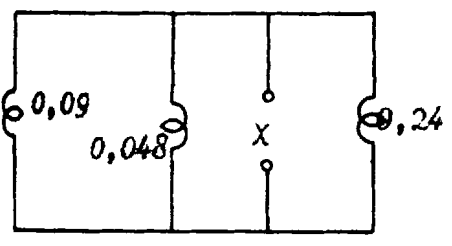
$$\frac{0,0845 \times 0,9}{0,9845} = 0,0773$$

$$\frac{0,0773 \times 0,9}{0,9773} = 0,0712$$



$$\frac{0,24 \times 0,06}{0,30} = 0,048$$

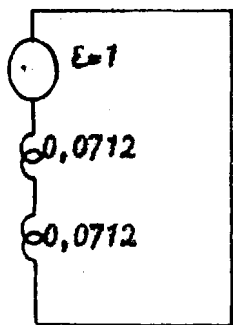
$$\frac{0,09 \times 0,048}{0,138} = 0,0313$$



$$\frac{0,0313 \times 0,24}{0,2713} = 0,0275$$

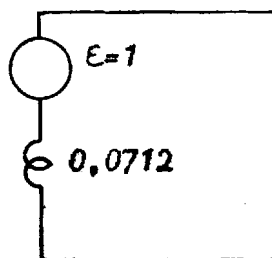
Diagrama No. 8

Ulla L - L :



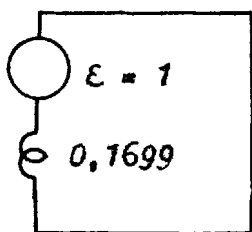
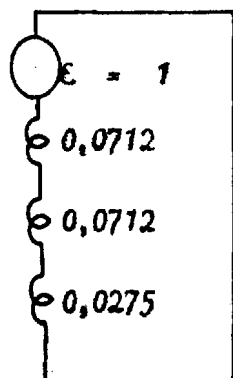
$$\begin{aligned}
 I_f &= 3 I_1 \\
 I_1 &= \frac{1}{0,1424} \\
 &= 7,03 \\
 I_f &= 1,73 \times 7,03 \\
 &= 12,2
 \end{aligned}$$

Falla 3 Ø 8 3 Ø - T :



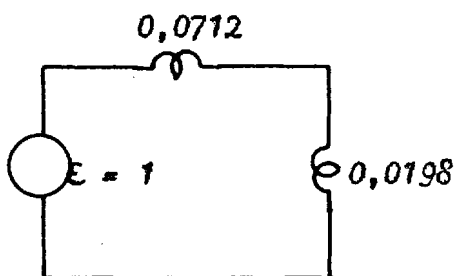
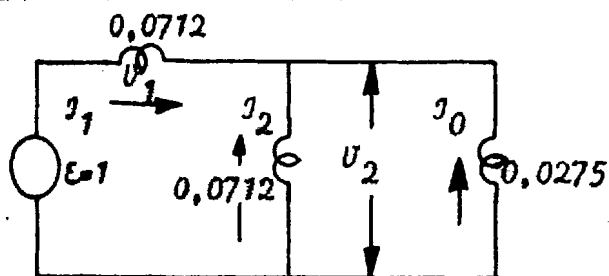
$$\begin{aligned}
 I_f &= I_1 \\
 I_1 &= \frac{1}{0,0712} \\
 &= 14
 \end{aligned}$$

Ulla L - T 8 2L - abiertas :

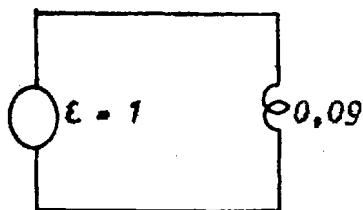


$$\begin{aligned}
 I_f &= 3 I_1 \\
 I_1 &= \frac{1}{0,1699} = 5,9 \\
 I_f &= 3 \times 5,9 = 17,7
 \end{aligned}$$

Falla L - abierta 8 2L - T :



$$\frac{0,0712 \times 0,0275}{0,0987} = \frac{0,0198}{0,0900}$$



$$I_1 = \frac{1}{0,09} = 11,1$$

$$I_1 = 11,1 \times 0,0712 = 0,79$$

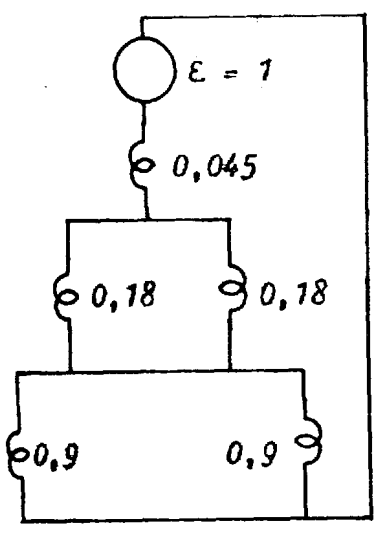
$$I_2 = 1 - I_1 = 1 - 0,79 = 0,21$$

$$I_2 = \frac{0,21}{0,0712} = 2,95$$

$$I_0 = \frac{0,21}{0,0275} = 7,7$$

$$\begin{aligned}
 I_f &= I_0 + a^2 I_1 + a I_2 \\
 &= 7,7 + (-0,5 - j 0,866)(11,1) + (-0,5 + j 0,866)(2,95) \\
 &= 0,65 - j 7 \\
 &= 7
 \end{aligned}$$

Fallas en E \* en todos los motores : Para cálculo de Corriente Máxima de Interrupción.-



Observamos que el diagrama de reactancias para efectuar este cálculo, es idéntico al que se usó en el cálculo de fallas en B = C = D para la misma clase de corriente ( de Interrupción ); por consiguiente, los resultados serán los mismos.

Todos los valores encontrados en los cálculos antes efectuados corresponden a la corriente total en la falla misma. Como toda esta

corriente no atraviesa el breaker bajo consideración, la porción de corriente que sí lo atraviesa debe ser calculada, y este valor resultante es el necesario para determinar la capacidad del breaker.

Para calcular la capacidad del breaker, escogeremos los valores más altos que hemos obtenido y calcularemos la corriente que atravesará al mismo.

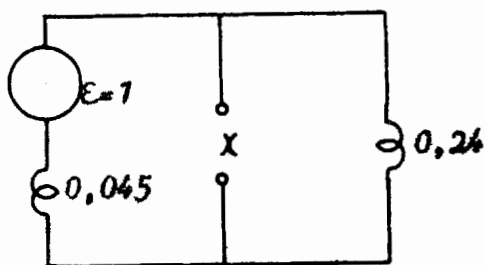
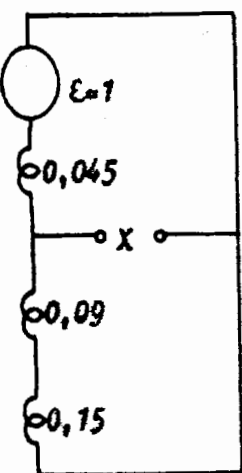
En la Tabla No. 1 que a continuación se da, hemos resumido todos los valores p.u. de corriente de los diversos tipos de falla en distintas localizaciones del sistema.

TABLA No. 1

Localización de la Falla	Cálculo de Corriente Máxima Momentánea				Cálculo de Corriente Máxima de Interrupción			
	Tipos de Falla				Tipos de Falla			
	L-L	3 $\phi$ -T	L-T 2L-abta.	L-abta. 2L-T	L-L	3 $\phi$ -T	L-T 2L-abta.	L-abta. 2L-T
A	22,8	<u>26,36</u>	10,17	11,2	20,8	<u>24,0</u>	9,93	5,8
B = C = D	12,3	14,20	<u>17,70</u>	7,0	8,32	9,62	<u>11,55</u>	4,
E = en todos los motores	12,2	14,20	<u>17,70</u>	7,0	8,32	9,62	<u>11,55</u>	4,

Breaker para localización A :-

Corriente Máxima Momentánea.- ( Falla 3 Ø 6 3 Ø - T ) Ref. Diag. No. 1, Pág.



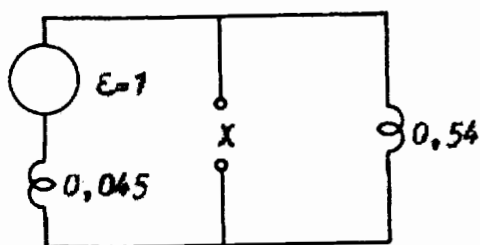
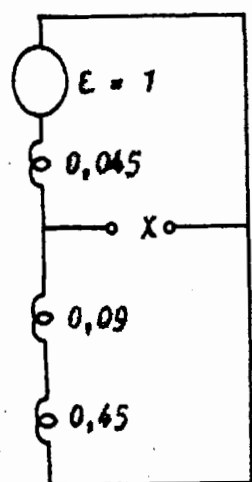
$$I_f = I_1$$

$$I_a = \frac{1}{0,045} = 22,2$$

$$I_b = \frac{1}{0,24} = 4,1$$

$$I_M = 22,2 \times 1,6 \times 100 = 3.560 \text{ Amp.}$$

Corriente Máxima de Interrupción.- ( Falla 3 Ø 6 3 Ø - T ) Ref. Diag. No. 2, Pág. 29.



$$I_f = I_1$$

$$I_a = \frac{1}{0,045} = 22,2$$

$$I_b = \frac{1}{0,54} = 1,86$$

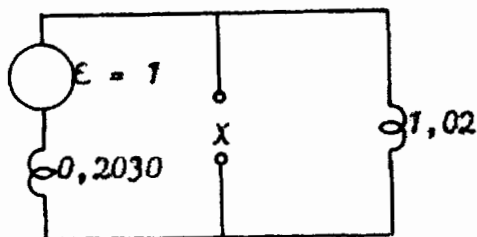
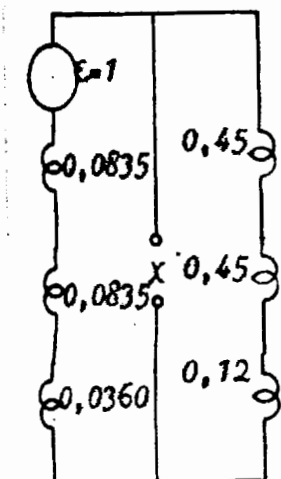
$$I_{int.} = 22,2 \times 1 \times 100 = 2.220 \text{ Amp.}$$

$$\text{MVA de Interrupción} = \sqrt{3} \times \text{KV} \times I_{int.}$$

$$= 1,73 \times 34,5 \times 2,22 = 133 \text{ MVA.}$$

Breaker para localización B = C = D :-

Corriente Máxima Momentánea.- ( Falla L - T 6 2L - abiertas ) Ref. Diags. Nos 3 y 4, Pág. 31.



$$I_f = 3 I_1$$

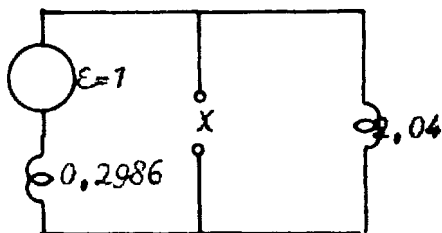
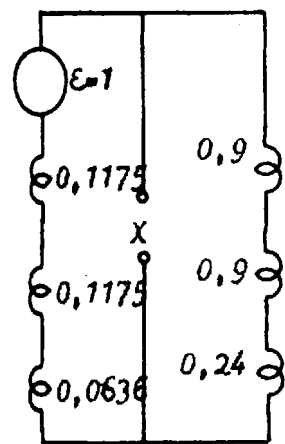
$$I_a = \frac{1}{0,2030} = 4,92$$

$$I_b = \frac{1}{1,02} = 0,98$$

$$I_f = 3 \times 4,92 = 14,76$$

$$I_M = 14,76 \times 1,6 \times 834 = 19.700 \text{ Amp.}$$

Corriente Máxima de Interrupción.- ( Falla L - T & 2L - abiertas ) Ref. Diags. Nos. 5 y 6 Pág. 33



$$I_f = 3 I_1$$

$$I_a = \frac{1}{0,2986} = 3,34$$

$$I_b = \frac{1}{2,04} = 0,49$$

$$I_f = 3 \times 3,34 = 10,02$$

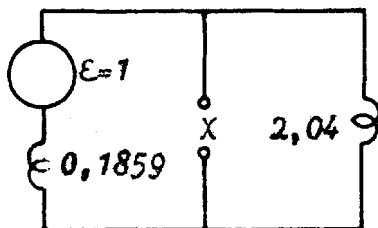
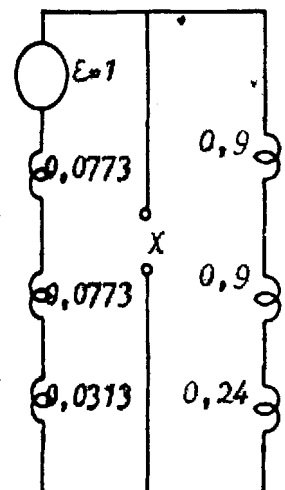
$$I_{int.} = 10,02 \times 1 \times 834 = 8.340 \text{ Amp.}$$

$$\text{MVA de Interrupción} = 3 \times \text{KV} \times I_{int.}$$

$$= 1,73 \times 4,16 \times 8,34 = 60 \text{ MVA.}$$

Breaker para localización E :-

Corriente Máxima Momentánea.- ( Falla L - T & 2L - abiertas ) Ref. Diags. Nos. 7 y 8, Pág. 35.



$$I_f = 3 I_1$$

$$I_a = \frac{1}{0,1859} = 5,37$$

$$I_b = \frac{1}{2,04} = 0,5$$

$$I_f = 3 \times 5,37 = 16,11$$

$$I_M = 16,1 \times 1,6 \times 834 = 21.500 \text{ Amp.}$$

Corriente de Máxima Interrupción.- ( Falla L - T & 2L - abiertas ).

El valor de esta corriente es igual al obtenido en el cálculo para el breaker de las localizaciones B = C = D, debido a que los circuitos de reactancias, son idénticos.

A continuación resumimos los valores obtenidos para determinar la capacidad de los breakers ( Tabla No. 2 ) :

TABLA No. 2

Breaker	KVA de carga.	Voltaje de operación normal KV	Corriente de operación normal Amp.	$I_{m\acute{a}x.}$ Momentánea Ka.	$I_{m\acute{a}x.}$ de Interrupción Ka.	INIA de Interrupción
A	6.000	34,5	100	3,56	2,22	133
B = C = D	2.000	4,16	278	19,70	8,34	60
E = en todos los motores	1.000	4,16	139	21,50	8,34	60

Los interruptores que elegiremos tienen las siguientes características; las mismas que son lo más aproximadas a las de la Tabla anterior :

Breaker de circuito de potencia, en aceite<sup>+</sup>  
para interior

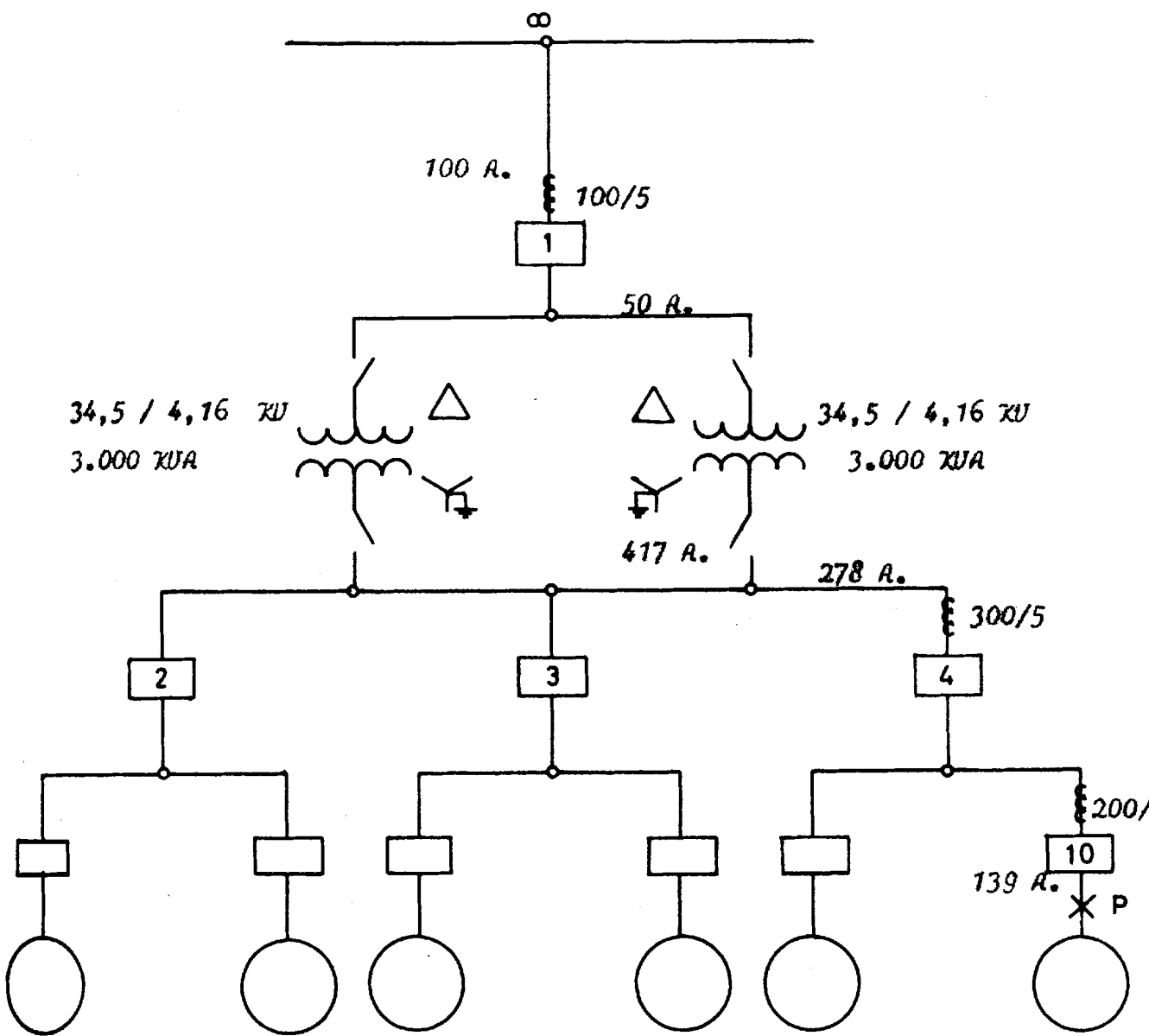
Breaker en la localización	Alcances de Corr.			Alcances de Interrupción			Tiempo de operación Ciclos
	Voltaje nominal KV	Nóminal 60 Cy. Ka.	Máx. No-mentánea Ka.	INIA de Interrupción 3 #	Corr. a voltaje nominal Ka.	Corr. máx. de Interrupción Ka.	
A	34,5	0,6	20	500	8,4	12,6	8

Breaker de circuito de potencia, sin aceite<sup>+</sup>  
para interior

B=C=D= en todos los motores	4,16	0,6	40	250	21	25	8
-----------------------------	------	-----	----	-----	----	----	---

+ " Power Systems Stability " by Edward W. Kimbark.- Volume 1; Power circuit breakers and protective relays.- Tables 2 and 3.- Pages 40 - 41.-

Coordinación de Relés :- A continuación tenemos un ejemplo de la forma como deben ser coordinados los relés, para evitar que todo el sistema salga de línea por causa de una falla cualquiera. Hemos supuesto que el sistema es equipado con relés # 51 (Relé de Tiempo para sobrecorriente, Tipo IAC, construido por General Electric) y que una falla de 4.000 A. sucede en el punto P.



Capacidad de las alimentadoras : 2 = 3 = 4.

Para interruptor 10 : Relé 51 Característica de tiempo : Inverso.

Tap            8

T.D. = Dial de tiempo = 4

C.T. = Transformador de corriente 200/5 = 40/1

$I_a$  = Corriente necesaria para que el relé funcione.  
       =  $40 \times 8 = 320$

Múltiplo de mínima corriente de cierre :

$$\frac{I_f}{I_a} = \frac{4.000}{320} = 12,5$$

Con este múltiplo y su intersección con la curva T.D. = 4, vemos en la Fig. 2 el tiempo que demoraría para desconectar el interruptor, y que es igual a 0,9 segundos.



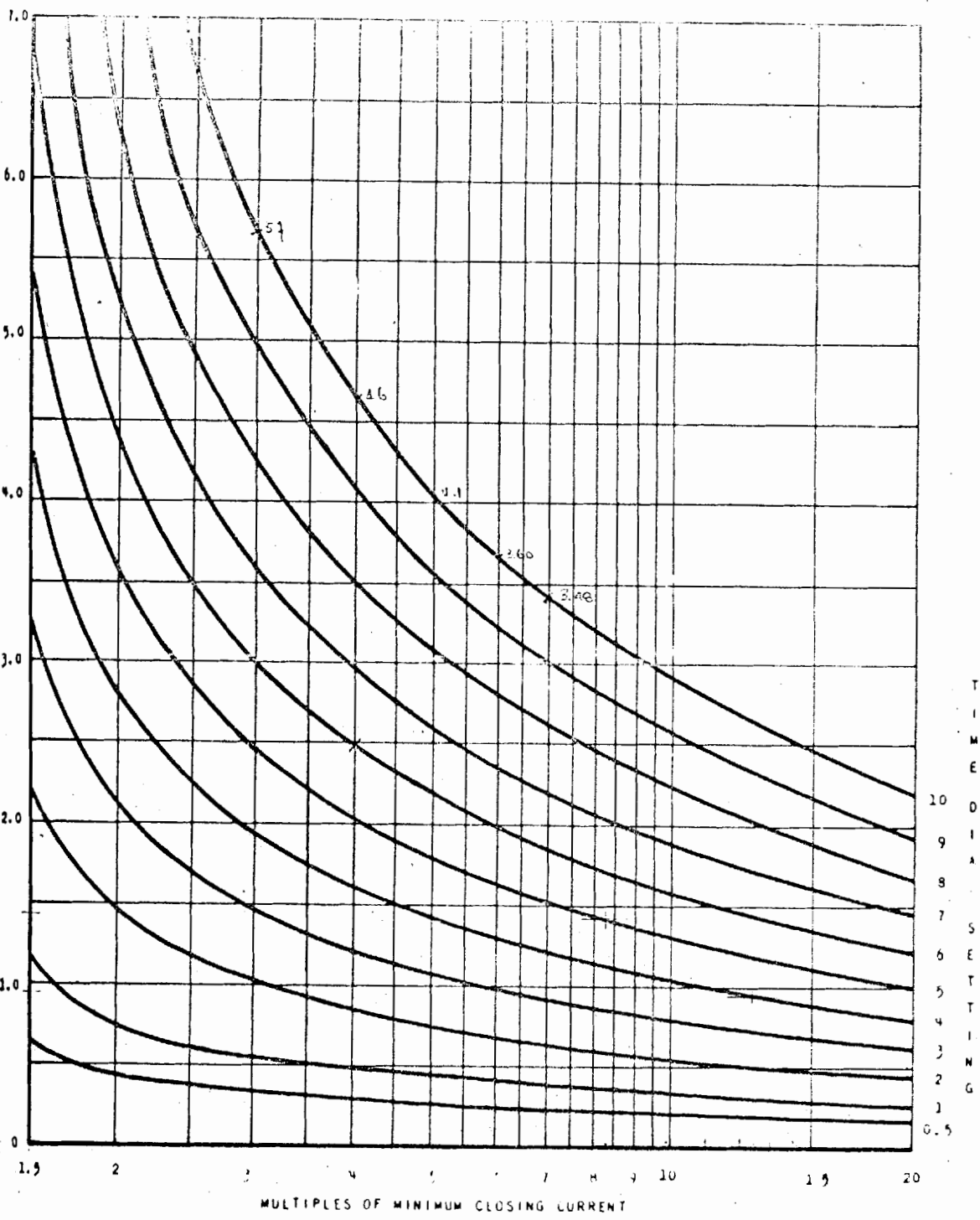


Fig. 2 Time-current Curves of Type IAC Relays With Inverse-time Characteristics

Para interruptor 4 : Relé 51, Inverso.

Tap 8

T.D. 5

C.T.  $300/5 = 60/1$

$$I_a = 60 \times 8 = 480$$

$$\text{Múltiplo} = \frac{4.000}{480} = 8,33$$

En la Fig. 2 : Tiempo = 1,4 segundos.

Para interruptor 1 : Relé 51, Inverso.

Tap 6

T.D. 6

C.T.  $100/5 = 20/1$

$$I_a = 20 \times 6 = 120$$

$$I_f = 4.000 \times \frac{4,16}{34,5} = 480$$

$$\text{Múltiplo} = \frac{480}{120} = 4$$

En la Fig. 2 : Tiempo = 2,5 segundos.

Podemos observar que al ocurrir la falla en el punto P indicado, no se desconecta todo el sistema al mismo tiempo, sino que, saldrá de línea primero el motor falloso, luego la alimentadora del mismo y por último, los transformadores.

#### ARRANCADORES PARA LOS MOTORES.-

" Un arrancador para un motor eléctrico conecta eléctricamente éste con la fuente de abastecimiento, Los arrancadores manuales mueven los contactos de arranque manualmente; los arrancadores automáticos o magnéticos los mueven automáticamente por medio de magnetos o recibiendo un impulso de un dispositivo piloto.

#### Arrancadores para motores de corriente alterna.-

Los arrancadores para motores monofásicos de corriente alterna son, por lo general, una forma de arrancador de cierre. Cuando no se puede usar este tipo por la capacidad limitada de la línea, se usa uno de los arrancadores especiales siguientes para reducir el voltaje aplicado inicialmente a los terminales del motor y para aumentarlo en etapas hasta alcanzar el voltaje total.

Arrancadores para motores de Taula de Andilla.-

### Arrancadores para motores de Jaula de Ardilla.-

Los arrancadores para motores polifásicos de Jaula de Ardilla se hacen en tres tipos: de cierre, compensador o autotransformador y resistencia. Los dos primeros son más comunes que el último.

Un arrancador de cierre o de voltaje total, como su nombre lo indica aplica todo el voltaje a las terminales del motor, lo que da por resultado una alta corriente de arranque que depende del diseño básico del motor. Con una línea pequeña o una capacidad limitada de generador, esto causará una caída de voltaje inconveniente. En caso de que no se pueda usar un arrancador de voltaje total se emplea, por lo general, un arrancador de voltaje reducido que usa un autotransformador o compensador. Este arrancador es básicamente un transformador devanado de manera que un voltaje reducido (generalmente 80 % del voltaje de la línea) se pueda aplicar inicialmente a las terminales del motor. Cuando el motor alcanza una velocidad parcial, el transformador se desconecta, y se aplica el voltaje total a las terminales del motor. Este tipo de arranque limita la corriente tomada de la línea en proporción aproximada al cuadrado del voltaje aplicado. Por ejemplo, un motor con una corriente de arranque de  $5,5 \times$  su corriente de plena carga, jalarla, con un arrancador autotransformador que da 80 % de voltaje, una corriente de línea de  $5,5 \times (0,8)^2$  o sea  $3,52 \times$  corriente de plena carga.

### Arrancadores compensadores.-

Los arrancadores compensadores generalmente se hacen con tres derivaciones para que el voltaje de arranque pueda ser 80, 65 & 50 % del voltaje especificado. Si se disminuye el voltaje aplicado inicialmente, se disminuirá la toma rápida inicial de corriente, pero aumentará la toma de corriente cuando se aplique el voltaje total. Al usar un voltaje reducido más bajo al arrancar, se reduce todavía más el torque de arranque y el motor no puede alcanzar una velocidad tan alta antes de que sea necesario aplicar el voltaje total. Si se usa un voltaje reducido extremadamente bajo, el motor puede no arrancar, especialmente si se mueve una bomba de turbina vertical en la que existe una cantidad considerable de torsión de arranque.

### Arrancadores de tres pasos y de tipo de resistencia.-

Los arrancadores especiales de tres pasos y los arrancadores de tipo de resistencia pueden obtenerse para usos especiales. Estos arrancadores son más caros y se limitan a casos en los que la corriente de arranque debe limitarse todavía más.

### Arrancadores de devanados seccionados.-

El arranque con devanado seccionado se usa con frecuencia y se cons. que con la mayoría de los fabricantes de motores de inducción y sincrónicos.

Este método de arranque proporciona las ventajas de transición cerrada de un paso de arranque al siguiente y, por lo general, tiene una relación más alta de torque-a-KVA que la que tienen los arrancadores de reactor o de resistor, que también proveen este tipo de transición. El arrancador autotransformador tiene la mejor relación de Torque-a-KVA, pero a menos que se use arranque de transición cerrada, puede resultar un aumento grande de corriente durante el paso a voltaje total.

### Arrancadores de motores Sincrónicos.-

Los arrancadores para motores sincrónicos son básicamente los mismos que los usados para motores de Jaula de Ardilla excepto por la adición de un mecanismo para aplicar la corriente directa al circuito del campo del motor cuando el motor alcanza la velocidad de sincronización.

### Arrancadores manuales y automáticos.-

Exceptuando la acción de dispositivos protectores construidos en algunos arrancadores manuales, los motores controlados con estos arrancadores se arrancan y paran manualmente. Con los arrancadores automáticos, los motores se arrancan o paran por medio de dispositivos pilotos de contactos ya sea momentáneos o sostenidos, o manualmente con botones de presión.

### DISPOSITIVOS PROTECTORES.-

Los dispositivos protectores en los arrancadores eléctricos protegen contra Sobrecarga y Bajo voltaje. Con frecuencia se incluyen elementos de calefacción en los arrancadores para protección contra daños por sobrecarga. Un exceso prolongado de corriente hará que los contactores se boten. El mecanismo de los contactores debe ser capaz de ser reconectado manualmente antes de que se puedan establecer de nuevo los contactos.

### Protección contra sobrecarga y falla de fase.-

Después de arrancarse, un motor de jaula de ardilla de tres fases continuará trabajando en una fase si se desconectan las otras dos fases. Si sostiene la misma carga en el motor, la corriente con la operación de una sola fase aumentará notablemente y puede dañarse el motor.

Los relés térmicos de sobrecarga dan buena protección contra las sobrecargas ligeras y medias pero frecuentemente no proveen protección adecuada contra sobrecargas pesadas debido a que las curvas de calentamiento de los motores son difíciles de obtener y varían considerablemente con las tallas y diseños. Este tipo de protección es muy importante, por lo tanto, debe ser considerado en la instalación de los motores.

### Protección contra bajo voltaje.-

El bajo voltaje evita que los motores alcancen su velocidad de régimen en el arranque o causan que ellos pierdan su velocidad causándoles sobrecargas pesadas.

Mientras el relé de sobrecarga eventualmente detectaría esta condición el motor sería rápidamente desconectado cuando condiciones severas de bajo voltaje existan.

Protección de bajo voltaje de la línea es un aspecto standard de los controladores de motores de corriente alterna. Por consiguiente, esta protección también será tomada en cuenta en la instalación de los motores.

Se usan dos métodos para proteger el motor contra bajo voltaje. Uno se usa con dispositivos piloto de contacto momentáneo. En caso de una baja de voltaje, la bobina sostén del control se suelta, y se abren los contactores. Sin embargo, estos no se reconectarán cuando se restablece el voltaje total, porque al abrirse los contactores se abre el circuito de la bobina sostén. El otro método se llama Disparador de bajo voltaje y se usa con dispositivo piloto de contacto sostenido. En esta forma, la baja de voltaje hace que la bobina sostén dispare los contactores que entonces se abren. El motor se detiene, pero el circuito de control no se interrumpe. Cuando se restablece el voltaje, el control cerrará los contactores de la línea del motor y éste arrancará. Si el dispositivo piloto es de tipo de contacto sostenido se debe usar protección de bajo voltaje agregando relevadores (o relés) al circuito de control.

La instalación eléctrica deberá proveer protección contra un posible corto-circuito así como protección de sobrecarga y bajo voltaje para el motor. La mayoría de los arrancadores (tanto de alto como de bajo voltaje) tienen una capacidad de interrupción de 10 veces la corriente especificada del motor. Sin embargo, la mayoría de los circuitos de alto voltaje pueden producir corriente en corto circuito muy por arriba de este valor. Tanto para la seguridad del personal como de la propiedad, el equipo debe proveer suficiente seguridad adecuada para el caso de un corto-circuito.

Debido a las corrientes parásitas que se inducen en las carcasas de los motores por efecto Foucault, se forman campos electrostáticos alrededor de estos, que pueden provocar choques eléctricos de alta tensión. Por lo tanto, las carcasas deben conectarse a una buena tierra.

#### Protección contra pérdida de sincronismo.-

Este tipo de protección es solamente aplicado a los motores sincrónicos o sets de motor-generador cuando severas bajas de voltaje puedan causar que las máquinas pierdan sincronismo.

#### Protección contra pérdida de excitación.-

Esta protección es también exclusiva para los motores sincrónicos por medio de un relé de baja corriente conectado en el campo.

El relé tipo HCF ó similar, fabricado por Westinghouse, es el aplicable para la protección de pérdida de campo en grandes motores.

Si el voltaje cae con incremento de corriente reactiva, entonces el torque se reduce causando que el motor pierda sincronismo, y uno u otro relé de pérdida de campo ó pérdida de sincronismo proveerá protección.

De acuerdo al análisis efectuado a los distintos arrancadores para los motores, podemos notar que los que mayores ventajas de adaptación a nuestro proyecto presentan, son los arrancadores de voltaje reducido con autotransformador, tanto para los motores de inducción como para los motores sincrónicos.

Las características aproximadas de éstos arrancadores deben ser las siguientes :

Máximo voltaje	5 KV
Máximo HP a 0,8 factor de potencia	1.000 HP
Capacidad de interrupción	350 MVA

Contactora :

Alcance de corriente	200 amps.
Capacidad de interrupción	25 MVA
Capacidad de cerrada	25 MVA
Nivel Básico de Impulso	45 KV

Estas características, han sido obtenidas de tablas de tallas de arrancadores que son de fabricación standard.

### 1.5 DISEÑO DEL SISTEMA AUXILIAR DE CORRIENTE CONTINUA PARA LOS APARATOS DE PROTECCIÓN, DEL NÚMERO ANTERIOR .-

El sistema auxiliar de D.C. servirá para energizar los distintos equipos de protección que se usarán en los Transformadores de la Sub-estación y motor de la Estación de Bombas, así como también, alimentará el circuito de D.C. para el cierre y apertura de los Breakers de Circuito, ubicados en distintas partes del sistema (Ref. Tema 1.4). Este sistema puede también ser considerado para proveer el alumbrado de emergencia, en la Estación de Bombas, cuando el alumbrado normal es interrumpido por alguna causa desconocida.

Esta fuente de D.C. consistiría de una batería, de suficiente capacidad para llevar la carga total de emergencia por un período de dos horas; un sistema de control de la batería para operar con corriente disponible para toda la carga a suplir, y un medio aconsejado para cargar y mantener la batería en condiciones plenamente cargada.

Los tipos de batería aconsejados para esta clase de aplicaciones están formados por celdas de : Plomo-Acido, Niquel-Hierro-Alcalino y Niquel-Cadmio.

Las baterías de celdas de Plomo-Acido son de precio moderado y tienen alta eficiencia (85 a 90 %) y alta capacidad; sin embargo, ellas requieren relativamente frecuente carga. Las unidades Niquel-Hierro-Alcalino tienen un alto precio inicial, son más grandes que el tipo Plomo-Acido, sin embargo, ellas son más resistentes y tienen vida más larga. Las baterías de celdas Ni-Cd operan exitosamente en temperaturas extremas, y tienen resistencia mecánica, larga vida y baja resistencia interna.

Los factores de selección importantes incluyen : uso físico (portátil o estacionario); tipo de recipiente (caucho, vidrio o plástico); Amperios-hora de capacidad; número de celdas para obtener el voltaje requerido (para celdas

Plomo-Acido, el voltaje es 2,1 voltios/celda; para tipos de Niquel, el voltaje es 1,3 voltios/celda).

Batería.- (Ref. Diag. 1.5-1). La batería consistirá de 60 celdas de Plomo-Acido, y será capaz de liberar los amperios requeridos por un periodo de horas, estando plenamente cargadas, para un voltaje final no menor a 105 V. a través de los terminales de la batería.

El gabinete de control automático contendrá un switch automático de polo el cual transferirá el circuito de emergencia de la fuente normal al circuito de la batería sobre la falla de la fuente normal y automáticamente reconvertirá el circuito de emergencia a la fuente normal cuando el servicio es restaurado. Este switch automático tendrá una segura capacidad de llevar la carga total conectada. Será montado de tal manera que sus partes sean accesibles para reemplazo o ajustes necesarios.

Sobre una cara del gabinete debe estar montado un voltímetro, un miliamperímetro para leer la tasa de carga de la batería y un switch para control de el circuito de emergencia.

Un rectificador, capaz de cargar las 60 celdas de la batería descrita anteriormente, en una serie, será montada en el gabinete de tal forma que de ser accesible. Será designado para la corriente aconsejada y capaz de cargar la batería a una tasa promedio de 4,6 amps. Este cargador, cuando se lo conecta a través de su propia resistencia la cual será provista en el gabinete, será capaz de cargar continua y lentamente la batería a su propia tasa.

El cuarto o compartimento de la batería debe ser seco y bien ventilado y las provisiones serán hechas para impedir la entrada de polvo, aceite y agua. Las celdas deberán ser soportadas firmemente, a nivel y a intervalos iguales, bloqueadas para prevenir que se vibren, pero no acunadas de tal manera que su recipiente pueda sufrir daño.

Por causa de las temperaturas extremas que afectan la operación de baterías, la localización de la batería debería asegurar que la temperatura no excedan de los límites de 40 °F a 90 °F. La temperatura de operación preferida de una batería sería en el rango de 60 - 80 °F.

Copias de instrucciones describiendo en detalle el mantenimiento, cuidado y operación de el equipo deberá ser establecido.



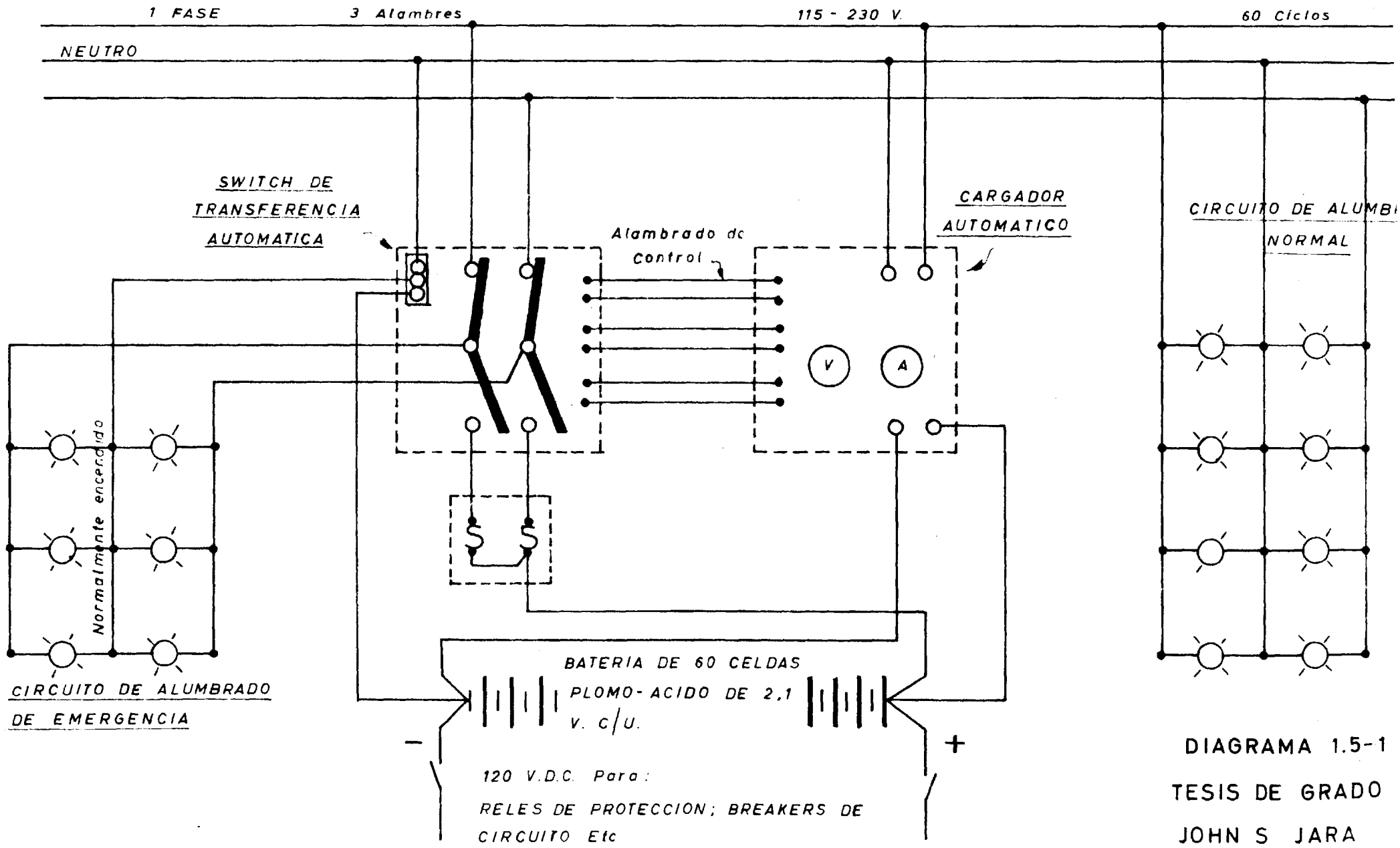


DIAGRAMA 1.5-1  
 TESIS DE GRADO  
 JOHN S JARA

## 1.6 ANÁLISIS DE CARGA DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO.

En el Tema 1.2 podemos observar, que los motores a usarse en los equipos de bombeo tendrán una potencia de 1.000 HP cada uno, siendo 6 el número total de ellos que se instalarán sucesivamente de acuerdo a las variaciones horarias y diarias del consumo de Guayaquil y que lógicamente al principio no nos permitirá establecer una regla rígida en cuanto al dispositivo de funcionamiento a adoptar para la utilización racional de los equipos.

De acuerdo a la magnitud de los motores, podemos catalogar esta nueva Estación de Bombas, como una gran planta industrial la cual tiene como Factor de Demanda un valor que varía entre el 50 y 80 %<sup>(+)</sup>.

" El Factor de Demanda es la razón de la máxima demanda de un sistema a la carga total conectada en el sistema ". La carga conectada es la suma de los alcances continuos de los aparatos que consumen, conectados en el sistema. La carga conectada y la máxima demanda son expresadas en las mismas unidades, de tal manera que el factor de demanda es sin dimensiones.

Para nuestro proyecto, la carga total conectada es de 6.000 HP y podemos asumir un factor de potencia a la máxima demanda de 80 %, para poder establecer el probable alcance de máxima demanda que tendrá la Estación de Bombas.

A continuación veremos como va a variar la demanda en las distintas fechas de instalación. En el Tema 1.1, Pág. 9, encontramos un cuadro que nos indica la evolución de los equipos de bombeo, el cual nos servirá de referencia para los cálculos de los distintos consumos que vamos a tener durante la evolución de los mismos.

Los aspectos generales para estos cálculos son :

$$1.000 \text{ HP} \times 0,746/0,95 = 785 \text{ Kw.} \quad (0,95 = \text{Eff.}, \text{ asumido en el Tema 1.2}).$$

$$\text{Factor de Demanda máximo} = 80 \%$$

$$\text{Factor de Demanda mínimo} = 50 \%$$

$$\text{Factor de Potencia a la máxima demanda} = 80 \%$$

Entonces tenemos :

Año 1.969 :

La demanda tendrá un alcance entre :

(\*) " Electric Transmission and Distribution " por B. Skrotzky.- McGraw - Hill Book Co. , Page 394.

$$785 \times 0,5 = 392,5 \text{ Kw. y}$$

$$785 \times 0,8 = 628,0 \text{ Kw.}$$

también entre :

$$392,5 / 0,8 = 490,6 \text{ KVA, y}$$

$$628,0 / 0,8 = 785,0 \text{ Kva.}$$

Año 1.972 :  $785 \times 3 = 2.355 \text{ Kw.}$

La demanda tendrá un alcance entre :

$$2.355,0 \times 0,5 = 1.177,5 \text{ Kw, y}$$

$$2.355,0 \times 0,8 = 1.884,0 \text{ Kw.}$$

también entre :

$$1.177,5 / 0,8 = 1.471,8 \text{ Kva, y}$$

$$1.884,0 / 0,8 = 2.355,0 \text{ Kva.}$$

Año 1.975 :  $785 \times 4 = 3.140 \text{ Kw.}$

La demanda tendrá un alcance entre :

$$3.140,0 \times 0,5 = 1.570,0 \text{ Kw, y}$$

$$3.140,0 \times 0,8 = 2.512,0 \text{ Kw.}$$

también entre :

$$1.570,0 / 0,8 = 1.962,5 \text{ Kva, y}$$

$$2.512,0 / 0,8 = 3.140,0 \text{ Kva.}$$

Año 1.978 :  $785 \times 5 = 3.925 \text{ Kw.}$

La demanda tendrá un alcance entre :

$$3.925,0 \times 0,5 = 1.962,5 \text{ Kw, y}$$

$$3.925,0 \times 0,8 = 3.140,0 \text{ Kw.}$$

también entre :

$$1.962,5 / 0,8 = 2.453,1 \text{ Kva, y}$$

$$3.140,0 / 0,8 = 3.925,0 \text{ Kva.}$$

Año 1.980 :  $785 \times 6 = 4.710 \text{ Kw.}$

La demanda tendrá un alcance entre :

$$4.710,0 \times 0,5 = 2.355,0 \text{ Kw, y}$$

$$4.710,0 \times 0,8 = 3.768,0 \text{ Kw.}$$

también entre :

$$2.355,0 / 0,8 = 2.943,7 \text{ Kva, y}$$

$$3.768,0 / 0,8 = 4.710,0 \text{ Kva.}$$

Resumiendo en un cuadro los valores encontrados, tenemos :

Año	Número de Motores	KW. a Eff. = 0,95	D e m a n d a			
			M á x i m a		M í n i m a	
			Kw	KVA	Kw	KVA
1.968	1	785,0	628,0	785,0	392,5	490,6
1.972	3	2.355,0	1.884,0	2.355,0	1.177,5	1.471,8
1.975	4	3.140,0	2.512,0	3.140,0	1.570,0	1.962,5
1.978	5	3.925,0	3.140,0	3.925,0	1.962,5	2.453,1
1.980	6	4.710,0	3.768,0	4.710,0	2.355,0	2.943,7

## CAPITULO 2

### CALCULO DE CARGAS DEL CARRIPIENTO DE LA ESTACION DE BOMBEO

#### 2.1 ANALISIS DE CARGA PARA SERVICIO DE ALUMBRADO PUBLICO Y RESIDENCIAL.

Se puede observar claramente en el Diagrama 2.1 de la zona en que se encuentra ubicada la Estación de Bombeo, las necesidades de alumbrado público residencial, para lo cual se determinará las tallas de alambre de cobre eléctrico adecuadas para la obtención de voltajes de recepción en los diversos puntos, con una pérdida de voltaje máxima de 10 %.

En el trazado de la red se encuentran 6 edificios habitables y 2 edificios para bodegas. La edificación " Bomba Cummins " será demolida por encontrarse en el sitio de ubicación de la nueva estación de bombeo, próxima a construirse.

Los cálculos de carga de alumbrado y fuerza al edificio del taller de mecánica, se lo harán en un tema particular (2.2).

Se tomará en cuenta un factor de potencia de la red igual a 0,95, facilitando así el cálculo de las respectivas secciones, porque es sabida la dificultad que para ello existe cuando las cargas tienen distintos retrasos de fase con respecto a la tensión alimentadora.

La consideración de que las cargas tienen el mismo factor de potencia y que este es el valor de todas ellas, es debido a que son prácticamente resistivas, y que la inductancia es casi despreciable, lo cual simplifica el problema, que queda resuelto con aproximación suficiente.

La tensión de alimentación será de 120 voltios de línea a neutro para los dos servicios: público y residencial.

El alumbrado público se lo hace por medio de lámparas incandescentes de 150 vatios c/u, la que nos determina una corriente de  $150/110 = 1,36$  Amp. c/u; siendo un total de 52 focos, de los cuales 40 están ubicados dentro de la zona edificada y los 12 restantes, en el carretero de acceso a esta zona.

Para el servicio residencial, debemos considerar las siguientes cargas instaladas, en cada una de las residencias :

Alumbrado : 6 focos x 100 W. c/u	600 Watts
Tomacorriente	1.500 "
Cocina	2.400 "
Radio	25 "

Refrigeradora	300	Watts
Plancha	600	"
Total	5.425	"

de los cuales, 2.500 son aplicados con un factor de demanda de 100 % y los 2.925 W restantes son aplicados con un factor de demanda de 30 %, lo que nos determina una carga de  $2.500 + 2.925 \times 0,3 = 3.378$  W que serán considerados para elegir el tamaño del transformador o banco de transformadores si se requiere. El número de familias que hacen uso del servicio residencial es 8, existiendo la posibilidad de aumentar una Villa tipo "Duplex" que alojará 2 familias.

La carga para servicio residencial promedio por familia es aproximadamente 3.378 W, afectados ya por el factor de demanda, lo cual nos determina un total de 33,78 Kw.

Cálculo de talla de alambre, para el servicio de alumbrado público.

Tomaremos como punto de partida para la distribución del alumbrado público, el poste A (Diagrama 2.1-1).

Los distintos ramales, están identificados con letras. Las fórmulas que aplicaremos son las siguientes :

Distancia equivalente al centro de carga (Fig. 2.1B) =  $l = \frac{l_1 l_1 + l_2 l_2 + l_3 l_3 + l_4 l_4 + \dots + l_n l_n}{i_1 + i_2 + i_3 + i_4 + \dots + i_n}$

Sección del conductor =  $S = \frac{2Pl}{E} (i_1 + i_2 + i_3 + i_4 + \dots + i_n)$

en las cuales :

$i_1, i_2, i_3, i_n$  = Intensidades consumidas en cada derivación (amps.).

$l_1, l_2, l_3, l_n$  = Longitudes de un solo conductor, contadas desde el origen (metros o pies).

$P$  = Resistividad en micro-ohms - cm./cm<sup>2</sup> = 0,018 para el Cobre y, 0,029 para el Aluminio.

$E$  = Pérdida de tensión desde el origen hasta el final del ramal, e igual a 10 voltios ( 8%).

Las unidades de  $l$  y  $S$  pueden ser dadas en :

$l$	$P$	$S$
Mts.	0,018	mm <sup>2</sup>
Pies	10,8	Cir. Mil

10,8 = Resistencia de un alambre de cobre de un pie de longitud y un círculo mil de sección transversal.

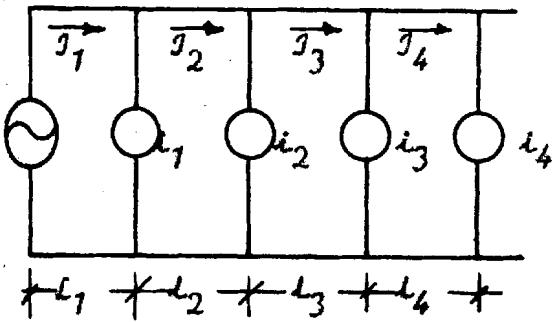


Figura 2.1 A

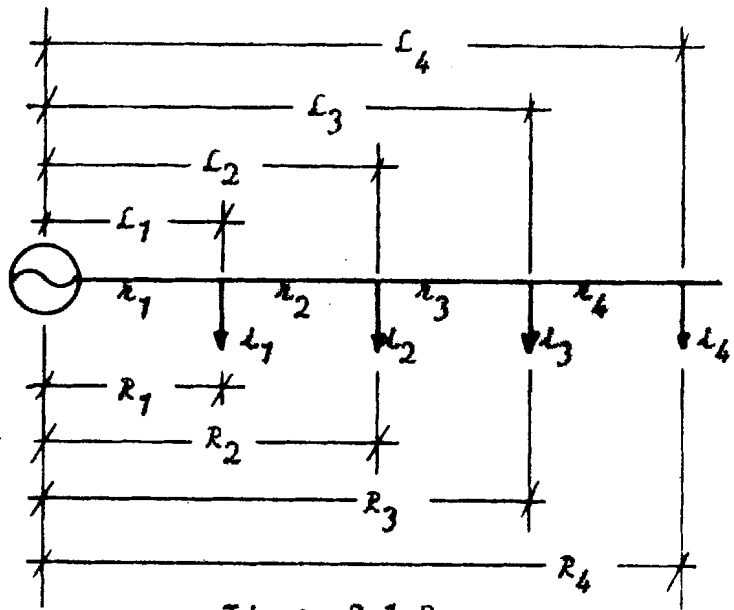


Figura 2.1 B

También la distancia al centro de carga puede calcularse de la siguiente manera : ( Fig. 2.1 A )

$$l = \frac{I_1 l_1 + I_2 l_2 + I_3 l_3 + I_4 l_4 + \dots + I_n l_n}{I_1}$$

siendo :  $I_1, I_2, I_3, I_n$  las intensidades que recorren cada tramo (amps.).

$l_1, l_2, l_3, l_n$  las longitudes respectivas de cada tramo (mts.)

Entonces tenemos :

Tramo AB

$$I_{AB} = 12 \text{ focos} \times 1,36 \text{ amps. c/u} = 17 \text{ amps.}$$

Amps. x Long. Ft.	=	Amps.-Ft.	Amps. x Long. Ft.	=	Amps.-Ft.
17,00	106,00	1.802,00	8,84	107,00	945,88
15,64	106,00	1.657,84	7,48	107,00	800,36
14,28	107,00	1.527,96	6,12	107,00	654,84
12,92	107,00	1.382,44	4,76	126,00	599,76
11,56	107,00	1.236,92	3,40	125,00	425,00
10,20	107,00	1.091,40	2,04	89,00	181,56
					<u>12.305,96</u>

$$l_{AB} = \frac{12.305,96}{17} = 724 \text{ Ft.}$$

$$S_{AB} = \frac{2 \times 10,8 \times 724 \times 17}{10} = 26.339 \text{ CM.}$$

Corresponde aprox. : AbC, 6

Las secciones halladas en esta clase de cálculos no son todas comerciales, y siendo necesario emplear las que se encuentran en los listines de los fabricantes de conductores, se toma el valor más próximo al determinado, generalmente por exceso. Como es natural, con el empleo de estas nuevas secciones, las caídas de tensión serán distintas a las previstas, y por ello para hallar los valores definitivos será preciso repetir los cálculos, procediendo en sentido inverso, es decir, determinando las pérdidas de voltaje correspondientes a las secciones fijadas.

Tramos AD y EF :

$$I_{AD + EF} = 16 \text{ focos} \times 1,36 \text{ amps. c/u} = 22 \text{ amps.}$$

<u>EF</u>			<u>AD</u>		
Amps.	x Long. Ft.	= Amps.-Ft.	Amps.	x Long. Ft.	= Amps.-Ft.
10,00	72	720,00	22,00	54	1.188,00
8,64	73	630,72	20,64	110	2.270,40
7,28	73	531,44	19,28	105	2.024,40
5,92	54	319,68	6,56	128	839,68
4,56	59	269,04	5,20	110	572,00
3,20	60	192,00	3,84	103	395,52
1,84	60	11,04	2,48	106	262,88
		<u>2.673,92</u>	1,12	109	122,08
			10,00 (EF)	267	<u>2.670,00</u>
					<u>10.344,96</u>

$$L_{EF} = \frac{2.673,92}{10} = 267 \text{ Ft.}$$

$$S_{EF} = \frac{2 \times 10,8 \times 267 \times 10}{10} = 5.760 \text{ cm.}$$

Corresponde apróx. : AWG 12

$$L_{AD} = \frac{10.344,96}{22} = 470 \text{ Ft.}$$

$$S_{AD} = \frac{2 \times 10,8 \times 470 \times 22}{10} = 22.127 \text{ cm.}$$

Corresponde apróx. : AWG 6

Tramos AC y GH :

$$I_{AC + GH} = 23 \text{ focos} \times 1,36 \text{ amps. c/u} = 32 \text{ amps.}$$

<u>GH</u>		
Amps.	x Long. Ft.	= Amps.-Ft.
8,16	54	440,64
6,80	41	278,80
5,44	79	429,76
4,08	43	175,44
1,36	20	27,20



$$\lambda_{GH} = \frac{1.351,84}{8,16} = 166 \text{ Ft.}$$

$$S_{GH} = \frac{2 \times 10,8 \times 166 \times 8,16}{10} = 2.926 \text{ CM.}$$

Corresponde apróx. : AWG 14

AC

Amps. x Long. Ft. = Amps.-Ft.			Amps. x Long. Ft. = Amps.-Ft.		
31,28	96	3.002,88	10,88	106	1.153,28
29,92	98	2.932,16	9,52	101	961,52
28,56	98	2.798,88	8,16	99	807,84
27,20	99	2.692,80	6,80	100	680,00
17,68	121	2.139,28	5,44	99	538,56
16,32	131	2.137,92	4,08	98	399,84
14,96	131	1.959,76	2,72	100	272,00
13,60	110	1.496,00	1,36	100	136,00
12,24	118	1.444,32	8,16 (GH)	166	1.354,56
					26.907,60

$$\lambda_{AC} = \frac{26.907,60}{31,28} = 860 \text{ Ft.}$$

$$S_{AC} = \frac{2 \times 10,8 \times 860 \times 31,28}{10} = 58.106 \text{ CM.}$$

Corresponde apróx. : AWG 2

Resumiendo en una tabla, los cálculos anteriormente efectuados, tene

Tramo	Talla de conductor			Caída de voltaje <sup>+</sup> voltios
	AWG	Cir. Mil	mm <sup>2</sup>	
AB	6	26.250	13,30	10,00
AD	6	26.250	13,30	8,42
EF	12	6.530	3,31	8,82
AC	2	66.370	33,63	8,75
GH	14	4.107	2,08	7,12

<sup>+</sup>Resultados obtenidos, correspondiente a las secciones fijadas.

Los apoyos para los cables de distribución eléctrica dentro del campo, son postes sencillos compuestos de tubos para agua, de hierro galvanizado, de un diámetro no mayor a 2 1/2" y 6 mts. de longitud.

Estos postes van enterrados de 0,80 a 1,00 mts. y empotrados en concreto, determinándose así, una altura para los conductores de 5,00 a 5,20 mts.

desde la superficie del suelo. Los aisladores son de porcelana, tipo Polea.

Las instalaciones de estos postes ya se encuentra efectuada, lo que significa, una considerable economía en este proyecto.

El vano promedio para esta instalación es aproximadamente de 105 Ft. 32 metros.

Cálculo de talla de alambres, para el servicio de alumbrado residencial.

Cal.-

Tomaremos como punto de partida para la distribución del alumbrado residencial, el poste A (Diagrama 2.1-2). Los ramales están identificados con letras. Las fórmulas que aplicaremos son las mismas que usamos para el cálculo del alumbrado público.

Entonces tenemos :

Tramo AB :

Amps.	x Long. Ft.	= Amps.-Ft.
124	54	6.696,00
93	215	19.995,00
62	238	14.756,00
31	318	9.858,00
		<u>51.305,00</u>

$$L_{AB} = \frac{51.305,00}{124} = 414 \text{ Ft.}$$

$$S_{AB} = \frac{2 \times 10,8 \times 414 \times 124}{10} = 110.886 \text{ Cm.}$$

Corresponde apróx. : AWG, 2/0

Tramo AC :

$$S_{AC} = \frac{2 \times 10,8 \times 1.300 \times 31}{10} = 87.048 \text{ Cm.}$$

Corresponde apróx. : AWG, 1/0

Resumiendo tenemos :

Tramo	Talla de conductor			Caída de voltaje <sup>+</sup> voltios
	AWG	Cir. Mil	mm <sup>2</sup>	
AB	2/0	133.100	67,44	8,33
AC	1/0	105.500	53,46	8,25

<sup>+</sup> Resultados obtenidos correspondientes a las secciones fijadas.

Tomando en cuenta la reactancia de la línea y la carga para este

Tomando en cuenta la reactancia de la línea y la carga, para este servicio, asumiremos un factor de potencia promedio de 0,95, lo cual nos determinará los siguientes valores :

a) Voltaje en el extremo de la línea.

b) Caída de voltaje en la línea.

c) Porcentaje de regulación.

a) Resistencia por 1.000 Ft. de alambre de Cu, AWG 2/0 = 0,08796 Ohms.  
(Tabla 4-3, Pág. 225, Electric Transmission and Distribution, by Skratzki)

Reactancia por 1.000 Ft. de alambre de Cu, AWG 2/0, a 12" de espaciamiento equivalente = 0,100 ohms.  
(Fig. 4-27, Pág. 228, Electric Transmission & Distribution, by Skratzki)

Voltaje en el extremo de la línea :

$$E = \sqrt{(E_1 \cos \phi - IR)^2 + (E_1 \sin \phi - IX)^2}$$

$$E_1 \cos \phi = 120 \times 0,95 = 114 \text{ v.}$$

$$\sin \phi = \sqrt{1 - \cos^2 \phi} = \sqrt{1 - 0,95^2} = 0,312$$

$$E_1 \sin \phi = 120 \times 0,312 = 37,44 \text{ v.}$$

$$3,378 \text{ Kw.} \times 8 \text{ familias} = 27 \text{ Kw.}$$

$$I = \frac{27.000}{2 \times 120 \times 0,95} = 118 \text{ amps.}$$

$$IR = 118 \times 2 \times 414 \times \frac{0,08796}{1.000} = 8,5 \text{ v.}$$

$$IX = 118 \times 2 \times 414 \times \frac{0,100}{1.000} = 9,77 \text{ v.}$$

Aplicando los valores arriba encontrados, en la primera fórmula, tenemos :

$$E = \sqrt{(114 - 8,5)^2 + (37,44 - 9,77)^2} = 109 \text{ voltios.}$$

b) Caída de voltaje en la línea :

$$E_1 - E = 120 - 109 = 11 \text{ voltios.}$$

o también :

$$U = I (R \cos \phi + X \sin \phi)$$

$$= 118(2 \times 414 \times \frac{0,08796}{1.000} \times 0,95 + 2 \times 414 \times \frac{0,100}{1.000} \times 0,312)$$

$$= 118 (0,0662 + 0,025)$$

$$= 11 \text{ voltios.}$$

$$c) \% \text{ Reg.} = \frac{120 - 109}{109} \times 100 = 10 \%$$

$$\% U_{\text{línea}} = \frac{11}{109} \times 100 = 10 \%$$

$$\% U_{\text{fuente}} = \frac{11}{120} \times 100 = 9 \%$$

## 2.2 ANÁLISIS DE CARGA PARA SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA AL TALLER MECÁNICO.

El servicio de energía eléctrica para el taller mecánico se hará tomando en cuenta el proyecto para un nuevo local del mismo (Diagrama 2.2), el que será construido en el sitio del que actualmente existe y que también se dará alojamiento en ese local a los demás talleres, como son: de Electricidad, Automotriz y Carpintería.

La potencia para la iluminación general con focos de luz suspendidos en esta clase de locales, es de 30 vatios por  $m^2$  de superficie y el número mínimo de tomacorrientes para los distintos usos, es uno cada cuatro metros de longitud perimetral del local que se desea alumbrar (Tabla 23, Pág. 14-272, Electrical Engineer's Handbook, Pender - Del Mar, 4th. Ed., Electric Power).

Local	Dimensiones		Superficie $m^2$	Watts de carga de alumbrado	No. de macorri- (Mínimo)
	Largo m.	Ancho m.			
Taller de Mecánica	20,00	8,00	160,00	4.800	14
Taller de Electricidad	6,00	5,00	30,00	900	6
Taller Automotriz	6,00	5,00	30,00	900	6
Taller de Carpintería	13,00	6,00	78,00	2.340	10
Servicios Higiénicos	6,00	2,00	12,00	360	1
Alumbrado exterior (12 f. x 100 W.)				1.200	

Total watts de carga .... 10.500

El factor de demanda para alumbrado de este tipo de local varía entre 35 y 65 %. Para nuestros cálculos adoptaremos el 65 % como factor de demanda, lo cual nos determina  $10.500 \times 0,65 = 6.830$  vatios de carga para el alumbrado de los talleres y que serán considerados para la elección del tamaño de transformadores a instalarse.

Cálculo de conductores y protectores para las máquinas-herramientas

de los talleres.-

Veremos que en el taller mecánico es donde se aloja la mayoría de máquinas herramientas, por cuyo motivo, será ahí, donde debe instalarse el alimentador principal de energía para alumbrado y fuerza.

Taller de Mecánica :

Máquina-herramienta	Línea a Neutro	3 Ø	Voltaje		HP
			120	240	
Soldadora		x		x	20,00
Tornos : Grande		x		x	3,00
Mediano		x		x	3,00
Pequeño		x		x	1,00
Cepillo		x		x	6,00
Tarrajá		x		x	3,00
Esmeril grande		x		x	2,00
Esmeril chico	x		x		0,33
Taladro		x		x	1,00
Sierra	x		x		0,75

Taller de Electricidad :

Esmeril	x		x		0,50
---------	---	--	---	--	------

Taller Automotriz :

Taladro	x		x		1,00
Compresor		x		x	2,00

Taller de Carpintería :

Sierra		x		x	7,50
--------	--	---	--	---	------

El alimentador debe suplir a los siguientes motores de rotor de jaula de ardilla y arranque a pleno voltaje, la fuente es trifásica, 240 V., 60

1	Motor de inducción, Jaula de Ardilla, de 20,00 HP.	
1	" " " " " " " "	7,50 "
1	" " " " " " " "	6,00 "
3	" " " " " " " "	3,00 "
2	" " " " " " " "	2,00 "
2	" " " " " " " "	1,00 "
<u>10</u>		<u>39,50 "</u>

los alcances de corriente a plena carga<sup>+</sup> para los motores son :

HP del Motor	Amperios de plena carga	Conductores requeridos	
		Tipo R, T	Tipo RH
20,00	58,00	4	4
7,50	22,00	10	10
6,00	20,00	10	10
3,00	9,00	14	14
2,00	6,50	14	14
1,00	3,50	14	14

<sup>+</sup>Estos valores nos darán resultados muy aproximados.

La capacidad de los conductores del alimentador debe ser :

$$(1,25 \times 58) + 22 + 20 + (3 \times 9) + (2 \times 6,5) + (2 \times 3,5) = 161,5 \text{ Amp}$$

De la Tabla 1 del NEC, los conductores deben entonces ser :

3/0 R ó 2/0 RH en tubos conductos ó enterrados, y de la Tabla 2 del NEC, : 1 R ó 2 RH al aire libre.

Protección de sobrecorriente para los motores.-

De la Tabla 20 del NEC :

- 1.- El motor de 20 HP debe ser protegido a no más de 70 amps. de protección de sobrecorriente sobre la marcha y no más de 175 amps. para la protección del ramal del circuito.
- 2.- El de 7,5 HP, 30 y 70 amps. respectivamente.
- 3.- " " 6,0 " 25 60 " "
- 4.- " " 3,0 " 12 30 " "
- 5.- " " 2,0 " 10 25 " "
- 6.- " " 1,0 " 6 15 " "

Protección de sobre-corriente para el alimentador.-

De la Tabla 27 del NEC :

Los máximos alcances de fusibles del ramal del circuito para proteger los ramales del circuito de los motores, son como sigue :

Motor de 20 HP	=	58 amps.	x	300 %	=	174 amps.
" " 7,5	=	22 "		300	=	66 "
" " 6,0	=	20 "		300	=	60 "
" " 3,0	=	9 "		300	=	27 "

Motor de 2,0 HP = 6,5 amps. x 300 % = 19,5 amps.

" " 1,0 " = 3,5 " 300 = 10,5 "

La máxima talla de los fusibles del alimentador es :

$$174 + 22 + 20 + (3 \times 9) + (2 \times 6,5) + (2 \times 3,5) = 262 \text{ amps. } \delta 300 \text{ amps}$$

Los motores monofásicos de 120 v., por ser de potencia fraccionaria, serán tomados en cuenta en el cálculo de la talla de los conductores para toda corriente.

Los valores obtenidos por los cálculos arriba mencionados son las tallas básicas mínimas y alcances requeridos para la carga dada.

Los factores de demanda para carga de motores están influenciados por el número de motores y por las condiciones bajo las cuales ellos son usados.

Si una planta tiene un gran número de motores y un grupo de motores siempre operan juntos como una unidad, cada grupo sería tomado en cuenta como un solo motor de gran talla y un factor de demanda bien alto resultaría.

Factores de demanda representativos para grupo de motores donde cada motor opera independientemente son mostrados en la siguiente tabla<sup>+</sup> :

HP total conectados	Factor de Demanda %
1 - 10	70 - 80
10 - 20	60 - 70
20 - 50	55 - 65
50 - 100	50 - 60
Sobre los 100	45 - 55

<sup>+</sup> Pág. 394; Electric Transmission & Distribution, by Skrotzki.

Como la suma total de HP conectados en los talleres es aproximadamente de 50 HP, tomamos el factor de demanda 60 % para nuestros cálculos. Asumiremos un aumento de carga en el futuro, de 20 % de la carga actual, lo que nos dará un total de 60 HP, los cuales consideraremos como cifra final.

Esta carga afectada por el factor de demanda nos determina 60 x 0,6 = 36 HP, que serán considerados para la elección del tamaño de transformadores a instalarse.

Cálculo de los conductores de alimentación, considerando la caída de tensión. -

Asumiremos que : No. de HP = No. de KVA y un factor de potencia

promedio de todo el circuito, de 80 % atrasado. Por consiguiente :

$$60 \text{ HP} = 60 \text{ kW} \times 0,8 = 48 \text{ Kw. en motores.}$$

Entonces la carga total conectada será :

$$10,5 \text{ Kw. de alumbrado} + 48 \text{ Kw. de motores} = 58,50 \text{ Kw. aprox. } 60 \text{ Kw.}$$

¿ también :

$$\frac{60}{0,8} = 75 \text{ KVA}$$

De acuerdo con la carga antes mencionada ( 60 Kw. ) y la figura 36 de la sección 15-116, pág. 1813 del Tomo II del Manual del Ingeniero Electricista por R.E. Knowlton, nos planteamos el siguiente cálculo :

¿ Que carga puede ser transportada por un circuito de conductores de  $33 \text{ mm}^2$  ( NÚM. 2 ) si se conecta a un sistema trifásico, 4 hilos, 120/240 voltios, frecuencia de 60 Ciclos, sin exceder de una caída de tensión de 3 % (  $240 \times 0,03 = 7,2 \text{ V.}$  ) en un recorrido de 30 m. ( Diagrama 2.2 ) ? El factor de potencia promedio es 80 % atrasado.

Solución : Seguimos la línea de factor de potencia 80 % verticalmente hasta encontrar la línea que representa los conductores de  $33 \text{ mm}^2$ . Seguimos desde ese punto horizontalmente hacia la izquierda y vemos que la caída de 2,9 V., corresponde a 3.000 amps.-metro. Puesto que una caída de 7,2 V. es el valor máximo deseado, el total de amps. - metro admisible es :

$$\frac{7,2}{2,9} \times 3.000 = 7.500 \text{ amps. - metro}$$

Para determinar la corriente, esta cifra debe ser dividida por el recorrido :

$$\frac{7.500 \text{ amps.-metro}}{30 \text{ metros}} = 250 \text{ amps.}$$

La carga total queda determinada como sigue :

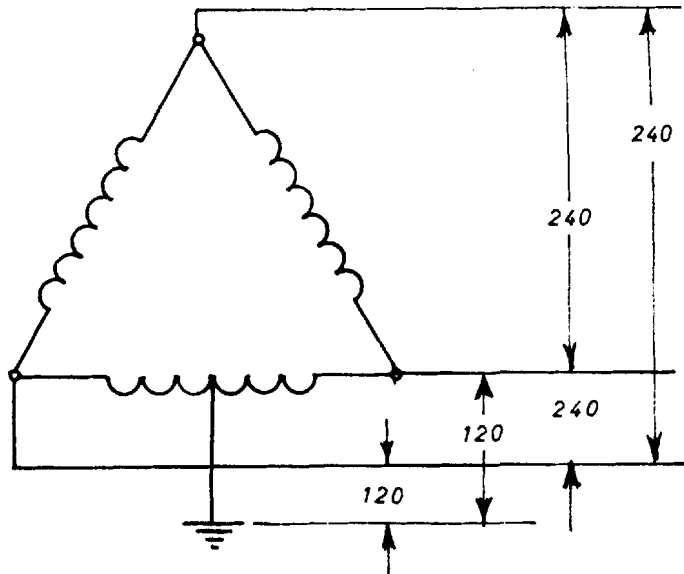
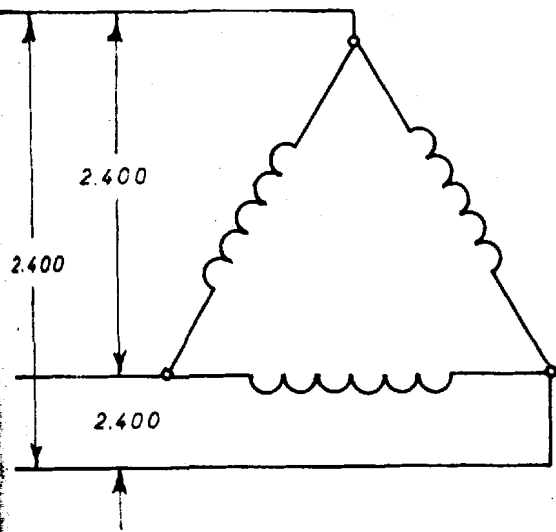
$$\frac{250 \text{ amps.} \times 120 \text{ V.} \times 3 \times 0,8 \text{ f.p.}}{1.000} = 72 \text{ Kw.}$$

que es mayor a la cantidad que nosotros deseamos alimentar. Podemos deducir que el cable nos dará un marcado límite de seguridad a nuestro circuito, sin que afecte a la economía de la instalación.



PRIMARIO

SECUNDARIO



### 2.3 DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DEL BANCO DE TRANSFORMADORES.-

El sistema de alimentación para el servicio de Alumbrado Público, Residencial y Talleres que se ha asumido, es el mostrado en la figura anterior.

Este es el sistema secundario común conectado en Delta con voltaje de fase a fase de 240 ó 480 V. entre cada par de conductores de fase. Este sistema es usado cuando la carga de motores representa la mayor parte de la carga total. Los motores trifásicos son alimentados a 240 V. en un circuito de 3 alambres y ramales monofásicos a 120 V. tomados del centro de una fase, a tierra, para el alumbrado y motores de fracción de HP.

La capacidad de este banco de transformadores la determinaremos a base de los siguientes datos :

Alumbrado Público a 120 V., balanceado.....  $8 \text{ Kw.} / 1,0 = 8,00 \text{ KVA}$

Alumbrado Residencial a 120 V., balanceado  $26 \text{ Kw.} / 0,9 = 29,00$

Alumbrado y fuerza a talleres a 120/240 V., balanceado :

$36 \text{ HP aprox. } 36 \text{ KVA}$

$6.830 \text{ Kw.} / 1,0$	<u><math>6,830 \text{ KVA}</math></u>	$= 42,830$
		<u><u><u><u>79,830</u></u></u></u>

Por consiguiente, la potencia total demandada es : 80 KVA.

La capacidad de los transformadores que podemos adoptar es 3 monofásicos de 37,5 KVA, 2.400 / 120-240 V. c/u, los cuales nos darían una potencia total de :  $37,5 \times 3 = 112,5 \text{ KVA}$ .

En caso de falla de uno de estos transformadores, el banco queda con una potencia sumamente aproximada ( $112,5 \times 0,58 = 65,4 \text{ KVA}$ ) a la demandada, lo cual podría suministrarse sin interrupción del servicio hasta que el transformador dañado sea reemplazado por otro de igual potencia.

3.1 ALTERNATIVAS DE ALIMENTACION .-

Para la alimentación de energía eléctrica a la Planta " La Toma ", tienen dos alternativas muy importantes en su realización, para lo cual se adoptará la que en el fondo sea la más económica y nos presente igual seguridad en su trabajo y también, adaptable a las necesidades eléctricas de esta Planta.

La primera alternativa constituye, un Proyecto de Línea de Transmisión del Instituto Ecuatoriano de Electrificación ( INECEL ), que interconecta a las poblaciones de Guayaquil y Daule, pasando la misma, por la Planta " La Toma " y que ha sido prevista para atender la carga a instalarse en este estudio. Esta línea de transmisión, tendrá realización a partir del año 1,970 y su voltaje entre líneas será de 34,5 KV ( Ref. Oficio 3.1 y 3.1 A ).

Una consulta hecha a la Empresa Eléctrica del Ecuador, sobre la posibilidad de extender sus líneas de 13,8 KV, actualmente existentes hasta la Penitenciaría del Litoral, me han manifestado que tienen hecho un anteproyecto para efectuar esta extensión hasta el Km. 30 de la vía a Daule, pasando por la Planta " La Toma " .

Esto nos da la posibilidad de contar con otra línea de transmisión que podría alimentar el sistema eléctrico de esta Planta, en caso de suma urgencia.

La otra alternativa que tenemos, es la instalación de una Central Eléctrica adaptable a la evolución de las necesidades, la misma que deberá ser instalada desde el momento en que se llegare a tomar en cuenta la ejecución de este proyecto de electrificación.

Se debe considerar que la instalación de ésta, implica para la Junta de Agua Potable, un gasto adicional, bastante grande por cierto, que no es considerado en sus estudios de ampliación de la Planta " La Toma " y que resultaría aparentemente anti-económico, ya que los gastos que debe hacer en la ciudad y demás instalaciones, son demasiados grandes.

Por la razón arriba mencionada, pienso que la alternativa que nos queda para la alimentación de la Planta, es la de obtener energía eléctrica

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION

Ofc. N° 2229

Quito, a JUN. - 6. 1966

Oficio 3.1

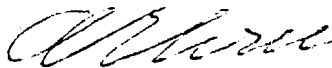
Señor don  
JOHN S. JARA  
Casilla # 2553  
Guayaquil.-

Apreciado señor Jara:

En respuesta a su atenta comunicación del 25 de Mayo del presente año, en la cual solicita datos sobre la línea Guayaquil-Daule, debo indicarle que, en efecto, INECEL tiene el proyecto de construir una línea de transmisión que interconectará las dos poblaciones mencionadas. Esta línea entrará en funcionamiento a partir del año 1970, y transmitirá energía a 34.5 KV desde Guayaquil hasta Daule.

La potencia de transporte, prevista para esta línea, es suficiente para atender la carga de "La Toma".

De usted, muy atentamente,



CRISTOBAL FLORES MEJIA  
Gerente General

Ofc. N° 5215

Quito, a DEC. 15. 1966

Señor

JOHN S. JARA

Junta de Agua Potable de

Guayaquil,

Casilla N° 5253

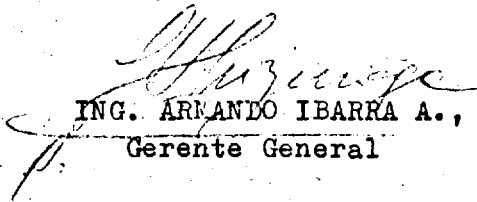
Guayaquil

Oficio 3.1 A

Apreciado señor Jara:

En respuesta a su atenta comunicación del 5 de Noviembre último, en la cual solicita confirmación acerca del voltaje de la línea de transmisión Guayaquil-Daule, debo indicarle que efectivamente, de acuerdo a los estudios hasta aquí realizados por este Instituto, la tensión de la línea de transmisión Guayaquil-Daule será de 34.5 KV.

Muy atentamente,

  
ING. ARMANDO IBARRA A.,  
Gerente General

de la línea de transmisión que tenderá Inecel, la cual debe tener otra línea llamada " de emergencia ", y que debe correr por cuenta de la Junta de Agua Potable para no quedarse en ningún momento sin energía en caso de falla de la línea de Inecel.

La línea de transmisión que la Junta de Agua Potable debe instalar como " de emergencia ", no necesariamente debe ser instalada desde el momento en que se llegare a tomar en cuenta este proyecto, ya que la Planta de Bombeo cuenta entre sus grupos de bombas, 5 unidades con motor Diesel, las cuales suministran de agua a la Planta de Tratamiento en caso de faltar la energía eléctrica por cualquier razón desconocida.

Además, en caso de cualquier falla eléctrica en la línea del Inecel ésta será inmediatamente despejada por cualquiera de los distintos Relés de Protección que en su construcción deberá tener dicha línea.

La línea " de emergencia " nos serviría para el caso en que suceda cualquier clase de falla mecánica en la línea del Inecel, en el tramo de Guayquil a La Toma.

En lo que respecta a la economía en esta parte del Proyecto, me voy a permitir mencionar algo sobre el proyecto denominado " La Cola de San Pablo " el cual nos puede hacer posible la realización de este estudio debido al precio sumamente bajo del Kw.h. ahí producido y vendido al resto del País.

Energía eléctrica para todo el País : La Cola de San Pablo.-

" Ya en sus postrimerías el 8 de Julio de 1.967 la Asamblea Constituyente dictó el Decreto No. 092 creando rentas para financiar el Plan Nacional de Electrificación y declarando de prioridad el Proyecto de La Cola de San Pablo. Por ambas cosas pero especialmente por la última, ese Decreto ya promulgado en el Registro Oficial No. 149 el 16 del mismo mes y, por tanto, Ley de la República en pleno vigor, está destinado a ocupar un puesto sobresaliente en la historia del progreso nacional.

El Art. 10. del Decreto, dice así : " Se declara que la electrificación del país es obra de alta prioridad y que como tal se considerará por todos y cada uno de los niveles y jerarquías de las distintas funciones del Estado, y dentro del Plan Nacional de Electrificación tendrá la prioridad el Proyecto denominado de " La Cola de San Pablo " en el Río Paute, por tener caracteris

licas de proyecto de interés nacional "

" Vale la pena repetir los datos sobre capacidad de generación y costo de producción de la energía y de la energía ya distribuida.

La Cola de San Pablo permitirá producir 500.000 Kw. ampliables posteriormente a 1'000.000 Kw.

El costo de la instalación de la Central se calcula entre 1.100 y 1.300 millones de sucres, el costo de producción del Kw/h sería bajísimo, del orden de los \$ 0,05 apenas. Pues bien, recargado el costo de las líneas de transmisión, sub-estaciones, etc. la Cia. Ingledow Kidd encuentra que la energía podría ser vendida a un promedio de \$ 0,13, nada más.

Todo el país podría ser servido en materia eléctrica desde La Cola de San Pablo, pero especialmente podría serlo la Cuenca del Guayas para cuyo desarrollo se necesitan 200.000 Kw; la fuente para proveerlos no puede ser otra que la de La Cola. No se puede pensar para el efecto en Plantas Térmicas dado su elevadísimo costo de producción ni se puede pensar en otras centrales hidro-eléctricas pues no tendrían las capacidades suficientes para abastecer esa enorme demanda ". He aquí la solución ideal para la electrificación a bajo costo de la Planta de Bombo " La Toma ".

### 3.2 DETERMINACION DEL SISTEMA DE ALIMENTACION A ADOPTARSE.-

Habiendo observado detenidamente las alternativas anteriormente mencionadas, es obvio suponer que la que nos presenta un marco sumamente económico, es el de la Línea de Transmisión que tenderá el Instituto Ecuatoriano de Electrificación entre las ciudades de Guayaquil y Daule.

Dado el formidable potencial hidroeléctrico de La Cola de San Pablo desde allí se podría proporcionar energía eléctrica prácticamente a todo el país, en condiciones económicas excepcionalmente ventajosas.

Para nuestro estudio, esta es una de las partes más importantes que nos podría llevar a la culminación del mismo. Por consiguiente, la línea antes mencionada, será el sistema de alimentación de energía eléctrica a adoptarse.

También se tomará en cuenta la construcción de la línea de transmisión llamada " de emergencia " que fue nombrada en el tema anterior, la misma

que deberá ser construida por cuenta de la Junta de Agua Potable de Guayaquil

El cálculo eléctrico y mecánico de esta línea, la encontramos en el Capítulo siguiente.

## CAPITULO 4

### PROYECTO DE LA LINEA DE TRANSMISION GUAYAQUIL - LA TOMA

#### 4.1 CALCULO ELECTRICO.-

Según hemos visto en el Tema 1.2, la potencia que consumirán los motores a instalarse será de 1.000 HP ( 980 KVA ) cada uno, la misma que nos se verá, junto con la potencia que consumirá la Planta de Agua Potable para el Tratamiento, que es aproximadamente 400 KVA, para determinar la potencia total que deberá ser transmitida a partir del Km. 4,5 de la vía Guayaquil - Daule hasta la sub-estación de reducción de voltaje en la Toma; recorriendo una distancia aproximada de 22,5 Kms. ( 14 millas ).

La potencia total a transmitirse será :

Motores	5.880 KVA
Auxiliares	400
Pérdidas	<u>220</u>
Total	6.500 KVA.

El factor de potencia para esta carga, se asume a un valor de 80 % atrasado y el voltaje entre líneas de 4,16 KV.

Esta línea de transmisión tendrá como voltaje entre líneas, según consulta al Instituto Ecuatoriano de Electrificación ( Inecel ), 34,5 KV. ( Ref. Oficios 3.1 y 3.1 A ).

La frecuencia de la misma es a 60 cps, así como también, el voltaje es trifásico.

Según líneas típicas de transmisión, el espaciamiento equivalente entre conductores, para este voltaje ( 34,5 KV. ) es de 4 pies ( 122 cms. ).

Resumiendo todos los datos para los primeros cálculos de la línea de transmisión, tenemos :

P	= Potencia a transportarse, en KVA = 6.500
$V_{L-L}$	= Voltaje de línea a línea, en KV = 34,5
$\cos \phi$	= Factor de potencia de la carga = 0,8 Inductivo
f	= Frecuencia, en ciclos por segundo = 60
$D_{eq}$	= Espaciamiento equivalente entre conductores, en pies = 4 ( 122 cms. ).

$L$  = Longitud total de la línea, en Km. = 22,5 ( 14 mi. ).

$V_{L-N}$  = Voltaje de línea a neutro, en KV

$$\frac{V_{L-L}}{\sqrt{3}} = \frac{34,5}{1,73} = 19,9 \text{ KV}$$

$I$  = Corriente de carga, en amps. =  $\frac{\text{KVA} \times 1.000}{\sqrt{3} \times V_{L-L}}$

$$= \frac{65 \times 10^5}{1,73 \times 34.500} = \frac{65 \times 10^5}{59.685} = 109 \text{ amps.}$$

Adoptaremos un valor de  $Q$  ( = pérdida total de potencia en %, permisible, de la potencia liberada ) igual a 5 %.

### Talla comercial de conductor y peso total correspondiente.-

El peso puede ser determinado calculando la resistencia del conductor requerido por 1,000 pies o por milla, y tomando de las tablas la talla comercial más cercana.

Despreciando la corriente de carga del alambre, la resistencia requerida por unidad de longitud de alambre es :

$$r = \frac{K_1 \cdot Q ( V_{L-L} \cos \phi )^2}{L \cdot P} \quad \text{ohms}$$

donde  $K_1$  es una constante que depende del número de fases y alambres y unidades en la cual las otras cantidades están expresadas. Para nuestro caso,  $K_1 = 10$ , tomando  $V_{L-L}$  en KV,  $L$  en millas,  $P$  en Kw,  $r$  en ohms/mi. y  $w$  peso en lbs./

Entonces :

$$P = 6.500 \times 0,8 = 5.200 \text{ Kw.}$$

$$r = \frac{10 \times 5 ( 34,5 \times 0,8 )^2}{14 \times 5.200} = \frac{50 \times 761,76}{72.800} \\ = 0,5231 \text{ ohms/mi.}$$

La talla comercial más cercana es AWG 4/0 ACSR, el cual tiene una resistencia de 0,445 ohms/cond./mi. a 25 °C ( 77 °F ) y un peso de 1.542 lbs. entonces el peso total será :

$$W = K_2 \cdot w \cdot L \text{ libras.}$$

$$= 3 \times 1.542 \times 14 = 64.764 \text{ libras.}$$

siendo  $K_2$  una constante que depende del número de fases y alambres y las unidades en la cual,  $w$  y  $L$  están expresadas. Para nuestro caso,  $K_2 = 3$ .

De los cálculos anteriormente mencionados, deducimos que el conduc-



tor ACSR 4/0 sería el indicado para la línea de transmisión, pero para poder obtener un mejor porcentaje de regulación, elegiremos el conductor 266,8 MCM, como lo veremos posteriormente.

### Conductor de fase de la línea de transmisión.-

Según el párrafo anterior, hemos elegido como conductor de fase el cable Tipo ACSR 266,8 MCM 6/7 desnudo compuesto por 6 hebras de aluminio y 7 acero. Se ha escogido este cable mixto, por las siguientes razones :

- 1.- El alma de acero, sirve únicamente para el soporte mecánico y no se tiene en cuenta desde el punto de vista de la conductividad. Con eso se aprovecha simultáneamente las cualidades eléctricas físicas del aluminio y la gran resistencia mecánica del acero, que lo hacen apropiados para la línea de transmisión donde se debe utilizar vanos largos y apoyos sencillos.
- 2.- El alma de acero del conductor, constituido por 7 hilos, hace variar la carga de ruptura permitiendo que sea tendido en un vano de longitud de 600 pies o más, reduciendo de esta manera el número de apoyos, aisladores y otros accesorios, disminuyendo por consiguiente el costo de la línea.
- 3.- Desde el punto de vista técnico se ha comprobado que con una regulación de voltaje aceptable de 5 %, es suficiente para mantener las variaciones de tensión en función de la carga a transportar. Esta regulación de 5 % y un factor de potencia atrasado de 80 % proporciona una pérdida aceptable y una capacidad de transporte suficiente para las cargas previstas.

Vemos así que este conductor armoniza con la técnica y economía que exige este estudio.

### Características eléctricas del conductor de fase.-

El conductor elegido, tiene las siguientes características :

Resistencia del conductor  $r_a = 0,352 \text{ ohms/mi.} \times 0,621 = 0,218 \text{ ohms/Km/fase}$

Reactancia inductiva  $x_a = 0,466 \text{ ohms/mi.} \times 0,621 = 0,289 \text{ ohms/Km/fase}$

Reactancia inductiva de espaciamiento ( 4 pies)  $x_d = 0,168 \text{ ohms/mi.} \times 0,621 = 0,104 \text{ ohms/Km/fase}$

Reactancia inductiva equivalente  $X_L = x_a + x_d = 0,289 + 0,104 = 0,393 \text{ oh./Km/}$

### Cálculo del circuito equivalente de la línea de transmisión.-

En toda línea de transmisión de energía eléctrica, se presenta el efecto de Capacidad entre los conductores aéreos que constituyen el circuito. Pero experiencias realizadas han comprobado que el efecto de Capacidad puede despreciarse para líneas de transmisión que no excedan los 69 KV entre fases 160 Kms. de longitud mínima.

Atendiendo esta consideración se ha despreciado la Capacidad para el cálculo del circuito equivalente; es decir que se considera un circuito con resistencia y reactancia en serie con la carga.

La línea de transmisión será trifásica a 34,5 KV entre fases, la longitud total de la misma, es de 22,5 Km. ( 14 ml. ) desde la Sub-estación en el Km. 4,5 en Guayaquil, hasta la Sub-estación de reducción en La Toma.

Considerando la longitud mencionada, su resistencia y reactancia serán:

$$R_L = 0,218 \times 22,5 = 4,91 \text{ ohms/fase.}$$

$$X_L = 0,393 \times 22,5 = 8,84 \text{ ohms/fase.}$$

Por consiguiente, para el recorrido aproximado de 22,5 Kms., el circuito equivalente tendrá una impedancia de:

$$Z = 4,91 + j 8,84 \text{ Ohms/fase} \\ = 10,0 \text{ ohms/fase.}$$

La intensidad de corriente que circulará por el conductor de fase será de 109 amps.

### Regulación y capacidad de transporte de la línea de transmisión.-

La regulación se ha calculado con la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Reg.} = \frac{E_S - E_R}{E_R} \times 100$$

donde:

$E_S$  = Voltaje en el extremo de envío (Sub-estación en Guayaquil).

$E_R$  = Voltaje en el extremo de recepción (Sub-estación en La Toma).

El voltaje  $E_R$  se lo determinará con la siguiente fórmula:

$$E_R = E_S - ( IR_L \cos \phi + IX_L \sin \phi ) + j ( IX_L \cos \phi + IR_L \sin \phi )$$

en la cual:

$E_R$  y  $E_S$ , son voltajes de línea a neutro.

Reemplazando los valores en la ecuación anterior, tenemos :

$$\begin{aligned} E_R &= 19,9 - ( 109 \times 4,91 \times 0,8 + 109 \times 8,84 \times 0,6 ) + j ( 109 \times 8,84 \times 0,8 \\ &\quad 109 \times 4,91 \times 0,6 ) \\ &= 19,9 - ( 428 + 578 ) + j ( 771 + 321 ) \\ &= 19,9 - 1,006 + j 1,092 = 18,894 + j 1,092 = 18,909 \text{ KV.} \end{aligned}$$

Entonces :

$$\% \text{ Reg.} = \frac{19.900 - 18.909}{18.909} = 5,2 \%$$

Esta regulación también podemos calcularla de la siguiente manera:

$r_a$  = Resistencia del conductor por milla de línea, en ohms = 0,352 ohms/m

$x_a$  = Reactancia del conductor por milla de línea, en ohms = 0,466 + 0,168  
= 0,6342 ohms/m

$Z_{eq}$  = Impedancia equivalente de la carga, por milla de línea :

$$Z_{eq} = \frac{V_{L-R}}{I \times L}$$

$L$  = Longitud total de la línea, en millas = 14 mi.

Pérdida de voltaje en % :

$$D = \frac{V_0 - V}{V} \times 100 = 100 \left[ \sqrt{ \left( \cos \phi + \frac{r_a}{Z_{eq}} \right)^2 + \left( \sin \phi + \frac{x_a}{Z_{eq}} \right)^2 } - 1 \right]$$

Reemplazando los valores en las ecuaciones arriba mencionadas, tenemos :

$$Z_{eq} = \frac{19.900}{14 \times 109} = \frac{19.900}{1.526} = 13,04 \text{ ohms.}$$

$$\cos \phi = 0,8 ; \sin \phi = \sqrt{1 - \cos^2 \phi} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6$$

$$\begin{aligned} D &= 100 \left[ \sqrt{ \left( 0,8 + \frac{0,352}{13,04} \right)^2 + \left( 0,6 + \frac{0,6342}{13,04} \right)^2 } - 1 \right] \\ &= 100 \left[ \sqrt{ (0,8 + 0,0267)^2 + (0,6 + 0,0486)^2 } - 1 \right] \\ &= 100 \left[ \sqrt{ (0,8267)^2 + (0,6486)^2 } - 1 \right] \\ &= 100 \left[ \sqrt{0,68 + 0,42} - 1 \right] = 5,2 \% \end{aligned}$$

La pérdida de potencia en la línea, se determinará con la siguiente

fórmula :

$$P = 3 \cdot R_L \cdot I^2$$

$$= 3 \times 4,91 \times (109)^2 = 14,73 \times 11.881$$

$$P = 175 \times 10^3 \text{ vatlos} = 175 \text{ Kw.}$$

Esta pérdida corresponde al siguiente porcentaje :

$$\begin{aligned} \% \text{ Pérdida} &= \frac{173 \times r_a \times L \times I}{E_S \times \text{Cos } \phi} \\ &= \frac{173 \times 0,218 \times 22,5 \times 109}{34.500 \times 0,8} = \frac{92.494}{27.600} \\ &= 3,35 \% \end{aligned}$$

La cantidad de Kw. que puede ser transmitida sin exceder este pèr

$$\begin{aligned} \text{Kw} &= \frac{E_S^2 \times \text{Cos}^2 \phi (\% \text{ Pérdidas})}{100.000 \times r_a \times L} \\ &= \frac{(34.500)^2 (0,8)^2 3,35}{100.000 \times 0,218 \times 22,5} = 5.208 \text{ Kw.} \end{aligned}$$

Las pérdidas totales por año, en KwH., son :

$$\begin{aligned} 175 \text{ Kw} \times 24 \text{ H} &= 4.200 \text{ KwH/Día} \times 365 \text{ días/año} \\ &= 1.533.000 \text{ KwH/año.} \end{aligned}$$

Ahora calcularemos la máxima potencia que puede recibirse en la sub-estación reductora de La Toma, asumiendo una regulación de voltaje del 5 % y un factor de potencia de 80 % atrasado, en dicha sub-estación :

$$\text{Carga en KVA} = \frac{(\% \text{ ZI}) V_{L-L}^2 \text{Cos } \phi}{100.000 \cdot r \cdot S} \quad (+)$$

Siendo :

$$\% \text{ ZI} = \frac{100.000 \cdot r \cdot S \cdot \text{KVA}}{V_{L-L}^2 \cdot \text{Cos } \phi}$$

en las cuales :

% ZI = Caída de voltaje en la impedancia del circuito, en %.

$\phi$  = Angulo de la impedancia de la línea (Ref. Fig. 23) de (+).

$r$  = Resistencia del conductor, en ohms/mi.

$S$  = Longitud del circuito, en millas.

$V_{L-L}$  = Voltaje de operación del sistema, de línea a línea, en voltios.

Reemplazando valores en las fórmulas anteriores, tenemos :

$$\% \text{ ZI} = \frac{100.000 \times 0,352 \times 14 \times 6.500}{(34.500)^2 \times 0,52} = 5,17 \%$$

$$\text{Carga máx. en KVA} = \frac{5,17 (34.500)^2 0,52}{10^5 \times 0,352 \times 14} = 6.500 \text{ KVA}$$

Caida de voltaje a plena carga.-

$$\begin{aligned} \text{Caida por resistencia, en \%} &= \sqrt{3} IR = 1,73 \times 109 \times 4,92 = 927,76 \text{ V.} \\ &= \frac{927,76}{34.500} \times 100 = 2,69 \% \end{aligned}$$

Caida por reactancia ; en % :

$$x_a = 0,466 + 0,1682 = 0,6342 \text{ ohms/cond./mi.}$$

$$X = 0,6342 \times 14 = 8,88 \text{ ohms/cond.}$$

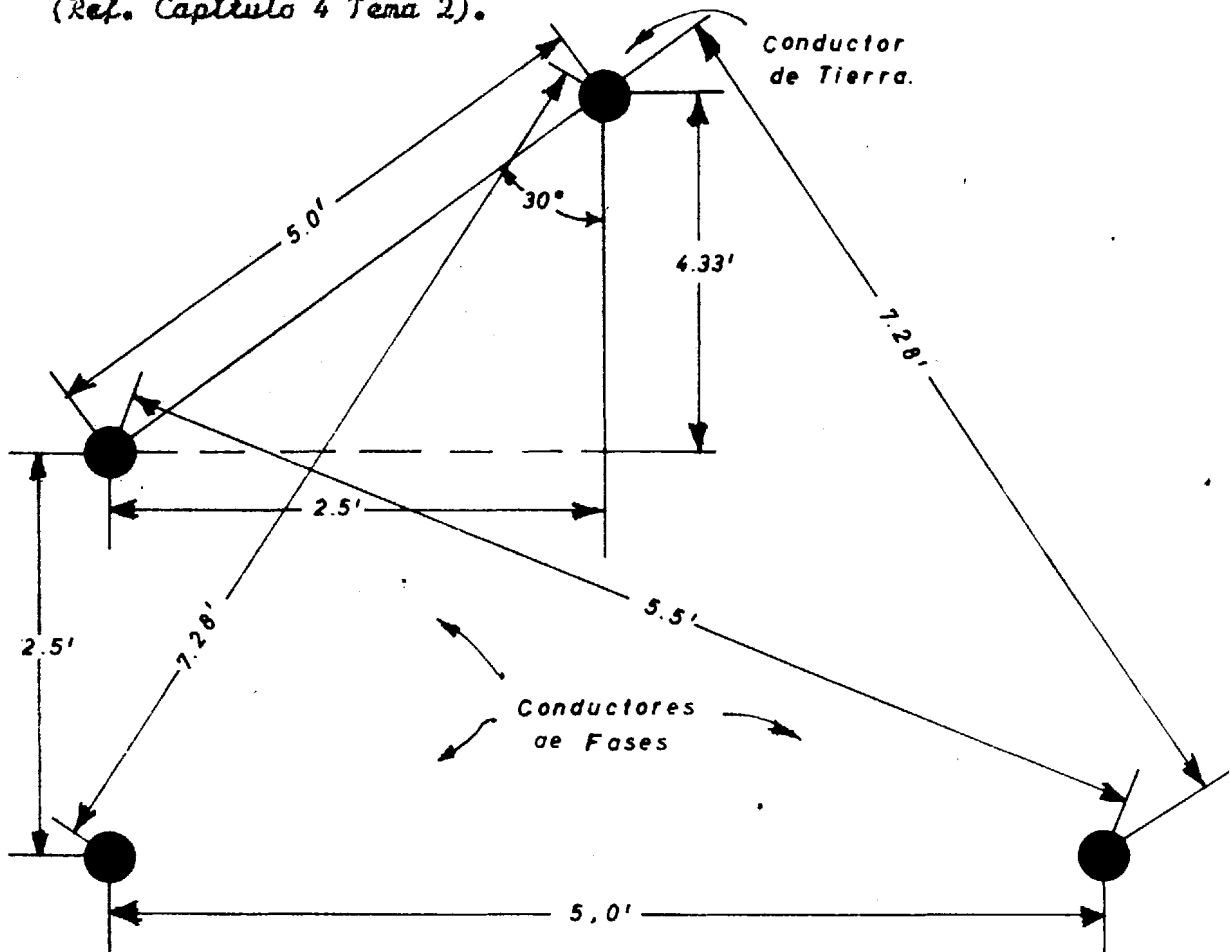
$$\begin{aligned} \sqrt{3} IX &= 1,73 \times 109 \times 8,88 = 1.674,5 \text{ V.} \\ &= \frac{1.674,5}{34.500} \times 100 = 4,85 \% \end{aligned}$$

Cálculo de la reactancia de la línea.-

Para el estudio de fallas en el sistema, es necesario conocer el valor de la reactancia de la línea, de los transformadores de la sub-estación y de los motores.

La reactancia subtransiente de la línea la obtenemos de las tablas de características eléctricas de conductores<sup>+</sup>, así :

Disposición de los conductores en la estructura de apoyo :  
(Ref. Capítulo 4 Tema 2).



La reactancia inductiva del conductor ACSR 266,8 AACR 6/7 para 1° de espaciado y 60 ciclos es :

$$X_a = 0,466 \text{ ohms/cond./mi.}$$

$$X_d \text{ para } 2,5' \text{ de espaciado} = 0,1112 \text{ ohms/cond./mi.}$$

$$X_d \text{ para } 5,0' \text{ de espaciado} = 0,1953 \text{ ohms/cond./mi.}$$

$$X_d \text{ para } 5,5' \text{ de espaciado} = 0,2069 \text{ ohms/cond./mi.}$$

Luego, la reactancia de secuencia positiva de la línea de transmisión es :

$$X''_d = 0,466 + \frac{1}{3} ( 0,1112 + 0,1953 + 0,2069 )$$

$$X''_d = X_2 = 0,637 \text{ ohms/cond./mi.}$$

$$X_1 = X_2 = 0,637 \times 14 = 8,918 \text{ ohms/cond.}$$

Para determinar la reactancia de secuencia cero de la línea, recurrimos a la ecuación :

$$Z_0 = Z_{0a} - \frac{Z_{0ag}^2}{Z_{0g}} \quad (44)^+$$

donde :

$Z_{0a}$  = Auto-impedancia de secuencia cero de los conductores del circuito

$Z_{0g}$  = Auto-impedancia de secuencia cero del alambre de tierra.

$Z_{0ag}$  = Impedancia mutua de secuencia cero entre los conductores de fase y el alambre de tierra.

siendo :

$$Z_{0a} = X_a + X_e = \frac{2}{3} ( X_d \text{ para } 2,5' + X_d \text{ para } 5,0' + X_d \text{ para } 5,5' )$$

$$Z_{0g} = 3 X_{ag} + X_e$$

$$Z_{0ag} = X_e - \frac{3}{3} ( X_d \text{ para } 5,0' + X_d \text{ para } 7,28' + X_d \text{ para } 7,28' )$$

Para el conductor ACSR 266,8 AACR 6/7 :

$$X_a = 0,466 \text{ ohms/cond./mi.}$$

$$X_e = 0,006985 \neq \log 4,6656 \times 10^6 \frac{\rho}{L} \quad (46)^+$$

La resistividad  $\rho$  de la tierra la obtenemos de la Tabla 1°. Para nuestro caso,  $\rho = 1.000 \text{ ohms-m.}$

Entonces tenemos :

$$X_e = 0,006985 \times 60 \times \text{Log } 4665600 \times \frac{1.000}{60}$$

$$= 0,419100 \times \text{Log } 77915520$$

$$= 3,307 \text{ ohms/cond./mi.}$$

$$Z_{oa} = 0,466 + 3,307 - \frac{2}{3} ( 0,1112 + 0,1953 + 0,2069 )$$

$$= 0,466 + 3,307 - 0,343$$

$$= 3,43 \text{ ohms/cond./mi.}$$

$$Z_{og} = 3 \times 6 \times 3,307 \quad (\text{Resistencia del Cable de Tierra} = 6 \text{ ohms/mi. Ref. REA Bulletin 62-1, Page 61}).$$

$$= 21,307 \text{ ohms/cond./mi.}$$

$$Z_{oag} = 3,307 - \frac{3}{3} ( 0,1953 + 0,241 + 0,241 )$$

$$= 3,307 - \frac{3}{3} ( 0,6773 )$$

$$= 2,6297 \text{ ohms/cond./mi.}$$

Aplicando los valores arriba encontrados, en la ecuación ( 44 ), te-

remos :

$$Z_o = 3,43 - \frac{( 2,6297 )^2}{21,307}$$

$$= 3,43 - 0,325$$

$$= 3,105 \text{ ohms/cond./mi.}$$

$$= 3,105 \times 14 = 43,47 \text{ ohms/cond.}$$

(+) *Electrical Transmission and Distribution Reference Book, by Westinghouse Electric Corporation. Pages No. 54, 45, 44, 580.*

Resumen de los resultados para la Línea de Transmisión Guayaquil - La Toma

Cálculo Eléctrico

Potencia = 6.500 Kva      Factor de Potencia = 0,8 inductivo

Longitud = 14 millas  
(22,5 Kms.)      Fases = 3

Ciclos por segundo = 60      Espaciamiento equivalente entre conductores = 4 pies

Voltaje en KV.	Entre fases	34,5
	A Neutro	19,9
Amperios a plena carga		109
C o n d u c t o r	Talla del conductor MCM	266,8
	Peso total en Libras	75.684
	Resistencia en ohms ( total )	4,91
	<u>Pérdida total <math>I^2R</math> a plena carga :</u>	
	Kw. por 24 horas	4.200
	Pérdida en %	3,35
	Pérdidas totales por año en KwH'	1'113.000
Caída de Voltaje a plena carga	Resistencia IR en %	2,69
	Reactancia IX en %	4,85
	Regulación en %	5,2

John S. Jara



## 2 CÁLCULO MECÁNICO.

### Ruta de la Línea de Transmisión.

Como la Línea de Transmisión Guayaquil - Daule es uno de los ramales que contará el Sistema Nacional de Electrificación de Inecel, según consultas realizadas a este organismo, esta línea debe iniciarse a la altura del Km. 4 de la carretera estable Guayaquil - Daule.

La Línea de Transmisión desde su iniciación seguirá paralela a la carretera, llevando una dirección SN, hasta la Sub-estación de reducción ubicada en la Estación de Bombas, en La Toma; siendo su recorrido de aproximadamente 2,5 Kms. ( 14 ml. ).

El terreno, en todo su recorrido, es plano con pocas ondulaciones y sin riachuelos ni cruce de ríos, lo que nos permite utilizar estructuras sencillas y vanos de aproximadamente 183 mts. ( 600 pies ) de longitud.

Como se mencionó anteriormente, la Línea de Transmisión irá paralela a la carretera siempre que sea posible; será entonces de fácil acceso, tanto como para su construcción como para su inspección y conservación.

La servidumbre de paso de la línea debe ser una franja de 15 mts. de ancho a partir del borde de la carretera.

Esta franja proporciona un margen de seguridad contra accidentes de tránsito, que puedan ocasionar destrucción a las estructuras de apoyo.

### Características mecánicas del conductor de fase Tipo ACSR 266,8 ACSR

Dímetro del Aluminio	=	0,2109" x 25,4 mm/"	=	5,35 mm.
Dímetro del Acero	=	0,0703" x 25,4 mm/"	=	1,78 mm.
Dímetro total	=	0,633 " x 25,4 mm/"	=	16,07 mm.
Sección del Aluminio	=	0,0348 pulg. <sup>2</sup> x 645,2 mm <sup>2</sup> /pulg. <sup>2</sup>		
	=	22,45 mm <sup>2</sup> x 6 hilos	=	135 mm <sup>2</sup> .
Sección del Acero	=	0,00388 pulg. <sup>2</sup> x 645,2 mm <sup>2</sup> /pulg. <sup>2</sup>		
	=	2,50 mm <sup>2</sup> x 7 hilos	=	17,5 mm <sup>2</sup> .
Sección Total	=	0,23596 pulg. <sup>2</sup> x 645,2 mm <sup>2</sup> /pulg. <sup>2</sup>		
	=	152,7 mm <sup>2</sup> .		
Resistencia a la ruptura	=	9.645 lbs. x 0,4375 kg/lbs	=	4.375
Peso del Aluminio	=	73 % del peso total	=	1.315,46 lbs
	x	$\frac{0,4536}{1,6094}$	=	370,7 Kg/Km.

$$\text{Peso del Acero} = 27 \% \text{ del peso total} = 486,54 \text{ lbs/mi.} \times$$

$$\frac{0,4536}{1,6094} = 137,1 \text{ Kg/Km.}$$

$$\text{Peso Total} = 1.802 \text{ lbs/mi.} \times \frac{0,4536}{1,6094} = 507,8 \text{ Kg/Km.}$$

$$(+)\text{Módulo de Elasticidad, } \epsilon = 704 \times \frac{9,6 m + 30}{m + 1}$$

$$(+)\text{Coeficiente de Dilatación, Alfa} = \frac{22,7 m + 36}{m + 3,13} \times 10^{-6}$$

$$\text{Peso Específico, } \delta = 3,24 \text{ gr/cm}^3$$

En las fórmulas anteriores,  $\frac{m}{m}$  es la relación entre las secciones de aluminio y acero, por consiguiente :

$$\begin{aligned} \epsilon &= 704 \times \frac{9,6 \times \frac{135}{17,5} + 30}{\frac{135}{17,5} + 1} = 704 \times \frac{9,6 \times 7,71 + 30}{8,71} \\ &= 8.400 \text{ Kg/mm}^2. \end{aligned}$$

$$\alpha = \frac{(22,7 \times 7,71) + 36}{7,71 + 3,13} \times 10^{-6} = 19,5 \times 10^{-6}$$

El coeficiente de alargamiento elástico, es :

$$\lambda = \frac{1}{\epsilon} = \frac{1}{8.400} = 0,000119 \text{ } \delta \text{ } 119 \times 10^{-6} \text{ mm}^2/\text{Kg.}$$

El Peso Específico fue deducido de la siguiente manera :

$$P = 1.802 \text{ lbs/mi.} = \text{peso del conductor.}$$

$$= \frac{1.802}{2,2} \times \frac{1}{1,6094} \text{ Kg/Km} = 509 \text{ Kg/Km}$$

$$s = 152,7 \text{ mm}^2 = \text{sección del conductor.}$$

$$\delta = \frac{P}{s} \text{ gr/cm}^3$$

$$\frac{509 \times 10^3}{10^5} = 5,09 \text{ gr/cm.}$$

$$\delta = \frac{5,09}{1,52} = 3,34 \text{ gr/cm}^3.$$

### Acciones mecánicas a que se halla sometido el conductor de fase.-

Las acciones mecánicas a que se halla sometido el conductor de fase son : las debidas al peso propio del conductor; a la acción del viento y a las variaciones de temperatura.

Se supone que la onda frontal del viento, está contenida en un plano vertical y que la presión es uniforme y perpendicular a la dirección de la gr

vedad sobre la totalidad de la superficie batida por el mismo.

La zona por donde pasará la Línea de Transmisión está clasificada como zona de Carga Ligera por sus características meteorológicas, al registrar vientos regulares que no sobrepasan de los 50 KPH durante una tempestad eléctrica. Durante los meses de Agosto y Septiembre, de las 19 a las 21 horas, ocurre ráfagas hasta de 40 KPH.

La temperatura máxima absoluta es de 35,1 °C. El Nivel Isoenergético de la zona es de 26 días de tempestades eléctricas por año. (Datos proporcionados por la Dirección de Aviación Civil de Guayaquil) Ref. Cuadros Nos. 1 y 2

La fórmula que relaciona la presión y la velocidad del viento, es :

$$p_v = K \cdot U^2 \cdot D \cdot L$$

en la cual :

$p_v$  = Presión del viento, en Kg/m<sup>2</sup>

$K$  = Coeficiente en función de la temperatura, presión atmosférica y de las dimensiones y forma de la superficie, igual a 0,0042

$U$  = Velocidad del viento, e igual a 50 KPH (mayor que la máxima velocidad que se registra durante una tempestad).

$L$  = Longitud del conductor en mts., igual a 1 m.

$D$  = Diámetro del conductor en mts., igual a 0,01607 m.

Reemplazando en la fórmula anterior, la acción del viento sobre un

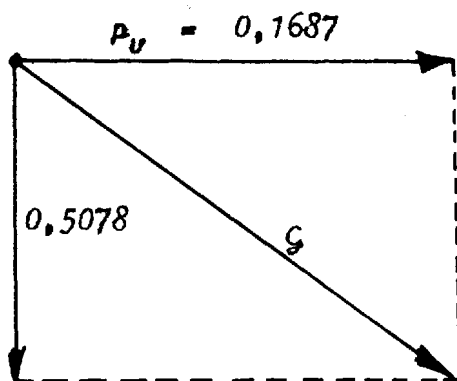
tro de conductor es :

$$\begin{aligned} p_v &= 0,0042 \times 50^2 \times 0,01607 \times 1 \\ &= 0,1687 \text{ Kg/m}^2 \end{aligned}$$

Cuando se tiene en cuenta la acción del viento, que se supone con movimiento en sentido horizontal, la carga considerada para el cálculo mecánico de los conductores será la resultante de los dos esfuerzos :  $p_c$ , peso del conductor, y  $p_v$ , presión del viento sobre el mismo, esto es :

$$G = \sqrt{p_c^2 + p_v^2}$$

$$p_c = 0,5078$$



Por consiguiente :

$$g = \sqrt{(0,5078)^2 + (0,1687)^2} = 0,534 \text{ Kg/m.}$$

Por lo que el coeficiente de sobrecarga, debido a la acción del viento valdrá

$$m_1 = \frac{0,5340}{0,5078} = 1,05$$

La temperatura influye sobre los conductores de las líneas, de manera que si aquella sube, aumenta la longitud del hilo, y, por lo tanto, la flecha que experimenta, si bien al propio tiempo disminuye la tensión. Por el contrario, al disminuir la temperatura, la flecha se reduce y aumenta la tensión específica. También están los conductores sometidos a la acción del viento, que produce en ellos una sobrecarga equivalente a un aumento del peso propio.

De lo arriba mencionado se deduce que es preciso tomar en consideración cuantas sobrecargas puedan presentarse y los efectos de las variaciones de temperatura, para que en todo momento el coeficiente de trabajo de los conductores permanezca dentro de los límites de seguridad; por lo tanto, al montar una línea, deberán tensarse los conductores a una determinada tensión inicial ( $t_1$ ) de tal manera que resistan posteriormente a las sobrecargas y variaciones de temperatura en condiciones más desfavorables.

La ecuación del Cambio de Condiciones, en la cual figuran : los valores de las tensiones inicial y final, debida ésta a las sobrecargas y variaciones de temperatura; las temperaturas extremas a que se hallan sometidos los conductores; el coeficiente de alargamiento elástico del material de que está formado el conductor (por metro de longitud y esfuerzo de  $1 \text{ Kg/mm}^2$ ); el coeficiente de dilatación del conductor considerado (por metro de longitud y  $1^\circ \text{C}$ ); los pesos por metro del conductor, con sobrecarga y sin ella; es la siguiente

$$t_1^2 \left[ t_1 + A \frac{a^2 m_1^2}{t_2^2} + B (\theta_1 - \theta_2) - t_2 \right] = A \cdot a^2 \cdot m^2$$

En la cual :

$t_1$  = Tensión específica inicial del conductor, en  $\text{Kg/mm}^2$ .

$t_2$  = Tensión específica final del conductor, en  $\text{Kg/mm}^2$ .

$\theta_1$  = Temperatura en  $^\circ \text{C}$ , en estado inicial.

$\theta_2$  = Temperatura en  $^\circ \text{C}$ , en estado final.

- $a$  = Longitud del vano, en metros.  
 $m$  = Coeficiente de sobrecarga en el conductor durante el tendido (estado inicial).  
 $m_1$  = Coeficiente de sobrecarga en el conductor al cambiar las condiciones (estado final).  
 $A$  y  $B$  = Coeficientes, cuyos valores dependen de la naturaleza del conductor.

Para el conductor de fase 266,8 MCM 6/7 ACSR de la Línea de Transmisión, son los siguientes:

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

$$A = \frac{(3,34)^2 \times 10^{-6}}{24 \times 119 \times 10^{-6}} = \frac{11,2}{2.856} = 0,003921$$

$$B = \frac{19,5 \times 10^{-6}}{119 \times 10^{-6}} = 0,6386$$

La tensión máxima inicial de tiro  $T$  es de 4.375 Kg, y admitiendo por razones de seguridad un coeficiente de 2,5, tenemos:

$$T = \frac{4.375}{2,5} = 1.750 \text{ Kg.}$$

La tensión específica inicial viene dada por la fórmula:

$$t_1 = \frac{T}{S}$$

es la tensión que necesitamos para encontrar la tensión específica final  $t$ .

En la fórmula arriba indicada,  $T$  es la tensión (en Kg.) del conductor, en el punto de flecha máxima; y  $S$ , la sección del mismo, en  $\text{mm}^2$ , por lo tanto:

$$t_1 = \frac{1.750}{152,7} = 11,5 \text{ Kg/mm}^2$$

### Cálculo de tensiones y flechas del conductor de fase.-

Los niveles de temperatura considerados para este cálculo han sido obtenidos del cuadro No. 2, los cuales se ajustan a las condiciones climáticas de la zona. Estos niveles son: 16, 20, 25, 30 y 35,1 °C.

Se ha tomado en cuenta como temperatura inicial la de 16 °C y como final la de 35,1 °C, por ser los límites extremos de temperatura en esa región y a la vez ofrecen una seguridad para el diseño de las tensiones y flechas de los conductores.

Se asume también la velocidad máxima del viento, en 50 KPH, por razones de seguridad. Hay que tomar en cuenta que se han registrado por esta zona vientos cuya máxima velocidad, no pasan de los 40 KPH. La flecha máxima que se obtenga habrá de servir para determinar la distancia entre conductores en la estructura de apoyo.

Reemplazando los valores mencionados en la ecuación del Cambio de Condiciones, obtendremos las diferentes tensiones y flechas de los conductores para las distintas temperaturas.

10.- Las dos siguientes ecuaciones, se refieren a la mínima y máxima velocidad del viento :

$$(11,5)^2 \left[ 11,5 + 0,003921 \frac{(183)^2 (1,05)^2}{t_2^2} + 0,6386 (16 - 20) - t_2 \right] = 0,003921 (183)^2 \times (1)^2$$

$$t_2^2 (t_2 - 7,95) = 144,44$$

$$t_2 = 9,5 \text{ Kg/mm}^2$$

$$(11,5)^2 \left[ 11,5 + 0,003921 \frac{(183)^2 (1,05)^2}{t_2^2} + 0,6386 (16 - 25) - t_2 \right] = 0,003921 (183)^2 \times (1)^2$$

$$t_2^2 (t_2 - 4,76) = 144,44$$

$$t_2 = 7,4 \text{ Kg/mm}^2$$

20.- Las dos últimas ecuaciones que a continuación se dan, se refieren a las máximas temperaturas y 0 velocidad de viento :

$$(11,5)^2 \left[ 11,5 + 0,003921 \frac{(183)^2 (1)^2}{t_2^2} + 0,6386 (16 - 30) - t_2 \right] = 0,003921 (183)^2 (1)^2$$

$$t_2^2 (t_2 - 1,56) = 131,3$$

$$t_2 = 5,7 \text{ Kg/mm}^2$$

$$(11,5)^2 \left[ 11,5 + 0,003921 \frac{(183)^2 (1)^2}{t_2^2} + 0,6386 (16 - 35,1) - t_2 \right] = 0,003921 (183)^2 (1)^2$$

$$t_2^2 (t_2 - 0,4) = 131,3$$

$$t_2 = 5,4 \text{ Kg/mm}^2$$

Para calcular las flechas respectivas en el cambio de condiciones, se empleará la siguiente fórmula :

$$f = \frac{a^2 \times p}{8 \times s \times t_2}$$

en la que :

$f$  = Flecha del conductor, en metros.

$p$  = Peso y carga de un metro de conductor, en Kg.

$a$  = Longitud del vano, en metros.

$s$  = Sección del conductor, en  $\text{mm}^2$ .

$t_2$  = Tensión final del conductor, en  $\text{Kg}/\text{mm}^2$ .

Para las tensiones ya encontradas, se tendrán las siguientes flecha

1º.- Mínima temperatura y máxima velocidad de viento ( 50 KPH ).

$$f_{16^\circ\text{C}} = \frac{(183)^2 \times 0,534}{8 \times 152,7 \times 9,5} = 1,54 \text{ m.}$$

$$f_{25^\circ\text{C}} = \frac{(183)^2 \times 0,534}{8 \times 152,7 \times 7,4} = 1,97 \text{ m.}$$

2º.- Máxima temperatura y 0 velocidad de viento.

$$f_{30^\circ\text{C}} = \frac{(183)^2 \times 0,5078}{8 \times 152,7 \times 5,7} = 2,44 \text{ m.}$$

$$f_{35,1^\circ\text{C}} = \frac{(183)^2 \times 0,5078}{8 \times 152,7 \times 5,4} = 2,58 \text{ m.}$$

La altura de la estructura de apoyo se la ha considerado tomando en cuenta la flecha del conductor de fase más bajo y estando el mismo a una temperatura ambiente de  $35,1^\circ\text{C}$ , que es la máxima temperatura registrada en esa zona.

Según la siguiente Tabla ( REA Bulletin 62-1 ), han sido seleccionadas las dimensiones que aproximadamente se adaptan a la construcción de esta línea de transmisión (No. 6). Ref. Diagrama 4.2-1, pág. 86.

Hay que tomar en cuenta que estas dimensiones son aplicadas a línea con cuatro aisladores de suspensión en cada conductor de fase, por consiguiente, nos ofrecen un marco de seguridad considerando que nuestra línea es de tres aisladores por conductor.

Tabla 2 - VII

Dimensiones en pies de Estructuras TS-1  
(Para 4 aisladores de suspensión)

No.	Long. d' poste L <sub>g</sub>	Profund. a enterr. a tierra D	Claridad a tierra C	A	B	O	L	2A + B <sup>+</sup>
1	35	6,0	16,5	19,5	25,5	28,0	27,0	64,5
2	40	6,0	21,5	24,5	30,5	33,0	32,00	79,5
3	45	6,5	26,0	29,0	35,0	37,5	36,5	93,0
4	50	7,0	30,5	33,5	39,5	42,0	41,0	106,5
5	55	7,5	35,0	38,0	44,0	46,5	45,5	120,0
6	60	8,0	39,5	42,5	48,5	51,0	50,0	133,5
7	65	8,5	44,0	47,0	53,0	55,5	54,5	147,00

<sup>+</sup> Momento de conductores por pie de línea a línea-tierra = (2A + B)(  
Presión del viento sobre el conductor en lb/pie).

Cable de Tierra.-

" La principal función del cable de tierra es proteger una línea de transmisión ó sub-estación de los peligros y daños causados por los rayos de una tormenta eléctrica.

Este cable es puesto a tierra de una manera conveniente y propiamente localizado con respecto a los conductores de fase y de allí que tienen una adecuada claridad, no solamente en la estructura sino también a través del vano para varias condiciones de operación.

El espaciado entre el Cable de Tierra y los conductores de fase que asegura que el impacto del rayo no destellará<sup>†</sup> sobre los conductores de fase en la mitad del vano, es llamado Claridad en Medio Vano.

Esta claridad prevendrá los contactos entre los conductores cuando se encuentren oscilando."

Características mecánicas del cable de tierra.-

Este cable será de acero galvanizado tipo Extra Alta Resistencia (EHS) aconsejado por la Rural Electrification Administration (REA) debido a sus propiedades mecánicas y también económicas. La resistencia eléctrica del mismo es igual a 6 ohms/ml.

Características :

Diámetro nominal del cable = 3/8" x 25,4 mm/" = 9,53 mm.

Sección transversal = 0,0792 pulg.<sup>2</sup> x 645,20 = 51,08 mm<sup>2</sup>.



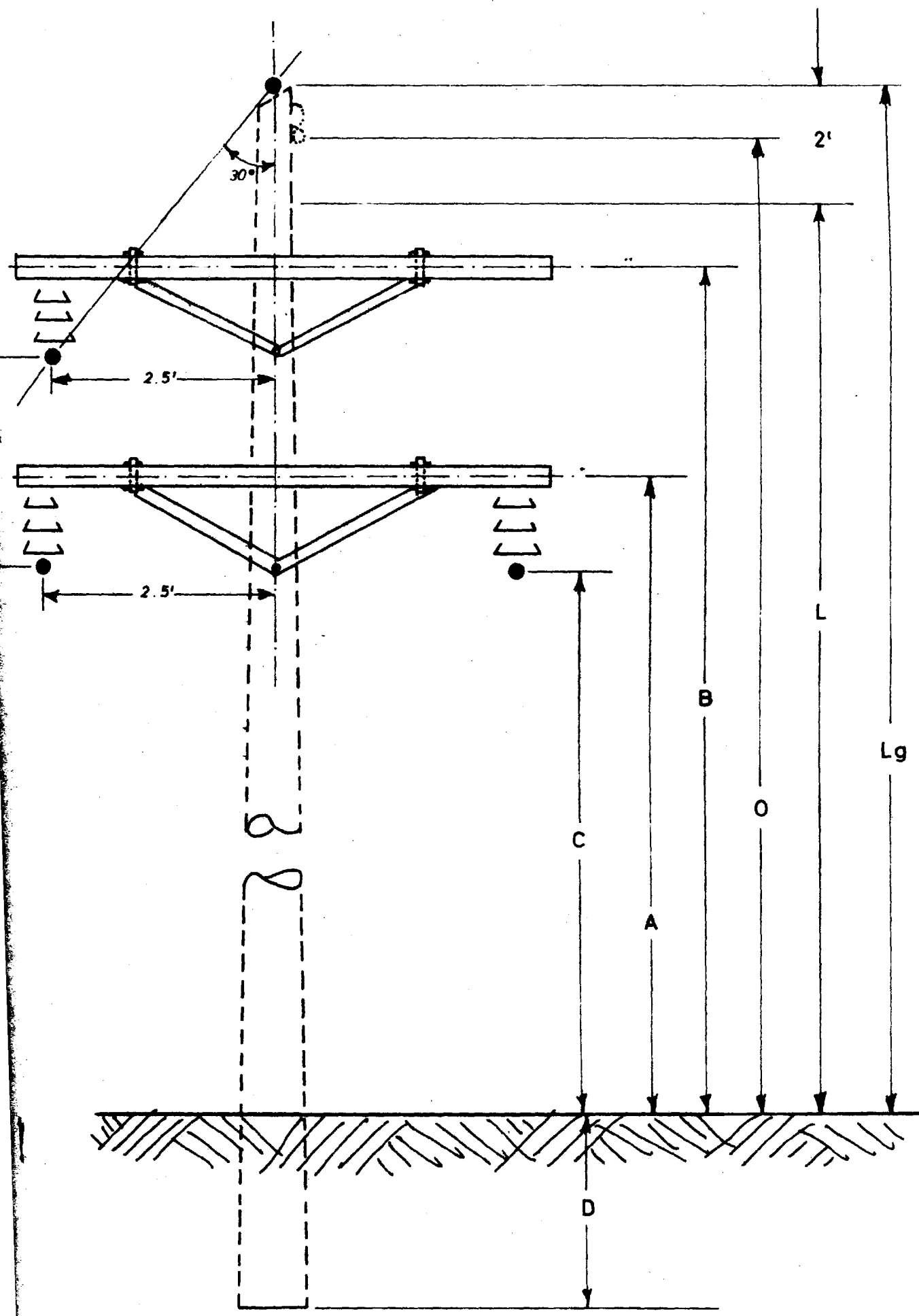


DIAGRAMA 4.2-1

$$\text{Número de hilos} = 7$$

$$\text{Resistencia a la Ruptura} = 15.400 \text{ lbs.} \times 0,4536 = 6.985 \text{ Kg.}$$

$$\text{Peso} = 0,273 \text{ lbs/ple} \times \frac{0,4536}{0,3048} = 0,407 \text{ Kg.}$$

$$\text{Módulo de elasticidad} = 12.600 \text{ kg/mm}^2$$

$$\text{Coeficiente de dilatación} = 12 \times 10^{-6}$$

$$\text{Peso específico} = 8,5 \text{ gr/cm}^3.$$

### Tensiones y flechas del Cable de Tierra.-

La acción del viento sobre un metro de cable valdrá :

$$p = 0,0042 \times 50^2 \times 0,0095 \times 1 = 0,0945 \text{ Kg/m.}$$

El peso resultante, debido a la acción del viento sobre este cable,

será :

$$g = \sqrt{(0,407)^2 + (0,0945)^2} = 0,420 \text{ Kg/m.}$$

por lo que, el coeficiente de sobrecarga será :

$$m = \frac{0,420}{0,407} = 1,03$$

Los coeficientes A y B, tendrán por valor :

$$A = \frac{(8,5)^2 \times 10^{-6}}{24 \times \frac{1}{12.600}} = \frac{(8,5)^2 \times 10^{-6}}{19 \times 10^{-4}} = 0,038$$

$$B = \frac{12 \times 10^{-6}}{12.600} = \frac{12 \times 10^{-6}}{79,4 \times 10^{-6}} = 0,151$$

La tensión de ruptura del cable es de 6.985 Kg, que con un coeficiente

de seguridad de 3, resulta :

$$\frac{6.985}{3} = 2.329 \text{ Kg.}$$

Luego, la tensión máxima inicial de tiro, valdrá :

$$\frac{2.329}{51,08} = 45,5 \text{ Kg/mm}^2$$

Reemplazando estos valores en la Ecuación de Cambio de Condiciones,

se determinará la tensión máxima resultante, que es :

$$(45,5)^2 \left[ 45,5 + 0,038 \frac{(183)^2 (1,03)^2}{t_2^2} + 0,151 (16 - 35,1) - t_2 \right] = 0,038 (183)^2 (1)^2$$

$$t_2^2 (t_2 - 42) = 1.273$$

$$t_2 = 42,7 \text{ Kg/mm}^2$$

Por consiguiente, la flecha del cable de tierra, a la máxima temperatura de 35,1 °C y 0 velocidad de viento :

$$f = \frac{(183)^2}{8 \times 51,08 \times 42,7} \times 0,407 = 0,78 \text{ m.}$$

### Aislamiento de la Línea de Transmisión.-

El funcionamiento de una línea de transmisión depende en gran escala de su aislamiento.

Los aisladores no solo deben tener resistencia mecánica suficiente para soportar con amplio margen las cargas debidas al viento que puedan esperarse razonablemente, sino que deben ser construidos de manera que puedan resistir condiciones mecánicas muy severas, descargas atmosféricas y arcos alimentados por la corriente de servicio, sin dejar caer el conductor. La producción de arcos por contorno del aislador debe ser evitada en todos los casos, con la sola excepción del rayo, cualesquiera que sean las condiciones de humedad, temperatura, lluvia, y con la cantidad de polvo que habitualmente se acumula hasta ser limpiada por las lluvias.

Para el voltaje de la línea de transmisión ( 34,5 KV ), lo aconsejado por la Rural Electrification Administration ( REA ), es el uso de aisladores de suspensión, de porcelana, tipo standard, que tienen las siguientes dimensiones :

$$\text{Diámetro} = 10'' \times 25,4 = 254 \text{ mm.}$$

$$\text{Altura} = 5 \frac{3}{4}'' \times 25,4 = 146 \text{ mm.}$$

formando estos una cadena de tres unidades por cada fase.

Estos tres aisladores ofrecen un nivel de aislamiento de 450 KV de tensión de salto durante dos microsegundos con una onda standard de impulso de voltaje de 1 1/2 x 40 microsegundos ( Ref. Fig. 5, Cap. 17 " Transmission and Distribution Reference Book " por Westinghouse ).

Si se desea aumentar un aislador más a la cadena, se asegura una mayor protección contra los rayos, ya que los aisladores desempeñan un papel importante en la capacidad dieléctrica de la línea de transmisión; esto se debe que cuando el cable de tierra recibe la descarga del rayo, una onda se propaga por este conductor, e induce en los conductores de fase otras ondas de menor amplitud, las cuales deben ser superadas satisfactoriamente al aumentar un aislador más.

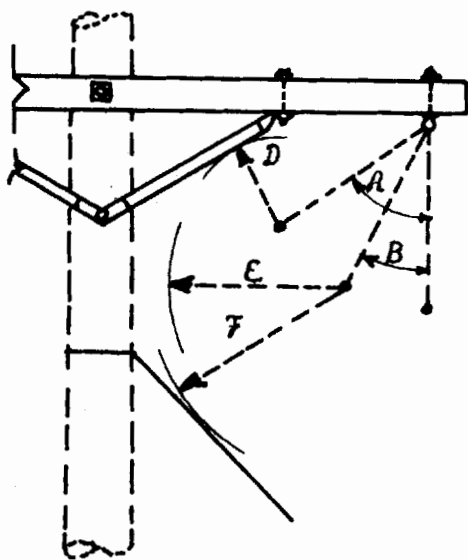
## Espaciamiento de los conductores de fase en la estructura de apoyo. Oscilamiento de los conductores de fase.-

Cuando los conductores de la línea de transmisión están soportados por aisladores de suspensión, sea sobre estructuras tangentes o sobre estructuras de línea de ángulo, la cadena de aisladores se balanceará libremente sobre su punto de soporte.

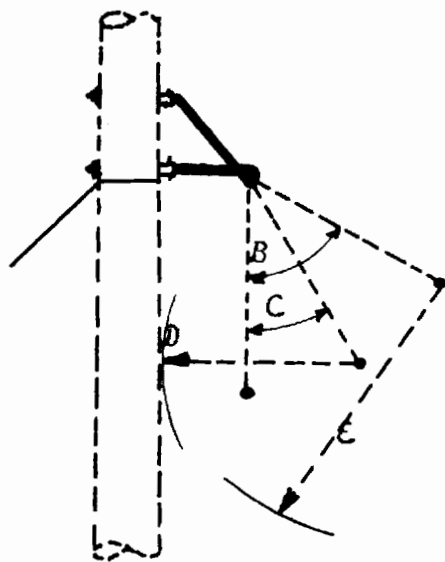
Para estructuras tangentes con aisladores de suspensión, como del tipo a usarse en esta línea de transmisión, los ángulos normal y mínimo de balanceo no tienen significancia, y la fórmula para el máximo ángulo de balanceo de los aisladores, es:

$$\tan \theta = \frac{H W_h}{V W_v + 1/2 W_l}$$

Los ángulos máximo, normal y mínimo de balanceo, tienen el significado mostrado en las dos figuras siguientes:



Estructura de  
Cruceta



Estructura de  
Angulo

- A = Ángulo máximo de balanceo, permisible.
- B = Ángulo normal de balanceo, permisible.
- C = Ángulo mínimo de balanceo, permisible.
- D = Claridad mínima.
- E = Claridad normal.
- F = Claridad al alambre de viento.

En la fórmula anteriormente indicada:

$\phi$  = Angulo con la vertical a traves del cual la cadena de aisladores se balancea.

H = Vano horizontal, el cual es la mitad de la suma de los vanos adyacentes, igual a 183 m.

V = Vano vertical, el cual es la distancia entre los puntos más bajos de las flechas de los vanos adyacentes, pero por considerarse el terreno a nivel es igual al vano horizontal (183 m.)

$W_h$  = Carga del viento por metro de conductor de fase = 0,534 Kg/m

$W_v$  = Peso por metro de conductor = 0,507 Kg/m.

$W_l$  = Peso de la cadena de aisladores = 38 lbs. x 0,4536 = 17,2 Kg

Reemplazando estos valores en la ecuación anterior, tenemos :

$$\tan \phi = \frac{183 \times 0,534}{183 \times 0,507 \times \frac{17,2}{2}} = 0,96$$

$$\phi = 43,8^\circ$$

El desplazamiento horizontal de la cadena de aisladores por la acción del viento será de :

$$\begin{aligned} 0,457 \text{ Sen } 43,8^\circ &= 0,457 \times 0,693 \\ &= 0,317 \text{ m.} \end{aligned}$$

El valor 0,457 m., es el que tiene aproximadamente la cadena de aisladores (1,5 pies x 0,3048) incluyendo la longitud de los herrajes de sujeción a la cruzeta y la grampa que sujeta al conductor de fase.

El desplazamiento ya indicado, hará que el conductor se acerque al poste disminuyendo así el nivel de aislamiento, por lo tanto, para corregir este efecto del viento debemos prever una separación de aire desde el conductor a la estructura de apoyo.

Las curvas de la Fig. 5, Cap. 17 de " Electrical Transmission and Distribution Reference Book " por Westinghouse, indica que el espacio equivalente para los tres aisladores, debe ser de  $18" \times 2,54 \times 10^{-2} = 0,457 \text{ m.}$

Combinación del nivel de aislamiento de los aisladores y de la cruzeta de madera.-

1º La cadena de aisladores según el gráfico de fuerza de aislamiento (Fig. 5, Cap. 17 E.T. and D.R.B. Westinghouse), indica que los aisladores, ofrecen un nivel de aislamiento de 450 KV.

2º En condiciones normales, se obtendrá un mayor aislamiento debido a que el aislamiento de la cadena de aisladores debe sumarse al

aislamiento ofrecido por la *cruceta* de madera. La madera convenientemente tratada con creosota, ofrece un aislamiento aproximado de 100 KW por pie de altura; lo que nos determina un aislamiento total de :

$$0,423 \times 100 + 450 \text{ aprox. igual a } 500 \text{ KW.}$$

#### Nivel Isokeráunico de la zona.-

Se llama nivel isokeráunico de una zona, al número de días con tormentas eléctricas por año, que han sucedido en esa zona. Las estadísticas proporcionadas por la Dirección de Aviación Civil de Guayaquil ( Cuadro N<sup>o</sup> 1, anexo ) muestra que el número de días tormentosos por año varía de 4 a 26, a lo cual por razones de seguridad hemos asumido un valor de 30, como Nivel Isokeráunico de la zona.

#### Naturaleza del terreno por donde pasará la línea de transmisión.-

" El terreno incluye arcillas a ambos lados del Río Daule. Hay un alto contenido de hierro y manganeso lo cual, junto con la materia orgánica depositada, contribuye a formar un barro superficial casi negro de naturaleza aluvial. La precipitación anual promedio es de 1.189 mm, y el coeficiente de humedad de las arcillas es variable, según la época del año, pero tiene un rango de variación desde 50 a 180 %; la humedad relativa media anual del ambiente es de 88,36 %.

Perfil.- 1<sup>o</sup> 0 - 20 cm. Arcilla gris, con contenido moderado de materia orgánica  
2<sup>o</sup> 20 - 200 cm. Arcilla de color pardo grisáceo oscuro, poca materia orgánica  
3<sup>o</sup> Más de 200 cm. Capa Fréctica.

Del análisis descrito del terreno por donde pasará la línea de transmisión se deduce que la impedancia a tierra al pie del apoyo tiene aproximadamente un promedio de 15 a 20 ohms, valor que puede reducirse a 10 ohms con equiparadores.

Por esta razón se asegura un buen rendimiento de la descarga del rayo disminuyendo así la probabilidad por fallas de descargas directas del rayo en la torre, que ocasionan muchas veces salidas del sistema.

Los datos anteriores fueron proporcionados por el Departamento de Minas de la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Capacidad permisible de descarga de corriente.-

(Ref. Fig. 4c y 4d, Cap. 17 de E.T. and D.R.B. de Westinghouse).

La capacidad permisible de corriente se la ha determinado mediante curvas de probabilidades de destello en la torre y en medio vano, con los datos de número y tipo de aislador, longitud del vano, resistencia del terreno (de 20 ohms), la separación entre el cable de tierra y el conductor de fase en medio vano (8 pies), el Nivel Isokeraúnico de la zona, etc.

Estos valores introducidos en las curvas mencionadas, nos dan las siguientes capacidades permisibles de descargas de corriente :

Corriente permisible en la torre 35.000 amps.

Corriente permisible en la mitad del vano 70.000 amps.

por consiguiente se tiene buen margen de capacidad permisible de corriente, en caso de una descarga eléctrica, debe alcanzar niveles de intensidades de corriente mayores que la capacidad permisible del sistema de transmisión.

Probabilidad de falla del sistema de transmisión.-

(Ref. Fig. 4c y 4d, Cap. 17 de E.T. and D.R.B. de Westinghouse).

La probabilidad de obtener fallas en la línea de transmisión, que dan origen a interrupciones del servicio, se ha determinado con la siguiente ecuación :

$$\text{Probabilidad total de fallas} = \frac{\text{Probabilidad de falla en la torre} + \text{Probabilidad de falla en la mitad del vano}}{2}$$

Probabilidad de falla en la torre.- Sabiendo que la cadena de aisladores está formada por tres unidades y que la resistencia al pie de la torre la hemos asumido igual a 10 ohms, introducimos estos valores en las curvas de probabilidades de fallas en la torre para el vano de 600 pies ( 183 mts. ) (Fig. 4c) y obtenemos el número probable de fallas de la línea de transmisión por 100 millas ( 160 Kms. ) por año. Este es igual a 12.

Probabilidad de falla en la mitad del vano.- La separación entre el conductor de fase y el cable de tierra es 8 pies, el valor que interceptamos con la curva perteneciente al vano de 600 pies en la Fig. 4d, y obtenemos el número probable de fallas en medio vano por 100 millas por año, el cual es igual a 3. Luego la probabilidad total de fallas del sistema de transmisión es :

$$\frac{12 + 3}{2} \text{ aprox. igual } 8$$

Este número de fallas por año por cada 161 Kms. ( 100 mi. ), nos asegura un buen servicio de la Línea de Transmisión si consideramos que esta línea tiene apenas 22,5 Kms. de recorrido y que el máximo número de días con tormentas eléctricas por año, es 26.

Debemos anotar que las curvas usadas para los cálculos arriba mencionados, están basadas en un nivel isokerdúnico igual a 30.

Entonces tenemos :

$$8 \times \frac{22,5}{161} \times \frac{26}{30} = 0,975$$

Aproximadamente 1 falla por año.

### Cuadro N° 1

Número de días con tempestades eléctricas en la zona Guayaquil - Daule

Años	M e s e s											
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
1.951		4	2	8								1
1.952			4									
1.953			1	1		3	1					
1.954		1	2	4								
1.955	3	7	7	7	2							2
1.956	1		1	3								
1.957	1	3	3	2								
1.958	2	5	5	1								1
1.959		8	11	6	1							2
1.960	2	7	7	2	1							1
1.961	1	4	8	5	3							2
1.962			3	1								
1.963	2	1	2									

Fuente : Dirección de Aviación Civil de Guayaquil.



## VALORES TERMOICROMETRICOS DE LOS AÑOS

VALOR NORMAL DE LL  
EN 38 AÑOS

M E S E S	TEMPERATURAS °C					HUMEDAD RELATIVA %			CANTIDAD DE LLUVIA
	MAXIMA MEDIA	MINIMA MEDIA	MEDIA MENSUAL	MAXIMA MAXIMA	MINIMA MINIMA	MAXIMA MEDIA	MINIMA MEDIA	MEDIA MENSUAL	
ENERO	30,70	22,36	26,53	33,53	20,43	89,67	61,66	79,00	239
FEBRERO	30,53	22,53	25,57	32,83	21,16	91,33	65,00	80,33	316
MARZO	31,17	22,70	26,97	33,66	21,00	93,00	66,66	81,00	309
ABRIL	31,87	22,53	27,20	33,80	20,53	90,33	61,86	76,33	196
MAYO	31,17	21,56	26,40	33,86	20,06	89,00	61,36	75,33	57
Junio	29,80	21,33	25,60	32,40	20,13	88,67	65,66	77,00	20
JULIO	29,10	20,46	24,77	31,13	19,00	89,33	65,66	78,00	3
AGOSTO	29,50	19,70	24,57	31,93	18,33	87,00	65,33	76,33	1
SEPTIEMBRE	30,00	20,16	25,10	32,93	18,83	85,67	65,00	75,33	2
OCTUBRE	29,50	20,63	25,07	32,56	19,00	86,00	64,66	75,00	3
NOVIEMBRE	30,43	21,00	25,73	33,80	19,16	85,67	59,66	72,33	5
DICIEMBRE	31,00	21,83	26,37	34,33	20,66	86,67	57,66	71,67	39
MEDIA ANUAL	30,40	21,39	25,82	33,06	19,80	88,36	63,16	76,47	1.189
MAXIMA ABSOLUTA		35,1 °C							
MINIMA		17,3 °C							

Fuente :

Dirección de Aviación Civil de Guayaquil

SUB-ESTACION DE REDUCCION

5.1 ALTERNATIVAS PARA LA INSTALACION DE ESTA SUB-ESTACION.-

Una sub-estación de distribución con un solo circuito de alimentación puede estar sujeta a un excesivo número de daños de considerable duración ya que las fallas del circuito de fuente deben ser localizadas y reparadas antes de que el servicio pueda ser restaurado. Para restaurar el servicio rápidamente cuando un daño ocurre sobre el circuito de fuente normal, un circuito de fuente alterno puede ser traído a la sub-estación.

Dos switches de desconexión entrecerrados son usados sobre el lado alto voltaje del transformador, como lo muestra la figura A.

Cuando el circuito de fuente normal es desenergizado, el transformador de la sub-estación puede ser conectado al circuito de fuente alterno abriendo manualmente el switch del circuito normal, y cerrando entonces el switch del circuito alterno. Este restaura el servicio de la carga a la sub-estación. Los dos switches de desconexión estarían entrecerrados tal que el uno puede ser cerrado solamente si el otro está abierto. Esto es necesario porque si el circuito de fuente normal no se ha abierto cuando hay una falla permanente y se cierra el switch de fuente alterno, colocamos la falla en éste y perdemos los dos circuitos.

Un esquema posible para prevenir la conexión eléctrica de los dos circuitos bajo cualquier circunstancia es usar un switch selector doble vía como mostrado en la Figura B; pero el uso de dos switches entrecerrados es generalmente práctico para facilidad de operación y mantenimiento.

Cuando el circuito normal es reenergizado, es usualmente transferir la sub-estación de la fuente alterna a la normal. Para hacer esto, el primer paso es desconectar los breakers del circuito de bajo voltaje tal que la carga de la sub-estación salga. Entonces el circuito alterno está solamente supliendo corriente de excitación del transformador, sin carga. Para desconectar el circuito alterno, el switch de desconexión debe ser capaz de interrumpir la corriente de excitación del transformador.

La sub-estación mostrada en la Figura A permite razonablemente rápida restauración del servicio cuando una falla ocurre sobre el circuito de transmisión que suple a la estación.

Una falla en el transformador, sin embargo, causa una gran interrupción del servicio a las cargas alimentadas por la sub-estación. Tales interrupciones son poco frecuentes, pero ellas pueden ser serias. Varios métodos de asegurar la continuidad del servicio durante tales contingencias son usados. Uno de ellos es usar un transformador de repuesto de igual capacidad e interrupción necesaria en la forma de sub-estación móvil la cual puede ser transportada al sitio de la sub-estación y conectada al sistema para sustituir al transformador dañado.

Otro método utiliza sub-estaciones de distribución con dos o más bancos de transformadores de bajada. La carga puede ser manual o automáticamente transferida a los transformadores no dañados.

Para guardar contra las relativas grandes interrupciones de servicio resultantes de problemas en los transformadores, sub-estación tal como la mostrada en la Figura C puede ser usada.

Teniendo dos circuitos de transmisión ( normal y alterno ) en la sub-estación para permitir rápida restauración del servicio cuando una falla ocurre sobre el circuito normal, la capacidad del transformador de la sub-estación puede ser dividida en dos bancos de  $1/2$  capacidad cada uno, y conectados en paralelo para dar servicio normal. Esta es una prevención para que en caso de daño de uno de los transformadores, la sub-estación pueda seguir trabajando con la mitad de su capacidad hasta que el transformador dañado sea restaurado.

En la Figura D se muestran dos tipos de sub-estaciones de distribución las cuales continúan abasteciendo a toda la carga, sin interrupción momentánea del servicio cuando ocurre una falla en un circuito de transmisión.

Los breakers del circuito de alto voltaje son normalmente controlados por relays de sobrecorriente direccional y saltan cuando la corriente de falla fluye de las barras de alto voltaje de la sub-estación hacia la fuente de poder.

Cuando una falla ocurre sobre una fuente de abastecimiento, el breaker de alto voltaje asociado a la sub-estación y el breaker de el extremo de la fuente salta y desconecta el circuito falloso del sistema. La sub-estación continúa siendo abastecida por el circuito de transmisión sin falla; una caída de voltaje es la única perturbancia para la carga. Los dos breakers de alto voltaje utili-

zados en esta sub-estación están también equipados con relés de sobrecorriente. Esos relés tienen una gran colocación de tiempo (time-setting) que los relés sobrecorriente direccional, y ellos harían saltar ambos breakers en el evento de una falla en la barra de bajo voltaje o transformador.

Sin embargo, la abertura de ambos breakers de alto voltaje en el evento de tal falla puede ser objeccionable porque los dos circuitos de fuente pueden ser parte de una malla o anillo los cuales permanecerían continuos bajo esta contingencia. La sub-estación puede entonces ser modificada por la adición un breaker de alto voltaje al transformador como lo muestra la Figura D.2.

Para esta sub-estación, fallas en el circuito de fuente son despejadas en la misma forma como en la sub-estación D.1, pero fallas en el transformador son despejadas por el breaker de alto voltaje del transformador.

Una falla en el transformador de cualquiera de las sub-estaciones de la Figura D causa una interrupción en la carga de la estación hasta que el transformador defectuoso pueda ser reparado o reemplazado, tal vez por una sub-estación móvil.

En conclusión, el tipo de sub-estación de la figura C es el más conveniente a instalarse tomando en consideración aspectos técnicos y económicos debido a que la Planta de Bombas será en su mayor parte electrificada y que prácticamente dependerá de ella. Esta es una razón muy importante ya que estamos previniendo de que la Planta no quede en ningún momento sin servicio eléctrico.

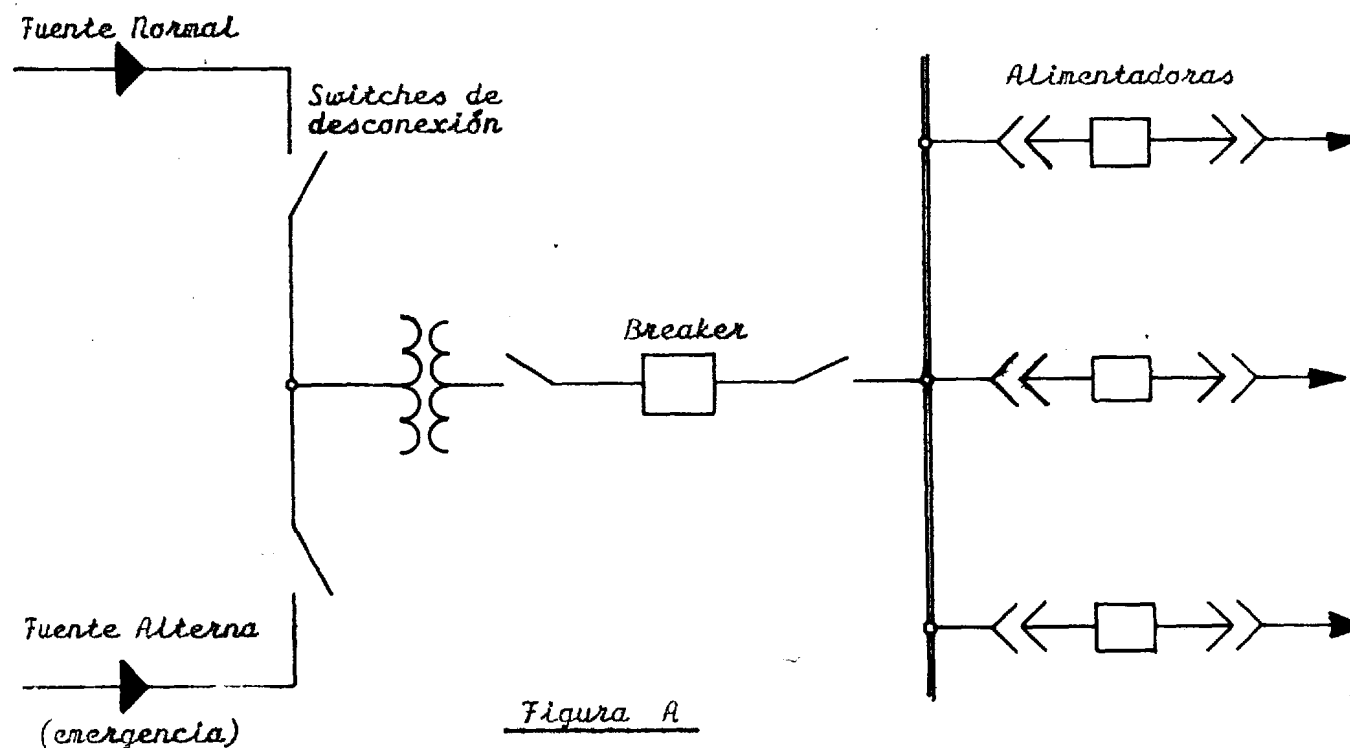


Figura A

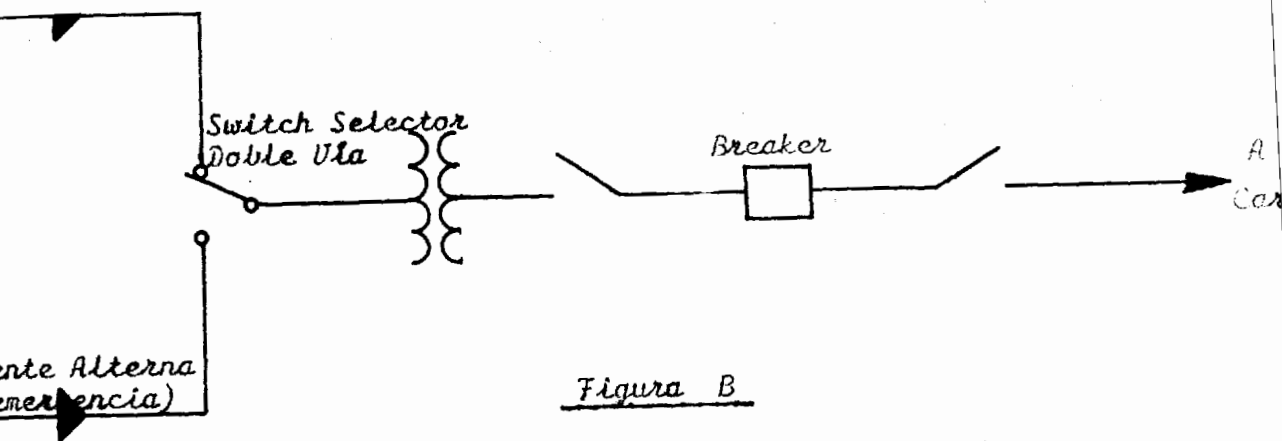


Figura B

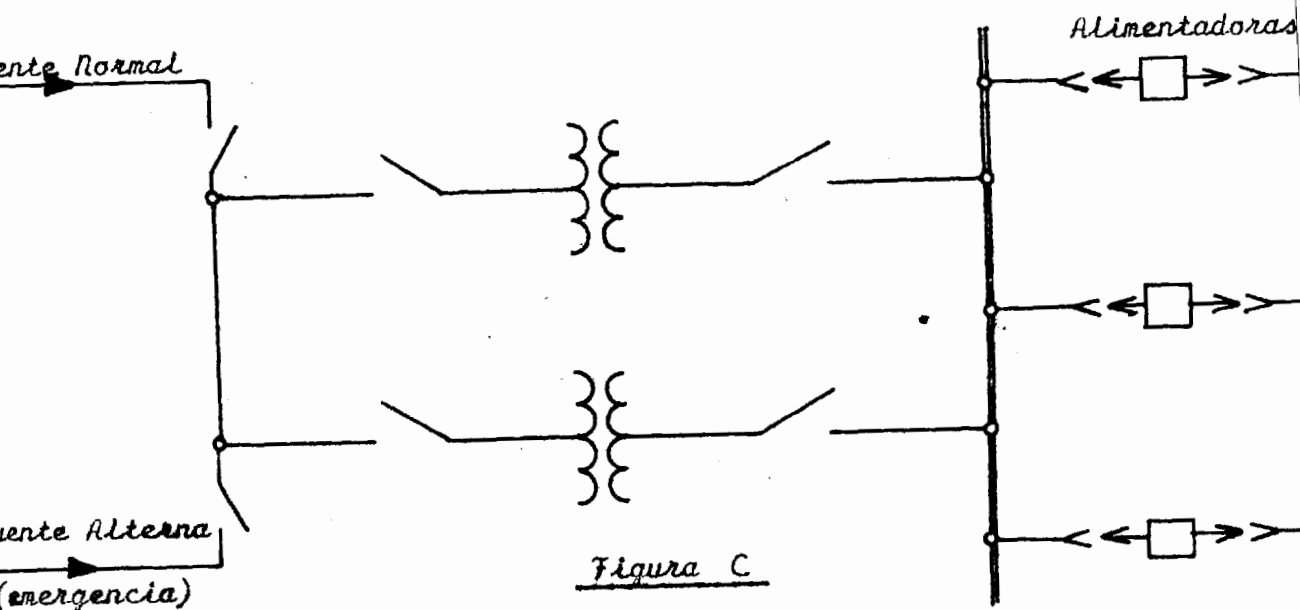


Figura C

Figuras D

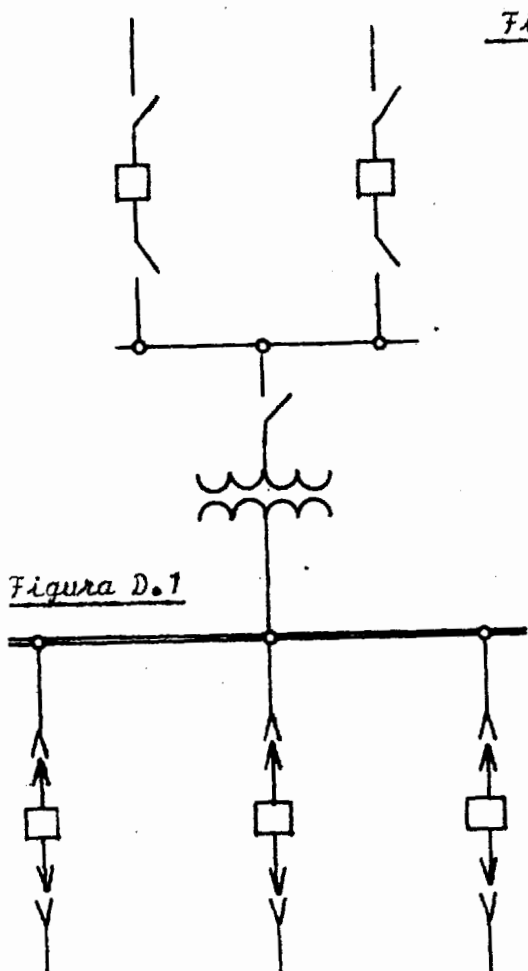


Figura D.1

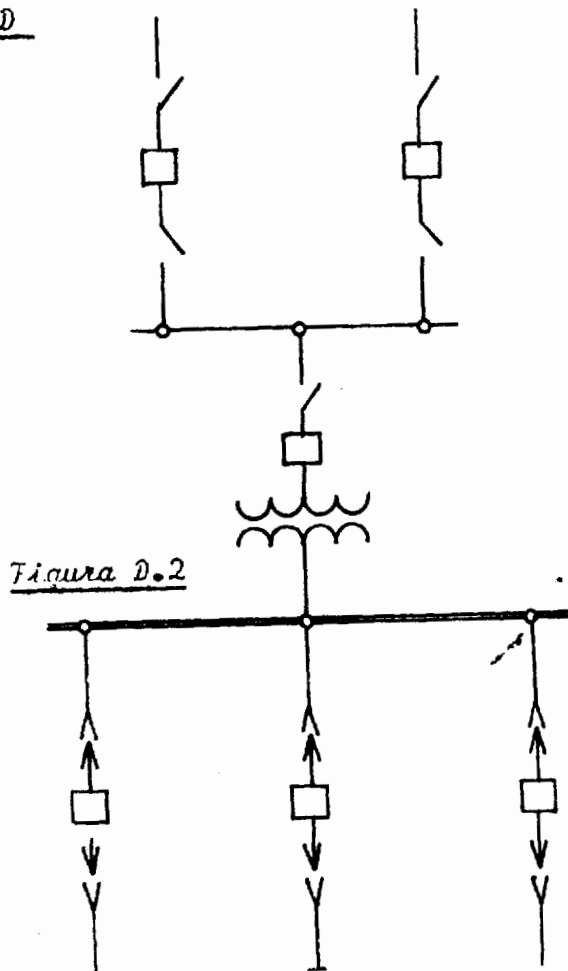


Figura D.2

## 5.2 PROYECTO DE LA SUB-ESTACION.-

### Localización de la Sub-estación de Reducción.-

Esta sub-estación estará ubicada en el sector Bombas, del Campamento "La Toma", a partir de una distancia aproximada de 8 m. del eje del primer codo de la tubería de  $\varnothing$  1.250 mm. de impulsión, el mismo que se encuentra muy cercano a la localización de la nueva Estación de Bombas proyectada. Para referencia de esta localización, véase Diagramas 5.2-1 y 5.2-1A.

Las ventajas que podemos anotar por el sitio considerado para la instalación de esta sub-estación, son las siguientes:

- 1º) Por ser la Estación de Bombas el centro donde la carga se encuentra plenamente concentrada.
- 2º) El área de esa zona del sector Bombas es de considerable extensión, la misma que podría tomarse en cuenta para hacer nuevas instalaciones de transformación, en caso de requerirse en el futuro.
- 3º) El terreno arriba mencionado, se lo considera de propiedad de la Junta de Agua Potable de Guayaquil, lo que nos beneficia en el aspecto económico de este Proyecto.
- 4º) El sitio seleccionado se encuentra a 400 m. del carretero estable Guayaquil Daule y a 21 m. de la nueva Estación de Bombas, por cuyo motivo es bastante accesible tanto para la construcción como para el cuidado y reparación en caso de cualquier daño en los aparatos de la Sub-estación.
- 5º) Por el lugar ya mencionado, no se hará en lo futuro movimiento de tierras para efectuar trabajos de ampliación de las tuberías de impulsión.

### Capacidad a instalarse en la Sub-estación.-

La capacidad a instalarse en la Sub-estación será de 6.000 KVA, con dos transformadores trifásicos de 3.000 KVA c/u, los cuales se estiman harán frente a la demanda total de los motores que se acoplarán a las bombas de 10.000 GPH aproximadamente.

La capacidad de esta Sub-estación ha sido dividida en dos bancos de 1/2 capacidad c/u y conectados en paralelo para dar servicio normal.

Como se mencionó en el tema anterior, esta es una prevención para que en caso de daño de uno de los transformadores, la Sub-estación pueda seguir trabajando con la mitad de su capacidad hasta que el transformador dañado sea restaurado ( Ref. Diagrama 5.2-3 ).

Se ha considerado también, para que en esta Sub-estación se instale un transformador de 300 KVA, trifásico, para los servicios auxiliares del tratamiento del agua. La instalación de éste, está sujeta al criterio de la Junta de Agua Potable, ya que ella cuenta con dos alternadores de 250 KVA c/u, instalados en la estación de bombeo existente, los mismos que se hacen cargo de la demanda de los servicios auxiliares. ( Ref. Diagrama 5.2-2 ).

### Características de la Sub-estación.-

La sub-estación a diseñarse es del tipo Radial, la cual cuenta con circuitos de entrada (lado de alta) siendo uno de ellos de emergencia y con 3 alimentadoras que controlarán c/u, 2 motores acoplados a las bombas centrífugas ( Ref. Diagrama 5.2-3 ).

Esta sub-estación está diseñada para operar a la intemperie, ya que es alimentada por líneas aéreas de transmisión, evitando así la construcción de una casa transformadora. Está compuesta por las siguientes secciones :

- 1.- Una sección de entrada, con dos circuitos de alto voltaje ( 34,5 KV ), barras, Seccionalizadores, Fusibles y Pararrayos.
- 2.- Una sección de transformación, formada por dos transformadores de 3.000 KV c/u, 3 fases, 34,5 / 4,16 KV Delta - Estrella a tierra y un transformador de 300 KVA, 3 fases, 34,5 / 2,4 KV Delta - Estrella a tierra, el mismo que se instalará de acuerdo al criterio de la Junta de Agua Potable.
- 3.- Una sección de salida, compuesta por los Seccionalizadores, Barras y Alimentadoras de los motores.

La sub-estación tendrá también los aparatos necesarios para control, maniobra y protección de los componentes de la misma.

A continuación anotamos las características de cada una de las secciones arriba mencionadas :

### Sección de entrada.-

Esta sección está compuesta por dos circuitos de alto voltaje (34,5 KV) formados por 3 conductores de fase c/u, del tipo ACSR cuyo calibre es 266,8 mm<sup>2</sup> de 6/7 ( 6 hilos de aluminio y 7 de acero ), y del cable de tierra.

Estos conductores rematan en la estructura de la sub-estación, soportados por aisladores de suspensión en cadena de 4 unidades. El tipo de aislador es el mismo que se usa en la línea de transmisión.

## Barras.-

Las barras colectoras de una estación constituyen una parte importante en todo equipo de distribución, debido a que ellas conducen toda la energía de los transformadores en un espacio limitado. Las barras deben tener suficiente resistencia mecánica para soportar los máximos esfuerzos que pueden sufrir los conductores y, a su vez, la estructura, debidos a las fuertes intensidades en caso de corto-circuito. La capacidad para llevar corriente en las barras es limitada por el calentamiento producido por la corriente, cuyos efectos son :  
1) pérdidas de energía; caída de potencial y elevación de la temperatura que es la que determina las dimensiones de la barra que pueden admitirse sin peligro de sobrecalentamiento en los terminales de los equipos, las conexiones y las juntas.

La elevación de la temperatura admisible en barras se limita normalmente a  $30^{\circ}\text{C}$  por encima de la temperatura ambiente de  $40^{\circ}\text{C}$ . Este es el valor normal admitido por NEMA y AIEE. Se refiere a la elevación media, admitiéndose un aumento máximo de temperatura, en el punto más caliente, de  $35^{\circ}\text{C}$ .

Los materiales para barras de uso general son el Cobre y el Aluminio.

El cobre duro es el material que más se usa, a causa de su baja resistencia eléctrica y las consiguientes bajas pérdidas, su bajo grado de corrosión y su elevada conductibilidad térmica que es de 99 %, siendo la del aluminio que se usa para la construcción de barras, de 60 % respecto a la del cobre.

Por las razones arriba mencionadas, usaremos barras de cobre tanto en la sub-estación como en el tablero interior del edificio de bombas. Estas barras serán tubulares debido a que los conductores de esta forma empleados para corriente alterna, poseen una mejor distribución de corriente que cualquier otro perfil de conductor de la misma sección.

Las barras deben ser de las siguientes dimensiones<sup>+</sup> :

Tamaño nominal del tubo = 1/2 pulg.

Diámetro exterior efectivo = 0,840 pulg.

Diámetro interior efectivo = 0,625 pulg.

Intensidad admisible = 550 amps. para un aumento de  $30^{\circ}\text{C}$  sobre  $40^{\circ}\text{C}$  de temperatura ambiente.



Es de notar que estas barras a plena carga llevarán una corriente de

$$I = \frac{6.300 \text{ KW}}{1,73 \times 34,5 \text{ KV}} = 105 \text{ amps.}$$

Estarán sujetas a la estructura de apoyo mediante 5 aisladores de suspensión 6 sobre soportes fijos.

### Fusibles.-

Los fusibles constituyen el medio más sencillo de interrupción automática de un circuito en caso de corto-circuito o de sobrecarga. Soportan normalmente la plena carga de manera continua, pero se funden en un tiempo comprendido entre 1 y 5 minutos si la sobrecarga excede del 15 %.

Los fusibles a instalarse deben ser para un voltaje de régimen de 34,5 KV, y trabajo en la intemperie. Estos deben tener una capacidad de 125 A.

El tipo de fusible a usarse es el de Desionización ( De Ion ) de expulsión, que contiene ácido bórico, el mismo que genera gas bajo la acción de un arco producido al fundirse el alambre fusible, contribuyendo a la rápida desionización del arco y a la interrupción del circuito.

### Pararrayos.-

Los pararrayos actúan como válvulas de seguridad destinadas a descargar las sobretensiones causadas por descargas atmosféricas que en caso contrario se descargarían por los aisladores o perforando el aislamiento, ocasionando interrupción de una línea y eventualmente desperfectos en las máquinas.

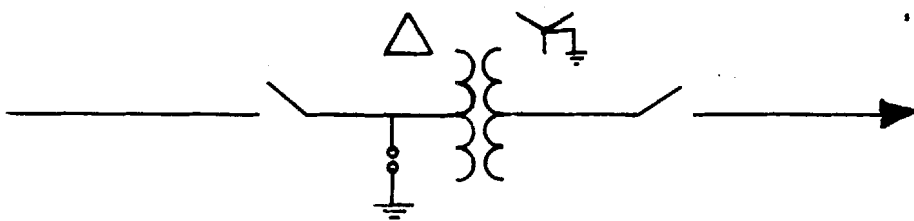
La conexión a tierra del pararrayo debe tener baja resistencia y baja impedancia de onda ( o impulso ), para reducir al mínimo el efecto de la conexión a tierra. Debe de unirse a la toma de tierra de la Central, a la que están conectadas todas las armazones de los aparatos.

La conexión del pararrayos tiene que hacerse en un punto lo más cerca posible de los aparatos a proteger, preferible en el lado de la línea.

La tensión de descarga disruptiva de un pararrayo para un sistema de neutro a tierra es aproximadamente el 80 % de la tensión disruptiva de un pararrayo para sistema de neutro aislado.

A continuación calcularemos el voltaje de descarga máximo del pararrayos que usaremos en esta sub-estación :

Ref. Cap. 18, Pág. 610, " Electrical Transmission and Distribution Reference Book " por Westinghouse.



Para la onda viajera que entra a la sub-estación, la corriente de descarga en el pararrayos es determinada por el máximo voltaje que por el aislamiento de la línea puede pasar, por la impedancia de impulso de la línea y la característica de voltaje del pararrayo, de acuerdo a la siguiente relación:

$$I_a = \frac{2E - E_a}{Z}$$

donde :

$I_a$  = Corriente del pararrayo.

$E$  = Magnitud de la onda de voltaje de entrada.

$E_a$  = Voltaje en el terminal del pararrayo.

$Z$  = Impedancia de impulso de la línea.

Entonces tenemos :

Por tener el neutro a tierra debe usar un pararrayos de :

$$34,5 \times 1,05 = 36,2 \text{ aprox. } 37 \text{ KV.}$$

Factor de  
seguridad

El sistema permite un Nivel Básico de Aislamiento ( BBL ) de 200 KV, según Tabla 1.

El aislamiento de las barras consiste de 5 aisladores de suspensión.

El aislamiento de la línea es de 3 aisladores, el mismo que permite una onda viajera de 350 KV de cresta (  $1 \frac{1}{2} \times 40$  ). ( Ref. Fig. 11 - 24 microsegundos para dañar Vs. 3 aisladores - Onda negativa por ser la de mayor valor y una razón de elevación de :

$$E = \frac{\Delta V}{\Delta t} = 308 \text{ KV por microsegundo}$$

para entrar a la estación ( Ref. Tabla 7 - Pararrayo Tipo Estación 37 KV ).

Esta razón de elevación representa :

$$\frac{308 \text{ KV por microsegundo}}{37 \text{ KV}} = 8,34 \text{ KV por microsegundo por KV}$$

por KV de alcance del pararrayo, para el pararrayo de 37 KV requerido.

De la fig. 26 el impulso promedio de voltaje disruptivo es :

$$E_a = 4,2 \times 37 = 155 \text{ KV a } 0,5 \text{ microsegundo,}$$

el cual con un 15 % más de tolerancia, llega a ser :  $155 \times 1,15 = 178 \text{ KV.}$

La impedancia de impulso de un alambre con retorno a tierra, es dada por la siguiente fórmula :

$$Z = 138 \text{ Log } \frac{2h}{r} \text{ ohms} \quad (1)$$

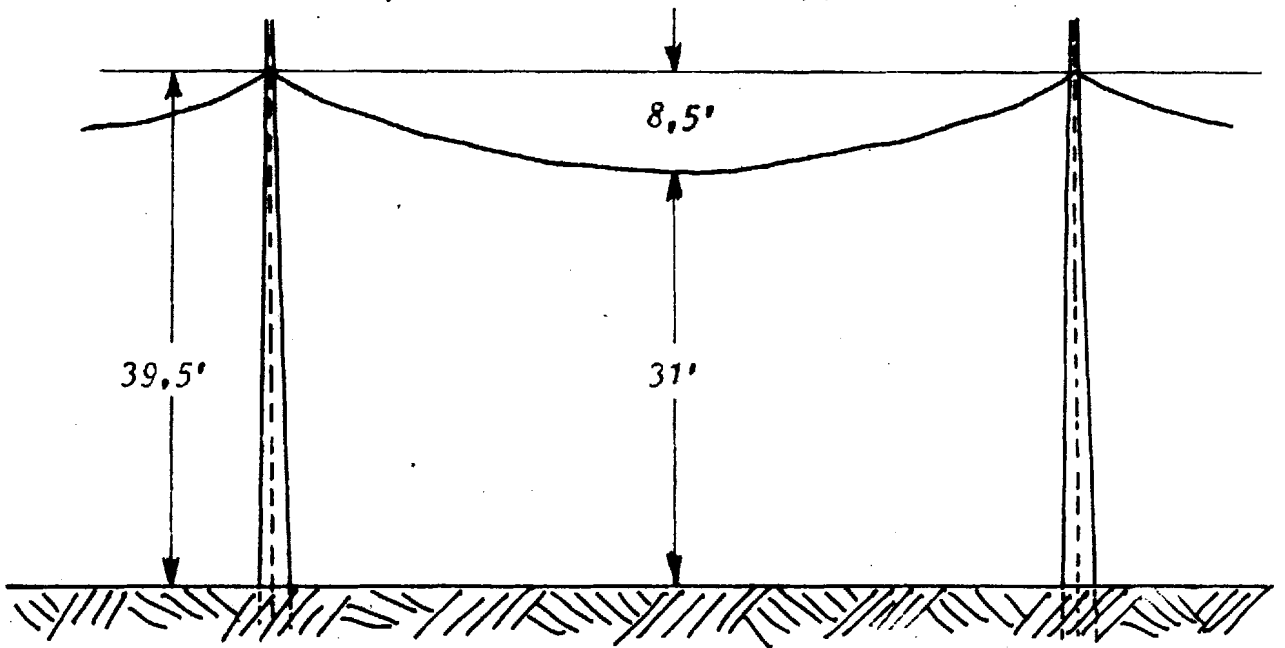
donde :

$h$  = Altura del conductor sobre tierra.

$r$  = Radio del conductor, en la misma unidad que  $h$ .

(1) Pág. 254, fórmula 9 de " Electrical Transmission and Distribution Reference Book " por Westinghouse.

De acuerdo a las dimensiones de las estructuras de apoyo y claridad de tierra de la línea (Pág. 85, Tabla 2-VII, N<sup>o</sup> 6), tenemos :



$$= \frac{0,633}{2} = 0,316'' \quad ; \quad \frac{0,316}{12} = 0,0263'$$

$$Z = 138 \text{ Log } \frac{2 \times 31}{0,0263} \text{ ohms}$$

$$= 138 \text{ Log } 2.360 = 138 \times 3,373$$

= 508 ohms. Asumimos solamente 500 ohms para nuestros cálculos.

La magnitud de la corriente máxima de descarga del pararrayo será :

$$I_a = \frac{2 (308.000) - 155.000}{500} = 920 \text{ amps.}$$

La razón de elevación de corriente sería aproximadamente :

$$\frac{\Delta J_a}{\Delta t} = \frac{2 \varepsilon}{Z} = \frac{2 (308.000)}{500} = 1.230 \text{ Amps/microsegundo}$$

De la fig. 27-b el voltaje de descarga para una corriente de 920 amp y una razón de elevación de 1.230 amps. es :

$$E_m = 3 \times 37 = 111 \text{ KV}$$

Sumando un 10 % de tolerancia de fabricación tenemos 122 KV como voltaje de descarga previsto por un pararrayo de 37 KV para las condiciones asumidas. Puesto que la razón de elevación ha sido tomada en cuenta para establecer este nivel protector de 122 KV, no necesita sumarsele margen adicional. Hay, sin embargo, una diferencia de  $200 - 122 = 78 \text{ KV}$  entre el nivel protector y el Nivel Básico de Aislamiento (BIA) de 200 KV de el aislamiento del transformador.

Entonces en cada fase debe instalarse un pararrayo tipo Estación, con un nivel de 37 KV, descarga por sistema de válvula.

### Sección de Transformación.-

Una transformación de potencia trifásica puede ser hecha usando un transformador trifásico o por la interconexión de tres unidades monofásicas para formar un banco trifásico. La unidad trifásica tiene la ventaja de eficiencia mayor; menor talla y menos costo comparado con un banco de igual capacidad hecho de tres unidades monofásicas.

Adoptaremos entonces el transformador trifásico de acuerdo a las ventajas anotadas y cuyas características, deben ser las siguientes :

Tipo de enfriamiento : OA/FA servicio intemperie.

Capacidad de transformación : 3.000 KVA c/u.

Conexión de las bobinas : En Delta para el lado de alta tensión, 34,5 KV, con conmutador para cambios de voltaje, de 5 posiciones :  $\pm 5\%$  y  $\pm 2\%$  del voltaje de régimen.

En Estrella con neutro a tierra para el lado de baja tensión, 4,16 KV.

En la tabla que sigue, podemos encontrar el valor de la reactancia de los transformadores, siendo ésta el valor de la reactancia subtransiente de secuencia positiva, la que a su vez, es igual a la de secuencia negativa y secuencia cero.

Tabla No. 1 +

Impedancias aproximadas a 60 Ciclos  
para transformadores de potencia  
sobre 500 KVA

Alto Voltaje KV	Bajo Voltaje KV	Auto enfriado & enfriado por agua Régimen %	Enfriado por aceite Régimen %
15 & menos	15 & menos	5,5	6,75
25 & menos	15 & menos	5,5	8,25
34,5 & menos	15 & menos	6,0	9,00 ✓
69 & menos	15 & menos	7,0	10,50

+ " Industrial Power Systems Handbook " por Donald Beeman.  
McGraw - Hill Book Company. New York. First Edition; page 97.

En este caso, para transformadores sumergidos en aceite con refrigeración propia y por corriente forzada de aire ( Tipo OA/FA ), tenemos :

$$X''_d = X_2 = X_0 = 9,00 \%$$

Sección de salida.-

Barras.- Estas deben ser del mismo material y forma que las de alta tensión, considerando que a plena carga llevarán una corriente de :

$$I = \frac{6.300 \text{ KVA}}{1,73 \times 4,16} = 875 \text{ amps.}$$

por consiguiente, deben tener las siguientes dimensiones<sup>++</sup> :

- Tamaño nominal del tubo = 2 pulg.
- Diámetro exterior efectivo = 2,375 pulg.
- Diámetro interior efectivo = 2,062 pulg.
- Intensidad admisible = 1.345 amps. para un aumento de 30 ° sobre 40 °C de temperatura ambiente

<sup>++</sup> Tabla 11 - Sec. 12 -482; pág. 1.390; Manual Standard del Ingeniero Electricista por A.E. Knowlton, Tomo 1.

Cada transformador tendrá su seccionalizador de baja tensión con el objeto de aislarlo del sistema en caso de falla. Estos no deben usarse para abrir los circuitos con carga en las alimentadoras, por lo tanto, solo deben abrirse después que las alimentadoras hayan interrumpido el paso de la corriente de carga.

Protección de los Transformadores.<sup>+++</sup>

<sup>+++</sup> Ref. " Power System Stability " by Edward W. Kimbark.-  
Volume II Power circuit breakers and Protective Relays. Page 133.

Los transformadores requieren protección contra fallas internas y contra sobrecalentamiento causado por sobrecarga o fallas externas prolongadas.

La protección contra fallas internas en grandes transformadores, como en generadores, es usualmente obtenida por relés de porcentaje-diferencial.

Sin embargo, en vez de simple comparación de la corriente de un extremo del devanado con la corriente en el otro extremo del mismo devanado, los relés comparan la corriente de línea en el circuito trifásico de alto voltaje de un banco de transformadores con las corrientes de línea en el circuito de bajo voltaje.

Bajo condiciones normales o durante fallas externas, esas corrientes son desiguales por causa de la razón de transformación del transformador protegido y algunas veces también por causa de las diferentes conexiones en los dos lados ( por ejemplo, Estrella sobre el un lado y Delta sobre el otro lado ).

Sin embargo, las corrientes actualmente comparadas por el relé, las cuales son las corrientes secundarias de los transformadores de corriente, son hechas substancialmente iguales bajo las condiciones arriba mencionadas de la siguiente manera : La razón de transformación es permitida por el uso de transformadores de corriente de diferentes razones sobre los dos lados; y la diferencia en conexiones, conectando los devanados secundarios de los transformadores de corriente en Estrella sobre el lado de conexión Delta del transformador de potencia y en Delta sobre el lado conectado en Estrella.

Las sobrecargas pueden ser detectadas por medio de un relé térmico que se sumerge en el aceite del transformador, pero energizado desde un transformador de corriente que reacciona a la temperatura del cobre. Este relé es incluido en la construcción de transformadores modernos y tienen contactos para actuar una alarma que anuncia el acercamiento de temperaturas peligrosas.

El Relé Diferencial tipo CA, fabricado por Westinghouse Electric Co. es uno de los de mayor aplicación por ser menos complejo y más económico. Este relé es similar al tipo CA que se usa en la protección de generadores con excepción de tener una característica de 50 % de desbalance, una mínima corriente para actuar de 2,8 amps. y taps para una diferencia de 2/1 en las relaciones de transformador de corriente principal, como lo muestra la figura 1.

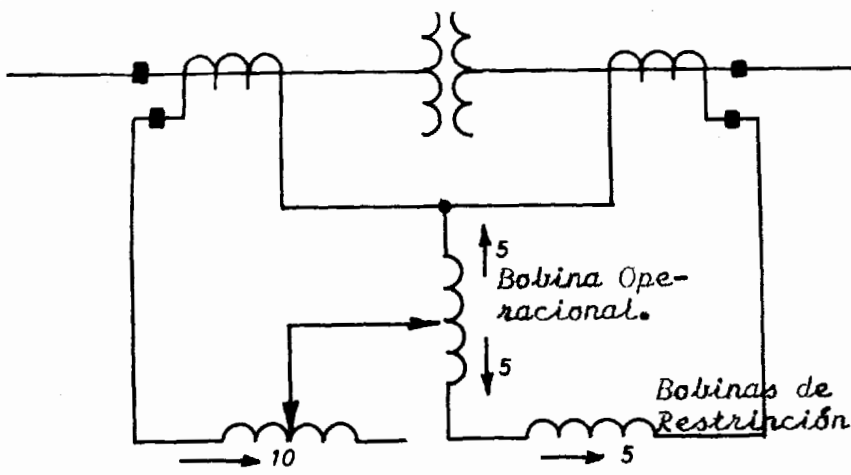


Fig. 1.- Distribución de corrientes en el Relé tipo CA colocado en los taps 5 - 10

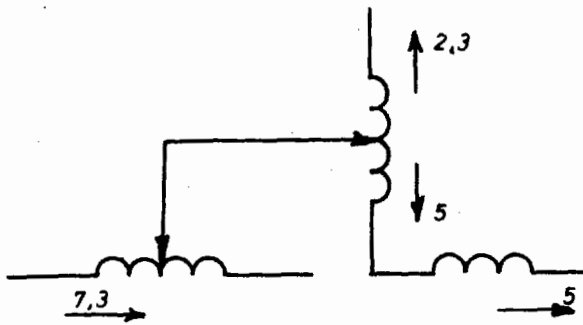


Fig. 2.- Distribución de corrientes en el Relé tipo CA colocado en los taps 5 - 7,3

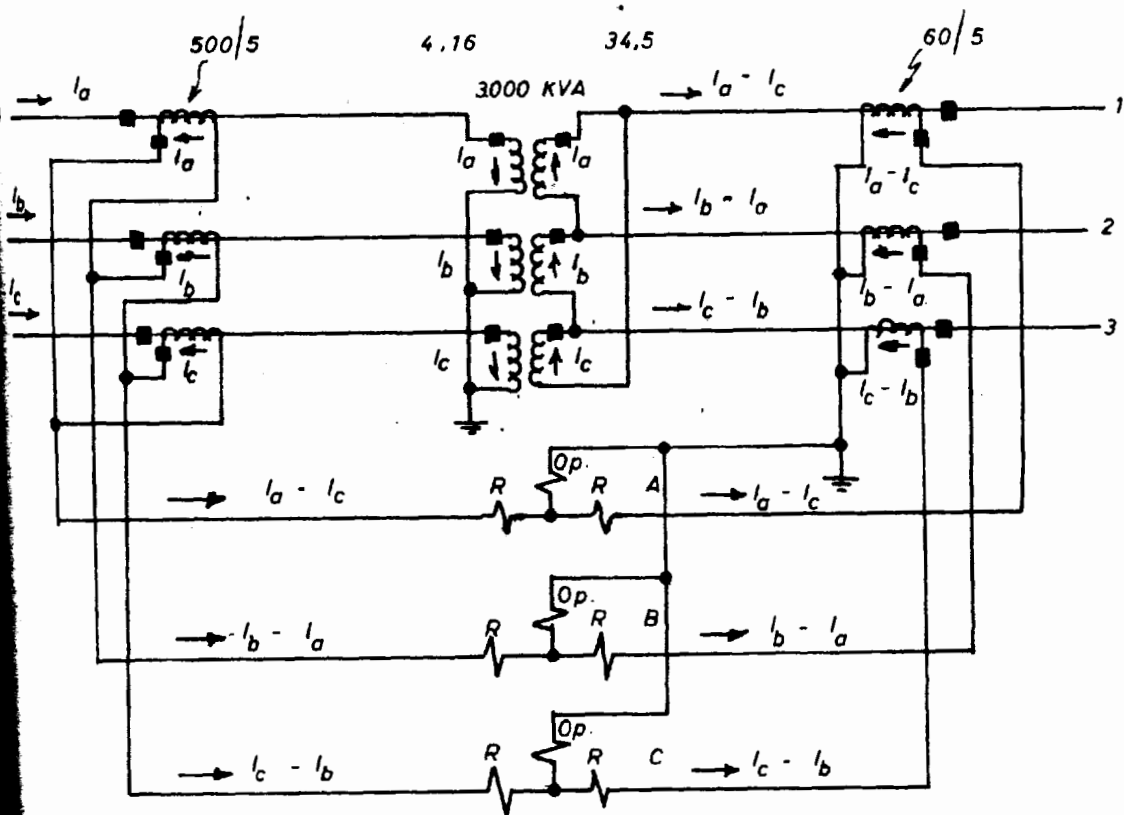



Fig. 3.- Conexión de relés diferencial alrededor de un banco de transformadores de dos devanados

Los taps son : 5 - 5; 5 - 5,5; 5 - 6; 5 - 6,6; 5 - 7,3; 5 - 8; 5 - 9 y 5 - 10. Cuando las relaciones son tales que el relé se balancearía a través de una falla con 5 y 10 amps., el tap 5 - 10 es usado y la distribución de corriente es mostrado en la fig. 1. Para el caso del tap 7,3 - 5, la distribución es mostrada en la figura 2. En todos los casos, los amperlos-vuelta se cancelan en el devanado de operación de tal manera que no se produce torque de operación.

Ahora, calcularemos los transformadores de corriente y seleccionaremos los Taps del relé para los cuales deberá operar satisfactoriamente.

La conexión de los transformadores de corriente debe ser :  como se muestra en la figura 3.

La razón para conectar los transformadores de corriente así sería comprendido si se nota que cada corriente de línea sobre el lado conectado en Delta de el banco de transformador de potencia es la diferencia de corrientes en dos devanados, mientras que la corriente de línea sobre el lado conectado en Estrella es la misma corriente que en un devanado. Consecuentemente, la corriente de línea sobre el lado Delta sería comparado con la diferencia de las dos corrientes sobre el lado Estrella, obtenibles conectando los devanados secundarios de los transformadores de corriente en Delta.

Esto también es hecho para corregir el ajuste de fase y eliminar la secuencia cero de operación del relé diferencial cuando la Estrella está a tierra.

Corriente en el lado de alta tensión del transformador :

$$I = \frac{3,000 \text{ KVA}}{1,73 \times 34,5 \text{ KV}} = 50,2 \text{ amps.}$$

Transformador de corriente a utilizarse : 60/5 = 12/1

La corriente en el secundario de este transformador será :

$$I_{\text{sec.}} = \frac{50,2 \times 5}{60} = 4,18 \text{ amps.}$$

Corriente en el lado de baja tensión del transformador :

$$I = \frac{3,000 \text{ KVA}}{1,73 \times 4,76 \text{ KV}} = 416 \text{ amps.}$$

por consiguiente los transformadores de corriente deberán tener una relación de : 500/5 = 100/1.



La corriente en el secundario de este transformador será :

$$I_{sec.} = \frac{416 \times 5}{500} = 4,16$$

La corriente fuera de la conexión delta de los transformadores de corriente, será :

$$I_{sec.} = 3 \times 4,16 = 7,2 \text{ amps.}$$

El porcentaje de desbalance entre las corrientes de salida de los transformadores de corriente es :

$$\frac{8,2 - 4,18}{4,18} \times 100 = 72,2 \%$$

Debido a que el relé que estamos usando tolera hasta un 50 % de desbalance, y que según el resultado obtenido desconecta al transformador de potencia sin ningún motivo, debemos colocar al relé en el Tap debido para que el desbalance no exceda al valor anteriormente citado.

Derivación a utilizarse : 5.

Para el lado de baja tensión del transformador :

$$\frac{7,20}{4,16} \times 5 = 8,62 \text{ amps.}$$

Luego usaremos la derivación : 9.

Con esta derivación en el relé, se tendrá :

$$\frac{7,20}{9} \times 5 = 4,03 \text{ amps.}$$

en la bobina de restricción; y en la bobina operacional se tendrá :

$$I_{op.} = 4,18 - 4,03 = 0,15 \text{ amps.}$$

que está dentro del límite de operación ya que el porcentaje de desbalance es

$$\frac{4,18 - 4,03}{4,03} \times 100 = 3,23 \%$$

Cambiando los taps del transformador, la corriente operacional del relé, para cada uno de ellos es :

Taps en el Transf. de 3.000 KVA %	KV de operación	Corr. operacional en el Relé Amps.	Taps en el Relé
+ 5,0	36,2	0,32	5 - 9
+ 2,5	35,4	0,23	5 - 9
---	34,5	0,15	5 - 9
- 2,5	33,6	0,02	5 - 9
- 5,0	32,8	0,35	5 - 10

Podemos observar en el cuadro anterior, que cuando usemos el tap

- 5 % debemos cambiar en el relé al tap 5 - 10.

Puesta a tierra de la Sub-estación. - Ref. Sec. 13-238 Manual Standard del Ingeniero Electricista por A.E. Knowlton Tomo II.

El sistema de puesta a tierra tiene dos objetivos principales :

1<sup>o</sup>, la seguridad del personal y 2<sup>o</sup>, habilitar la conexión a tierra de los neutros de los transformadores y demás equipos.

Las condiciones de seguridad exigen la conexión a tierra de todas las partes metálicas de interruptores, estructuras, tanques de transformadores, cascos, armaduras de hierro del edificio, tableros de mando, secundarios de transformadores de medidas, pararrayos, etc. de modo que una persona que toque cualquier parte de este equipo no pueda recibir un choque peligroso en caso de que un conductor se ponga en contacto o descargue sobre cualquiera de las partes mencionadas. Esto significa que cada pieza del equipo, cada columna de la estructura, etc. debe tener su propia conexión al sistema de puesta a tierra de la sub-estación. Estas conexiones deberían ser gruesas y de cobre y estar protegidas mecánicamente.

El método más seguro y satisfactorio de reducir el gradiente de potencial en la superficie del suelo en grandes sub-estaciones, donde las intensidades de tierra pueden ser muy elevadas, consiste en un entramado o reja formado por gruesos cables unidos entre sí y esparcidos en una superficie considerable.

Esta debería extenderse por lo menos 3 pies más allá de la valla de la sub-estación, en caso de existir valla metálica, y los pies derechos de la valla deben unirse a la toma de tierra para evitar diferencias de potencial peligroso entre la valla y el terreno circundante.

6.1 SUGERENCIA AL SISTEMA YA EXISTENTE EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO.-

La principal sugerencia que me permito hacer al sistema ya existente en la Planta de Tratamiento, es la instalación de medidores de Vatios-hora, para poder conocer el verdadero consumo que se tiene en esta Planta tanto en el Servicio Residencial y Alumbrado Público como en el Servicio Industrial, podríamos llamarlo así, ya que éste está formado en su totalidad por motores trifásicos siendo algunos de ellos de gran potencia si lo comparamos con la capacidad del generador que los alimenta.

La parte del sistema que alimenta totalmente a los edificios de Control y Filtros, así como también el Alumbrado Público y Residencial de la Planta de Tratamiento, está incluida en el diagrama de una línea del sistema eléctrico de la Planta " La Toma ", Diagrama 5.2-2.

Esta sección, es la Sub-estación que está controlada por un interruptor manual, trifásico, en aceite; y por un seccionalizador manual, el Servicio de Alumbrado Público y Residencial.

El sitio más conveniente para la instalación de estos medidores, es el siguiente :

- Para el control de la energía entregada por los transformadores de 225 KVA c/u, debe instalarse el medidor en el Tablero Principal ubicado en el sótano del Edificio de Control, conectado en la entrada de los transformadores a las barras.

- Para controlar el consumo de alumbrado en los edificios de Control y Filtros, debe ubicarse el medidor en los terminales de salida del banco de transformadores de 15 KVA c/u.

Cabe indicar que este banco alimenta también algunos motores de fracción de HP, que sirven en las Dosificadoras de Substancias Químicas y en las bombas para muestras de aguas al Laboratorio y otros motores de diversos usos esmeril, compresor, etc.

- Para el transformador de 25 KVA, monofásico, que sirve al Destilador de Agua y Esterilizadora del Laboratorio, debe instalarse el medidor también en los terminales de salida del transformador.

- Para determinación del consumo de alumbrado público y residencial del Campamento de la Planta de Tratamiento, debe instalarse el medidor de vatios-hora en la misma sub-estación, formando un tablero debidamente acondicionado junto con los medidores que controlan el consumo del transformador de 25 KVA, 1 fase, y del banco de transformadores de 45 KVA, 3 fases. Este medidor debe ser conectado por medio de transformadores de Corriente y de potencial, ya que se hará la medición en alta tensión.

Las tomas de lectura, deberán ser horarias, para poder determinar curvas típicas de los diferentes consumos.

## 6.2 MEJORAS Y ADECUACIONES EN EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO Y RESIDENCIAL YA EXISTENTE, EN EL CAMPAMENTO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO.-

En la actualidad, el servicio de alumbrado público y residencial de la Planta de Tratamiento, está dividido en tres sectores, alimentados cada uno por un transformador de 37,5 KVA 2.400/240-120 V., 1 fase, 60 C. ( Diag. 6.2- los cuales trabajan casi a plena carga.

El alumbrado público se lo hace por medio de lámparas incandescente de 150 W. a 120 V. de línea y neutro, el mismo que considero sería mejor hacerlo por medio de lámparas fluorescentes.

Cabe indicar que en todo el sistema, existen severas fluctuaciones de voltaje, debido al arranque automático de motores de gran capacidad, tales como los que sirven a las bombas para llevar agua al Tanque Elevado ( 40 HP ) y los que sirven a las bombas para el Lavado Superficial de los Filtros ( 50 HP )

La razón arriba indicada es la causa principal para el gran consumo de focos en las Plantas y Campamentos. Por este motivo, me permito sugerir el uso de lámparas fluorescentes para el servicio de alumbrado público.

Desde el año 1.966, se usa en las Plantas de Bombeo y Tratamiento, focos de fabricación especial, Anti-vibratorios, para voltaje nominal de 125 V. los cuales han dado excelentes resultados en lo que respecta a su duración, razón por la cual seguirán siendo usados en los edificios de : Control, Filtros y Bombas.

El gran rendimiento de las lámparas fluorescentes hace posible la consecución de muchos resultados que no pueden lograrse con las incandescentes.

Cuando las lámparas fluorescentes funcionan en circuitos de corriente alterna, la intensidad de luz emitida sigue pulsaciones de amplitud considerablemente mayor que en las lámparas de incandescencia de igual flujo nominal en lúmenes.

Para hacer mínimo este centelleo periódico que generalmente no es perceptible en las frecuencias comerciales de 50 y 60 ciclos, se emplean algunos medios para hacer mínimo este efecto. Una forma de conseguirlo es hacer trabajar las lámparas en parejas o ternas en circuitos de dos o tres fases respectivamente. Cuando solo se dispone de circuitos monofásicos, como el nuestro, se pueden usar reactores para cada dos lámparas en lámparas de cátodo caliente o frío, colocadas una junto a otra, y aplicando a la primera una corriente en adelanto, y a la segunda una corriente desfasada en retraso, debiendo ser la diferencia de fase tal que las pulsaciones de ambas lámparas queden en gran parte compensadas.

La lámpara fluorescente es en sí misma esencialmente un circuito de alto factor de potencia, y los reactores normalmente usados para estabilizar el arco son en sí mismos de bajo factor de potencia. Siendo en los circuitos de corrientes la caída de tensión a través del reactor aproximadamente igual a la que tiene lugar a través del arco de la lámpara, el factor de potencia resultante en un circuito de una sola lámpara con reactor es del orden de 50 %.

En muchos casos, tan bajo factor de potencia tiene inconvenientes. En reactores para lámparas simples puede obtenerse una corrección del factor de potencia por medio de un condensador conectado en paralelo entre las conexiones de línea, o bien, cuando la lámpara requiera una mayor tensión, por un condensador conectado en el secundario del transformador. El reactor de dos lámparas por medio del corrimiento de fase de las dos corrientes de las lámparas ofrece ya un medio de corregir el factor de potencia; ordinariamente se proyectan para dar un circuito con un factor de potencia de más de 90 %.

Las lámparas fluorescentes deben trabajar a tensiones comprendidas entre  $\pm 10$  % de las tensiones nominales de funcionamiento, o sea, aquellas para las cuales las lámparas se han proyectado. Si se operan a tensiones menores, puede resultar de ello una menor duración o vida de la lámpara y una inseguridad en el cebado; operadas a tensiones mayores, se calientan con exceso

el reactor o el transformador y disminuye también la vida de la lámpara.

Las lámparas fluorescentes que adoptaremos serán aquellas de tipo corriente con su reactor y mecanismo de cebado, tal como se encuentra en la mayoría de sus aplicaciones industriales y comerciales. Este tipo de lámpara es de " Cátodo caliente de caldeo previo para su cebado ", las mismas que reemplazaran a los focos, formadas por dos tubos fluorescentes de las siguientes características : +

Consumo nominal de cada tubo	40 W.
Diámetro del tubo	3,8 cms.
Longitud nominal del tubo	122 cms.
Consumo nominal del tubo y reactor	48,8 W.
Corriente aproximada de cada tubo	0,42 amps.
Tensión aproximada del tubo	106 voltios.

+ Bibliografía 13, Pág. 1.844 - Tabla 8.

El total de lámparas a instalarse en el Campamento de la Planta de Tratamiento es 87, siendo todas ellas debidamente acondicionadas para su uso en la intemperie.

## CAPITULO 7

### ESTUDIO ECONOMICO DEL PROYECTO DE ELECTRIFICACION DE LA PLANTA " LA TONIA "

#### Cálculo aproximado del costo y consumo de energía eléctrica.-

La evolución de los equipos de bombeo la asumiremos lo más aproximada posible, debido a las modificaciones que han tenido las fechas de instalación de los mismos :

Etapa No.	No. de grupos	Capacidad de cada grupo $m^3/día$	Año de instalación
1	1	53.000	1.969
2	2	53.000	1.972
3	1	53.000	1.975
4	1	53.000	1.978
5	1	53.000	1.980

Cinco de los grupos arriba nombrados se instalarán en el nuevo edificio y el otro restante, reemplazará a cualquier grupo de la estación actual.

Por consiguiente, este cálculo, contemplará solamente, la instalación de 5 grupos electro-bombas ( hasta la 4a. etapa ) en el nuevo edificio. Como adicional se dará el valor del consumo total ( hasta la 5a. etapa ).

Para los efectos del cálculo del consumo de energía eléctrica, se ha establecido las " Curvas Características de Servicio " de esta nueva estación, de donde tomaremos como Características del Sistema Hidráulico ( tubería de  $\varnothing$  1.250 mm ) la Curva de Nivel Máximo para la 1a. etapa ( punto A ) y de Nivel Medio de Verano para las demás etapas hasta el punto B. Este último nivel se lo ha considerado por ser en el que posiblemente trabajaría la estación de bombas durante todo el año.

En caso de que la Junta de Agua Potable de Guayaquil llegara a adoptar este Proyecto, tendrá que abastecerse de la energía eléctrica vendida por la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., de la cual adoptaremos el valor del Kw establecido por ella, en la fórmula tarifal J-4 adjunta.

Para poder establecer el costo del Kw.h., asumiremos el caso de encontrarse los 5 motores funcionando, para lo cual efectuaremos el cálculo de la facturación mensual según la tarifa de la E.E.E. Inc., como sigue :





Costo de los equipos principales, auxiliares y varios de la Estación de Bombas  
accionada por motores eléctricos

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario en sucres	Precio total en sucres
<b>POZO DE CRIBA :</b>				
1 Cuatro Rejillas	m <sup>2</sup>	4,70 c/u	500	9.400
2 Compuertas : 1,4 x 1,4 m.	Comp.	6	70.000	420.000
3 Mallas de Filtración	Mallas	2	440.000	880.000
4 Tableros para mallas	Tabler.	80	260	20.800
5 Guías de acero laborado	Kg.	4.000	21	84.000
6 Motores eléctricos con transmisión	Mot.	2	10.000	20.000
7 Indicadores de pérdida de carga	Ind.	2	20.000	40.000
8 Varios				30.000
9 Total				1'504.200
<hr/>				
<b>POZO DE SUCCION :</b>				
10 Compuertas : 1,4 x 1,4 m.	Comp.	2	70.000	140.000
<hr/>				
<b>EDIFICIO DE BOMBAS :</b>				
11 Motor de Inducción, jaula de ardilla, 1.000 HP, 3 Ø, 60 C., 4,16 KV, 1.180 rpm.	Motor	4	315.000	1'260.000
12 Motor Sincrónico: 1.000 HP 3 Ø, 60 C., 4,16 KV, 1.200 rpm.	Motor	2	381.600	763.200
13 Caja de arranque para motor del numeral 11. Voltaje reducido por Autotransformador.	Caja	4	245.700	982.800
14 Cajas de arranque para motor del numeral 12.	Caja	2	283.500	567.000
15 Bomba Centrífuga de 53.000 m <sup>3</sup> /día, doble succión, una etapa, 1.180 rpm.	Bomba	6	169.200	1'015.200
16 Cable 4/0 Tipo R & T. Clase 3 KV.	Metros	1.000	100	100.000
17 Relés contra Pérdida de Excitación para motor sincrónico.	Relé	2	6.800	13.600
Pasar.....				<u>4'701.800</u>

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario en sucres	Precio Total en sucres
<i>Ulenen</i>				4'701.80
18 Relés contra Pérdida de Sincronismo, para motor sincrónico.	Relé	2	6.800	13.60
19 Equipo completo de 3 Interruptores para 4,16 KV (Alimentadoras) /	Equipo	1	472.500	472.50
20 Equipo completo de Corriente Continua a 120 V, para Relés de Protección y Alumbrado de Emergencia	Equipo	1	120.000	120.00
21 Sub - total				5'307.90
22 Mano de obra y supervisión técnica				530.80
23 Valor total aproximado				5'838.70
<u>Otras instalaciones :</u>				
24 Tuberías de succión	Tub.	5	30.000	150.00
25 Tuberías de descarga	Tub.	5	120.000	600.00
26 Válvulas de compuerta de 600 mm.	Válv.	4	40.000	160.00
27 Válvulas de compuerta de 800 mm.	Válv.	2	60.000	120.00
28 Válvulas " Chapman " de 12" Válv.		5	70.000	350.00
29 Bomba de vacío, eléct.		1	15.000	15.00
30 Bomba de achique de agua, eléct.		2	12.000	24.00
31 Bomba de achique, a gasolina.		1	40.000	40.00
32 Puente Grúa		1	120.000	120.00
33 Instalación de Vacío				30.00
34 Instalación eléctrica de alumbrado y fuerza.				150.00
35 Varios				50.00
36 Sub-total				1'809.00
37 Total : 23 + 36				7'647.70

SUB-ESTACION DE REDUCCION DE VOLTAJE : 34,5 / 4,16 KV.

38 Transformador: 3.000 KVA, 3 Ø, 60 C., Delta-Estrella, 34,5 / 4,16 KV, Tipo OA/FA +	Transf/	2	720.000	1'440.00
---	---------	---	---------	----------

(+) KVA (OA) 3 Ø = 3.000 ; KVA (FA) 3 Ø = 1,25 x KVA (OA) 3 Ø

= 1,25 x 3.000 = 3.750.

Este transformador podrá llevar un peak de carga de 750 KVA, en un corto tiempo.

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario en sucres	Precio Total en sucres
<i>Viener</i>				1'440.0
39 Transformador: 300 KVA, 3 Ø, 60 C., Delta-Estrella, 34,5 / 2,4 KV	Transf.	1	169.200	169.2
40 Interruptor para 34,5 KV y demás características de Pág. No. 40.	Int.	1	270.000	270.0
41 Pararrayos Tipo Estación, Clase 36 KV, descarga por sistema de válvula.	Parara.	6	3.800	22.8
42 Seccionalizadores, 34,5 KV		6	10.000	60.0
43 Seccionalizadores, 4,16 KV		6	4.000	24.0
44 Estructura de entrada y salida de los circuitos	Lote	1	15.000	15.0
45 Estructuras y barras de alta tensión. 34,5 KV	Lote	1	10.000	10.0
46 Estructuras y barras de baja tensión. 4,16 KV	Lote	1	7.000	7.0
47 Estructura de soporte para seccionalizadores y fusibles de alta tensión.	Lote	1	6.000	6.0
48 Fusibles y base porta-fusibles, 34,5 KV	Fuses	6	4.000	24.0
49 Transformadores de Potencial y Corriente e Instrumentos de medida	Lote	1	30.000	30.0
50 Relé de Protección Diferencial, para transformadores	Relés	2	39.100	78.2
51 Cerca, relleno, nivelación y pavimentación de plaza forma-base para equipos de la Sub-estación	Lote	1	30.000	30.0
52 Puesta a tierra de la Sub-estación	Lote	1	20.000	20.0
53 Transporte de materiales y equipos				15.0
54 Sub - total				2'221.2
55 Mano de obra y supervisión técnica				222.1
56 Valor total aproximado				2'445.0

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario en sucres	Precio Total en sucres
<i>LINEA DE TRANSMISION :</i>				
57 Postes de Cemento	Conj.	125	2.500	312.50
58 Cable de Tierra	Kms.	22,5	4.750	106.87
59 Puesta a tierra de la estructura de soporte de la Línea de Transmisión	Postes	125	300	37.50
60 Cable ACSR 266,8 MCM 6/7	Milla	42	16.110	676.62
61 Crucetas de madera	Cruceta	260	200	52.00
62 Aisladores de porcelana NEMA 52-4 ( 5 3/4" x 10" ) con accesorios	Aislad.	1.200	100	120.00
63 Herrajes y anclajes	Lote	1	20.000	20.00
64 Sub - total				1'325.49
65 Mano de obra y supervisión técnica				132.55
66 Valor Total aproximado				1'460.00

67 Sub-total de este rubro: Numerales 9 + 10 + 37 + 56 + 66				13'196.90
68 Imprevisto 10 % del numeral 67				1'319.70
69 T o t a l : 67 + 68				14'516.60

Costo del edificio de la Estación de Bombas accionada por motores eléctricos

70 Excavación	m <sup>3</sup>	5.760	30	173.00
71 Atagula	m <sup>2</sup>	380	4.000	1'520.00
72 Dos pozos de cribas (hormigón armado)	m <sup>3</sup>	220	1.500	330.00
73 Edif. y pozo de succión	m <sup>2</sup>	250	3.600	900.00
74 Sub-total				2'923.00
75 Imprevistos 10 % numeral 74				292.00
76 T o t a l : 74 + 75				3'215.00

Gastos de energía eléctrica, lubricantes, etc. por año (360 días) de 6 grupos de bombas, accionados por motores eléctricos

DATOS GENERALES :	Detalle	Costo Total
Grupos de bombas en funcionamiento	6	
Cantidad de agua bombeada	253.000 + 53.000 = 306.000 m <sup>3</sup> /día 91'080.000 + 19'080.000 = 110'160.000	
Altura dinámica	92,5 m.	m <sup>3</sup> /a
Eficiencia de las bombas	81 %	
Potencia desarrollada por cada motor	925 HP	
Kwh. consumidos en el año por los 6 motores : 2'963.120 x 12	35'557.440 Kwh.	
<b>ENERGIA ELECTRICA :</b>		
Costo del Kwh.	\$ 0,38	
Costo total de la energía eléctrica para los seis motores.		13'511.82
Energía eléctrica para fuerza y alumbrado del edificio	30 Kwh	
Kwh. consumidos en el año para fuerza y alumbrado	129.600 Kwh	49.25
Lubricación total		20.00
Reparaciones y mantenimiento		90.00
Varios		10.00
	<b>Total</b>	<b>\$ 13'681.07</b>

Costo de la Depreciación e Intereses anuales de la Estación de Bombas, accionados por motores eléctricos

**EFECTIVO :**

Inversión original : P	\$ 3'215.000
Valor de salvataje : L	0
Número de años : n	50
Interés : i	6 %

Costo anual de capital recuperable con retorno :

$$R = \frac{P - L}{n} + (P - L) \frac{i}{2} \left( \frac{n+1}{n} \right) + Li = \quad \$ \quad 162.6$$



Resumen :

DATOS GENERALES :

Motor	Eléctrico: 4,16 KV, 3 Ø, 60 C., 1.000 HP, 1.180
Bomba	Centrífuga: Doble succión, una etapa, 1.180 rpm, 53.000 m <sup>3</sup> /día.
Grupos de bombes en funcionamiento	6
Cantidad de agua a bombear	253.000 + 53.000 = 306.000 m <sup>3</sup> /día 91'080.000 + 19'080.000 = 110'160.000 m <sup>3</sup> /año.
Altura Dinámica	92,5 metros
Eficiencia de las bombas	81 %
Potencia desarrollada por el motor	925 HP
Kwh. consumidos en el año	35'557.440 Kwh.

COSTO DE INVERSIÓN : en sucres

Costo del edificio	3'215.000
Costo de equipos principales y auxiliares	14'516.600
Inversión total	17'731.600

COSTO DE OPERACIÓN : en sucres

Costo de la Labor	784.420
Costo de la energía eléctrica a \$ 0,38 cada Kwh.	13'511.827
Reparaciones y mantenimiento	90.000
Lubricación general	20.000
Interés sobre la inversión y depreciación	1'314.491
Costo de alumbrado, fuerza de equipos auxiliares y varios	49.250
Costo total de operación	15'819.228
Costo del metro cúbico de agua bombeada	0,143

## CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES FINALES.-

Este proyecto, nos permite ver la posibilidad de la instalación de una nueva Estación de Bombeo completamente compacta y moderna, la misma que contribuirá en el desarrollo de la electrificación para la zona de Daule debido al incremento del número de Kw que se ha previsto instalar para esta zona, como veremos posteriormente, ya que la carga proyectada es del orden de los 6 MW aproximadamente.

En el primer capítulo podemos apreciar que la potencia requerida para dirigir una bomba que impulse  $53.000 \text{ m}^3/\text{día}$  a una altura manométrica aproximada de 86 mts., es 1.000 HP, incluyendo en esta potencia la seguridad necesaria para que el motor no se sobrecargue por cualquier razón no anotada.

Es indudable que una estación de bombas equipada con motores eléctricos presente una gran variedad de ventajas que beneficiaría al aspecto económico de la instalación ya que los gastos de funcionamiento serían bajos si contamos con energía producida hidráulicamente, para lo cual existe el Decreto de Gobierno No. 092 que crea rentas para financiar el Plan Nacional de Electrificación y declarando de prioridad el proyecto de la Cola de San Pablo, el mismo consiste en dar energía desde esa central, a un precio muy reducido por cada kilovatio-hora ahí producido.

Otras de las ventajas que presenta esta instalación de grupos de electricidad-bombas, es su precio de compra muy reducido, aproximadamente \$ 50.000 c/u lo que representa el 50 % menos del costo proyectado si las bombas fueran dirigidas por motores a Diesel. También se podrá observar en esta estación, el poco mantenimiento que ella requerirá debido a la única parte móvil que el motor tiene, su inducido. Por consiguiente, esto reduce enormemente los gastos de mantenimiento que se tienen, si los motores fueran de combustión interna.

La facilidad de maniobra, tanto a mano como por mando a distancia, es otra de las ventajas que podemos observar en una planta de bombas de esta naturaleza.

Cabe anotar también que cada motor está debidamente protegido, de tal manera, que se permite que él deje de funcionar antes de que vaya a sufrir un avería de consecuencias lamentables. Esto nos da una idea de la seguridad de la instalación, la misma que no permitirá de que la planta se paralice por daños peligrosos en los motores. Personal debidamente especializado, estará al cuidado



do de los mismos.

La variación de los consumos en las distintas etapas de la instalación de esta planta, permitirá a la Junta de Agua Potable de Guayaquil, establecer su presupuesto de atención y mantenimiento de esta estación.

Se ha considerado también dentro de este proyecto, la construcción de una línea de transmisión desde Guayaquil a La Toma, la misma que correrá paralela a la que instalará Inecel de Guayaquil a Daule, y que servirá para suplir de energía a la planta en caso de cualquier falla mecánica que pueda sufrir la línea de Inecel. Esta línea ha sido calculada tomando en consideración de que trabajará en casos de suma urgencia, por cuyo motivo se ha dejado un margen de una probabilidad de falla por año, por razones económicas en su construcción.

Podemos notar dentro de este proyecto, una sub-estación de reducción de voltaje de  $34,5/4,16$  KV, la misma que tiene gran importancia en el trabajo de conjunto de todo este estudio.

En esta sub-estación, se alojarán dos transformadores trifásicos de capacidad suficiente ( 3.000 KVA c/u ), para hacer frente a la demanda de los grupos de electro-bombas que se han establecido.

En la misma, se instalará también, a criterio de la Junta de Agua Potable de Guayaquil, un transformador trifásico de 300 KVA,  $34,5/2,4$  KV, para abastecer de energía a todos los complementos necesarios para el tratamiento de agua. Es de notar que la Junta de Agua Potable tiene entre sus pertenencias actuales en las instalaciones de La Toma, dos generadores de corriente alterna cuya capacidad es de 250 KVA c/u a  $2,4$  KV, los mismos que trabajan alternadamente un mes cada uno y que esa capacidad es suficiente para los auxiliares y demás consumos que tiene la Planta.

Es muy importante conocer para la realización de este proyecto, las fuentes de alimentación eléctrica que tendrá el mismo, por cuyo motivo me permito hacer una transcripción del Capítulo III, Sección 1 y Sección 2 ( hasta el acápite 4, inclusive ) del " Programa Nacional de Electrificación " Revisión 1.967 del Instituto Ecuatoriano de Electrificación ( Inecel ), así como también del " Diagrama Eléctrico Unifilar del Sistema Nacional Interconectado ", para darnos cuenta de que existirán grandes centrales hidroeléctricas de suficiente capacidad, que alimentarían a esta Planta de Bombas, sin peligro de quedar la

misma, sin energía para el movimiento de sus motores y demás auxiliares propios del tratamiento del agua.

### Capítulo III : El Programa de Obras (Bibliografía No. 29)

#### Sección 1 : División del País en áreas de servicio.-

Salvo unas pocas áreas aisladas, las distancias relativamente cortas que separan las distintas ciudades y poblaciones del país, permiten fácilmente la conformación de un sistema nacional interconectado.

Sin embargo, este tipo de sistema no podrá hacerse realidad sino hasta después de seis o siete años, tiempo que es el mínimo necesario para realizar los estudios, obtener financiación y construir las grandes centrales hidroeléctricas y la red de transmisión que lo componen.

Solo después de construidas estas obras se habrá racionalizado adecuadamente el suministro de energía eléctrica del Ecuador y se podrá aprovechar las ventajas económicas que ofrecen la economía de escala y la interconexión de centros de generación y de consumo.

Pero, en el interim, es necesario preparar el paso desde el estado actual hasta el sistema único. Tal paso debe ser gradual.

Por ello, la estrategia para el programa físico recomienda dividir el programa de electrificación de los siguientes 10 años, en dos etapas. La primera que abarcaría el lapso 1.966 - 1.972, dedicada a lograr la estructuración de sistemas medianos, de alcance provincial o regional; y la segunda, a la que corresponde el lapso 1.973 - 1.976 en la que se interconectarán los sistemas medianos ya estructurados, para conformar el sistema nacional único.

La tesis de dividir el período que abarca el programa, en dos etapas, es también recomendada por la magnitud de los proyectos de generación que entrarán a operar en cada una de ellas.

En efecto, los contemplados en la primera, y cuya construcción está iniciada o decidida, son de tamaño mediano, entre 5,5 y 30 Mw por central. Por el contrario, los estudios de los grandes proyectos se encuentran en la etapa de factibilidad, por lo que estos desarrollos no podrán entrar en operación sino hasta la segunda parte del período.

De acuerdo con la norma de conducta adoptado para la primera parte del programa físico, se ha dividido el país en 16 zonas de servicio en las cuales

estructurarán sistemas eléctricos parciales.

Esta división resulta de considerar los factores siguientes : ubicación geográfica de los mercados locales de energía eléctrica, distancia de separación entre ellos y tamaño de los proyectos de generación contemplado en la primera etapa.

Las zonas de servicio son las siguientes :

- a. Sistema Esmeraldas.
- b. Santo Domingo de los Colorados.
- c. Manabí.
- d. Quevedo.
- e. Milagro - Yaguachi - Babahoyo.
- f. Guayaquil - Daule - Balzar.
- g. Salinas - Santa Elena.
- h. El Oro.
- i. Tulcán - Ibarra - Cayambe.
- j. Quito - Sangolquí - Machachi.
- k. Latacunga - Ambato - Rlobamba.
- l. Guaranda - Chimbo.
- m. Alausí - Chunchi.
- n. Cuenca - Azogues.
- ñ. Sistemas de la Provincia de Loja.
- o. Sistemas de la Región Oriental.

En el caso de las zonas a., b., d., e. y g., todas ellas ubicadas en la costa, los proyectos de generación considerados son plantas diesel - eléctricas, por lo cual los mercados atendidos siguen siendo prácticamente locales.

Tal situación obedece a la pequeña magnitud de la demanda de estas zonas, que no permite su interconexión con otras durante la primera etapa del programa.

En el resto del país, en cambio, será factible fundir en mercados mayores los más pequeños actualmente existentes.

## Sección 2 ; Sistema Nacional Interconectado.-

### 1. Área de servicio y características del mercado :

El Sistema Nacional Interconectado, tal como se lo prevé hasta 1.976 abarcará casi todo el país. Únicamente quedarán fuera de su zona de influencia las provincias de Esmeralda y Loja, y la Región Oriental.

Como ya se indicó en la Sección 1 del Capítulo 1, la idea básica del sistema nacional interconectado es que éste estará constituido por 3 ó 4 grandes centrales hidroeléctricas, de potencias unitarias superiores a 100 Mw, las que alimentarán los sistemas provinciales y regionales previamente formados, por medio de potentes líneas de transmisión.

En principio, el sistema total se ha dividido en dos grandes áreas : Área Sur y Área Norte, la primera de ellas será servida por el Proyecto Jubones o su alternativo, el de La Cola de San Pablo, y la segunda por el Proyecto Pisayambo, o su alternativo el de Toachi.

El Área Sur está constituida por los sistemas regionales y provinciales de El Oro; Tullagro - Babahoyo; Guayaquil - Daule - Balzar; Quevedo y Manabí.

El Área Norte por los de Tulcán - Ibarra - Cayambe; Quito - Machachi - Sangolquí; Latacunga - Ambato - Riobamba; y eventualmente en el caso de desarrollarse primero el proyecto de Toachi, por el Sistema de Santo Domingo de los Colorados.

El Área Sur, que agrupa casi la totalidad de las provincias de la Costa, tiene su economía basada en una agricultura de tipo tropical,.....

El centro de consumo más importante de esta área es la ciudad de Guayaquil, que es el puerto principal y, al mismo tiempo, el centro económico del País.

Así mismo, se espera que el abaratamiento de la energía eléctrica, como consecuencia del cambio del tipo de generación, fomente la creación de nuevas industrias.

El Área Norte, también tiene una economía esencialmente de tipo agrícola aunque diferente del Área Sur. Por ello, el uso que se dará a la electricidad en el futuro será básicamente para satisfacer las necesidades de las residencias. Sin embargo hay que hacer notar que el centro de consumo más importante del área, la ciudad de Quito, núcleo político del País, y el segundo centro

Industrial del mismo, está viviendo un proceso acelerado de industrialización

## 2. Pronostico de la demanda :

De acuerdo a las disponibilidades económicas y al tiempo necesario para la realización de los estudios de factibilidad y diseño, para la obtención de financiamiento, y para la construcción de las primeras etapas de cada uno de los proyectos de generación nombrados, se espera que la entrada en operación de los proyectos Pisayambo y Jubones, o de sus alternativos, tendrá lugar en 1.973 y 1.975 respectivamente.

De acuerdo a las respectivas previsiones se espera que el Área Norte tenga una máxima demanda de 96,2 Mw en 1.973, 138,7 Mw en 1.976 y 200 Mw en 1.979. Esto representa un crecimiento medio del orden del 11 % anual, para este período. En cuanto al Área Sur se espera que su demanda máxima pase de 196 Mw en 1.975 a 223,6 Mw en 1.976 y a 387,6 Mw en 1.980. Es decir, el crecimiento de demanda máxima se producirá con una tasa media del 14,8 % anual.

Como podrá observarse la tasa de crecimiento del Área Sur es mayor que la del Área Norte, esto se debe a las siguientes razones :

1. Las zonas de la Costa que componen el Área Sur, tienen tasas de crecimiento de población más elevadas que la zona Norte.
2. El hecho de que el principal producto de exportación, el banano, se cultiva en esa zona, y que todos los puertos comerciales también se encuentran en ella, determina en general un mejor nivel de vida que en la zona Norte.
3. La reducción relativa del precio de la energía eléctrica, al entrar en operación las grandes centrales hidroeléctricas del sistema nacional interconectado, causará una manifestación bastante rápida de la demanda de electricidad reprimida por una oferta completamente insuficiente y cara (plantas eléctricas pequeñas, de capacidad limitada, y de altos costos de producción).

## 3. Programa de obras y equipamiento :

Como se indicó en los acápites anteriores, Incecl está evaluando dos proyectos de generación para servir a cada una de las zonas en que se puede considerar dividido el sistema nacional interconectado.

Los proyectos Pisayambo y Toachi son las fuentes de potencia alternativas que se están estudiando para la zona Norte, y los proyectos Jubones y Col de San Pablo, los proyectos alternativos para la zona Sur.

Los estudios de factibilidad del proyecto Pisayambo se encuentran prácticamente terminados a esta fecha (Abril de 1.967), mientras los estudios de factibilidad del Toachi se espera concluirlos a fines de 1.967.

El primero de los estudios citados lo realizó Harza Engineering Co., de los Estados Unidos, y el segundo lo está elaborando Inecel.

En lo tocante a los proyectos Jubones y Cola de San Pablo, al presente se están iniciando los estudios de prefactibilidad de ellos con el objeto de escoger el más conveniente, para el cual se hará el estudio de factibilidad.

La compañía Chas. T. Main Engineering Co. de los Estados Unidos es la firma consultora encargada de estos estudios.

Sin embargo, existe una mayor cantidad de las estadísticas necesarias para evaluación y estudio de recursos hidráulicos en el caso del Jubones que en el de La Cola de San Pablo.

Por las razones citadas en los párrafos anteriores, en lo que sigue hablaré de los Proyectos Pisayambo y Jubones como las fuentes que alimentarían las dos áreas del sistema nacional interconectado, pero se vuelve a aclarar en forma enfática, que ello no implica de ninguna manera que estos proyectos hayan sido ya escogidos para desarrollarse en primer término, sino que es sólo una forma corta de referirse a los primeros proyectos de generación que se desarrollarán para servir a las zonas norte y sur.

El proyecto Pisayambo consistirá de dos centrales en serie, la una llamada San Miguelito y la otra llamada Pucará. La central de Pucará, que es el desarrollo de aguas arriba, contará con dos unidades de 25 Mw, cada una, y la central de San Miguelito que es el desarrollo aguas abajo dispondría de 3 unidades de 30 Mw, cada una. Esto es, la potencia total del proyecto será de 140 Mw.

Para la regulación del caudal de aguas que accionará estas centrales se contará con 3 reservorios. Las etapas en que se prevee se desarrollará el proyecto Pisayambo, son las siguientes:

1ra. etapa : 2 unidades de 30 Mw cada una en San Miguelito (1.973).

2da. etapa : 2 unidades de 25 Mw cada una en Pucará, (1.975).

3ra. etapa : 1 unidad adicional de 30 Mw en San Miguelito (1.977).

El proyecto Toachi consiste en la utilización del río del mismo nombre en un sitio ubicado en la provincia de Pichincha, a 70 Km al oeste de Quito.

El recurso hidroeléctrico del Toachi puede desarrollar hasta 190 Mw a potencia firme, en varias etapas en serie, pero en principio tan sólo se utilizó un escalón del recurso en el cual proveerá un caudal regulado de  $30 \text{ m}^3/\text{seg.}$

El salto a utilizarse es de 350 m. y la capacidad de 100.000 kw se instalará probablemente en cuatro unidades iguales.

El proyecto Jubones que es uno de los desarrollos posibles del área, consiste en dos escalones con una potencia total de 250 Mw. La potencia de primer escalón ( desarrollo de aguas arriba ) es de 30 Mw y la del segundo escalón ( desarrollo de aguas abajo ) es de 220 Mw. Ambos desarrollos contarán con reservorios de regulación anual.

En el caso de ser este proyecto el que se desarrolle primero, las etapas en que se montaría serían las siguientes :

1ra. etapa : 30 Mw del desarrollo de aguas arriba y 165 Mw del desarrollo de aguas abajo. Total 195 Mw en 1.975.

2da. etapa : 55 Mw adicionales del desarrollo de aguas abajo en 1.977

El proyecto Cola de San Pablo consiste en la utilización del Río Paut en un sitio ubicado a 50 Km en línea recta al noroeste de Cuenca ( provincia del Azuay ), para la producción de energía eléctrica.

Como Cola de San Pablo se conoce un tramo del río antes citado, en el curso de éste hace una " S ", configuración especial que permite obtener un salto de cerca de 650 m. con solo un túnel de 6 a 7 Km de largo.

La potencia total de este recurso se estima en alrededor de 480.000 Kw

Según estudios preliminares existen varios esquemas alternativos para el desarrollo del proyecto, pero el más conveniente parece ser uno con dos centrales en serie. La primera daría una potencia del orden de 130 Mw y, la segunda, 310 Mw.

Ambas centrales contarían una regulación anual, a partir de un reservorio único ubicado aguas arriba de la primera central.

Actualmente ( Mayo 1.967 ) la firma Chas T. Main de Boston, Estados Unidos, está realizando estudios de prefactibilidad, de este proyecto y del proyecto Jubones, a fin de compararlos y decidir cual de los dos se realiza primero. Para el proyecto que reciba prioridad, esta misma firma hará los estudios de factibilidad, el reporte final de los cuales será presentado a fines de 1967

En base de estos cuatro proyectos de generación, se prevé construir sistema nacional de transmisión que, básicamente, consistiría de una barra de 230 KV tendida entre Quito y Guayaquil. Esta barra recibiría en sus extremos la energía de los proyectos citados mediante líneas individuales de 230 KV y 138

A su vez, desde todas estas líneas, y mediante la sub-estación de transformación apropiadas, se alimentarían los sistemas provinciales y regionales ya viamente conformados.

#### 4. Organismo ejecutor del programa :

El organismo ejecutor del programa de obras citado será el Instituto Ecuatoriano de Electrificación ( Inecel ), directamente, o a través de empresas filiales que se conformarán para el objeto.

Inecel es el organismo rector de la electrificación del país, y cuenta con personería jurídica de derecho privado y patrimonio propio. Fue creado en 1.961 mediante el instrumento legal conocido como Ley Básica de Electrificación. Sus funciones son la planificación, construcción y explotación de obras de electrificación.

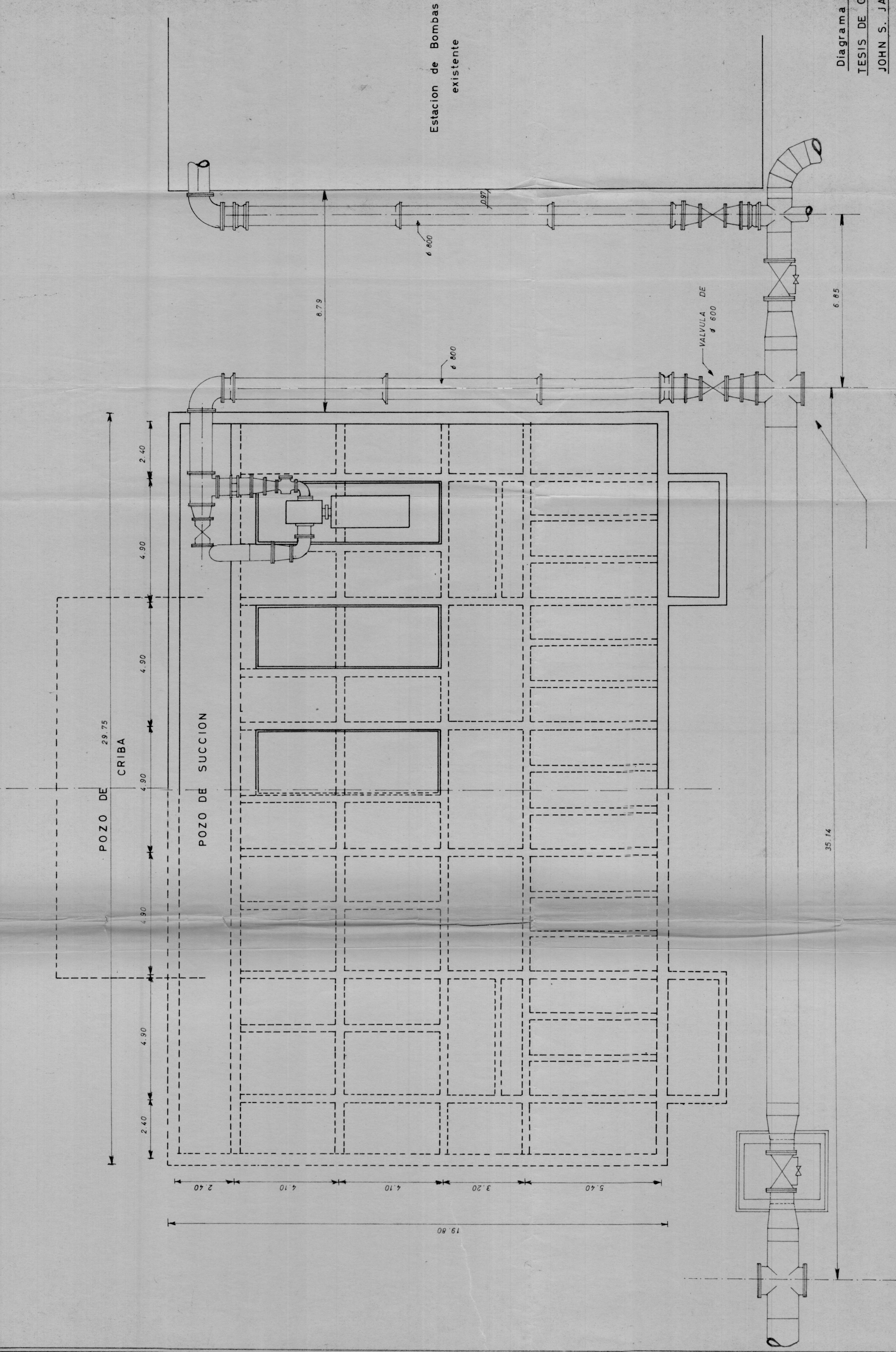


## BIBLIOGRAFIA.-

- 1.- Estudios realizados por Société d'Etudes pour l'Urbanisme, l'Equipement et les Canalisations ( Seureca ) para el Abastecimiento de Agua Potable a la Ciudad de Guayaquil.- " Capítulo II-B : Estudio General de Abastecimiento Actual y Futuro ( 1.980 ) de Agua Potable ".
- 2.- " Abastecimiento de Aguas " por A.D. Flinn - R.S. Weston - G.L. Bogert. Editorial Labor 1.952.
- 3.- " Abastecimiento de Agua y Alcantarillado " por Ernest W. Steel. 2da. Edición.
- 4.- " Curvas de alcance de bombas centrífugas tipo voluta - una etapa - doble succión " 2.118-7 Pág. 155.- Abril 1.955 - Marca " Worthington ".
- 5.- " Bombas Centrífugas ; Selección, Operación y Mantenimiento " por Igor Karassik and Roy Carter.- Editorial Cecsca, Septiembre 1.966.
- 6.- " Bombas ; Características y Aplicación " por Julio Hirschmann R. Edita por la Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Marzo 1.94
- 7.- " Bombas para agua potable " Publicación científica No. 145, Dic. 1.966 Organización Panamericana de la Salud.
- 8.- " Electrical Transmission and Distribution Reference Book " by Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation. Fourth Edit Third Printing.
- 9.- " Electric Utility Engineering Reference Book - Volume 3 - Distribution Systems " by Electric Utility Engineers of the Westinghouse Electric Co.
- 10.- " Power System Stability " Volume II - Power Circuit Breakers and Protective Relays.- by Edward W. Kimbark.- Editorial John Wiley and Sons, Inc Fifth Printing, Dec. 1.965.
- 11.- " Elements of Power Systems Analysis " by William D. Stevenson.- Second Edition.- Mc Graw-Hill Book Co. Inc., 1.962.
- 12.- " Redes Electricas " por Gaudencio Zoppetti. Edit. Gustavo Gili S.A.
- 13.- " Manual Standard del Ingeniero Electricista " por A.E. Knowlton.- Tomos : I y II.- Editorial Labor S.A. 1.962.
- 14.- " Electrical Engineer's Handbook " Electric Power.- By Harold Pender, - William A. Del Mar.- Edit. John Wiley and Sons, Inc. Fourth Edition. Fifth Printing. September 1.962.
- 15.- Reportaje de la Revista " Vistazo " ; " Energía Eléctrica para todo el País ".- Guayaquil, Agosto 1.967, Pág. No. 127.
- 16.- " Transmission Line Manual, Mechanical Design " by Rural Electrification Administration ( REA ) Bulletin 62-1. May 1.961. U.S. Department of Agriculture.
- 17.- Tesis de Grado previa a la obtención del Título de Ingeniero en Electricidad, perteneciente a E. Bayot, presentada a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- 18.- Tesis de Grado previa a la obtención del Título de Ingeniero en Electricidad, Perteneciente a F. Oporto, presentada a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- 19.- Tesis de Grado previa a la obtención del Título de Ingeniero en Electricidad, perteneciente a R. Loayza, presentada a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

- 20.- " Applied Protective Relaying " A New Silent Sentinels. Publication of the Westinghouse Electric Corporation. Fifth Printing, March 1.964.
- 21.- " Guide for the Design of Substations for Electric Borrowers " by Rural Electrification Administration ( RER ) Bulletin 65-1, May 3/55. U.S. Department of Agriculture.
- 22.- " Principles of Alternating-Current Machinery " by Ralph R. Lawrence.- Second Edition - First Impression.- Mc Graw-Hill Book Co., Inc. 1.920.
- 23.- " Theory of Alternating-Current Machinery " by Alexander S. Langsdorf. Second Edition.- Mc Graw-Hill Book Co., Inc. 1.955.
- 24.- " Reparación de motores eléctricos " por Robert Rosemberg. Tomos : 1 y Editorial Gustavo Gill S.A. 1.959.
- 25.- " Westinghouse Maintenance Hints " By Westinghouse Electric Corporation
- 26.- Reportajes de la Revista " Electrical Construction and Maintenance ", editada por Mc Graw-Hill Book Co., Inc. :
  - " Master Electrical Specifications " May 1.955.
  - " Modern Electrical Systems " May 1.956.
  - " Constructing Electrical Systems " May 1.964.
  - " Master Specifications for Electrical Work " May 1.965.
- 27.- Reportaje de la Revista " Power " editada por Mc Graw-Hill Book Co., Inc.
  - " Today's Electric Motors " June 1.955.
- 28.- " Handbook of Water Control " Second Edition 1.938.
- 29.- " Programa Nacional de Electrificación " Revisión 1.967, del Instituto Ecuatoriano de Electrificación ( Inecel ). Quito - Ecuador.
- 30.- " Engineering Economics and Practice " por Stanley A. Rosenthal, P.E. The Mac Millan Company, New York.- Collier - Mac Millan Limited, London 1.964.

RIO DAULE



POZO DE CRIBA

29.75

4.90

4.90

4.90

4.90

4.90

4.90

4.90

4.90

4.90

POZO DE SUCCION

4.90

4.90

4.90

4.90

4.90

4.90

4.90

4.90

4.90

4.90

Estacion de Bombas existente

Ø 600

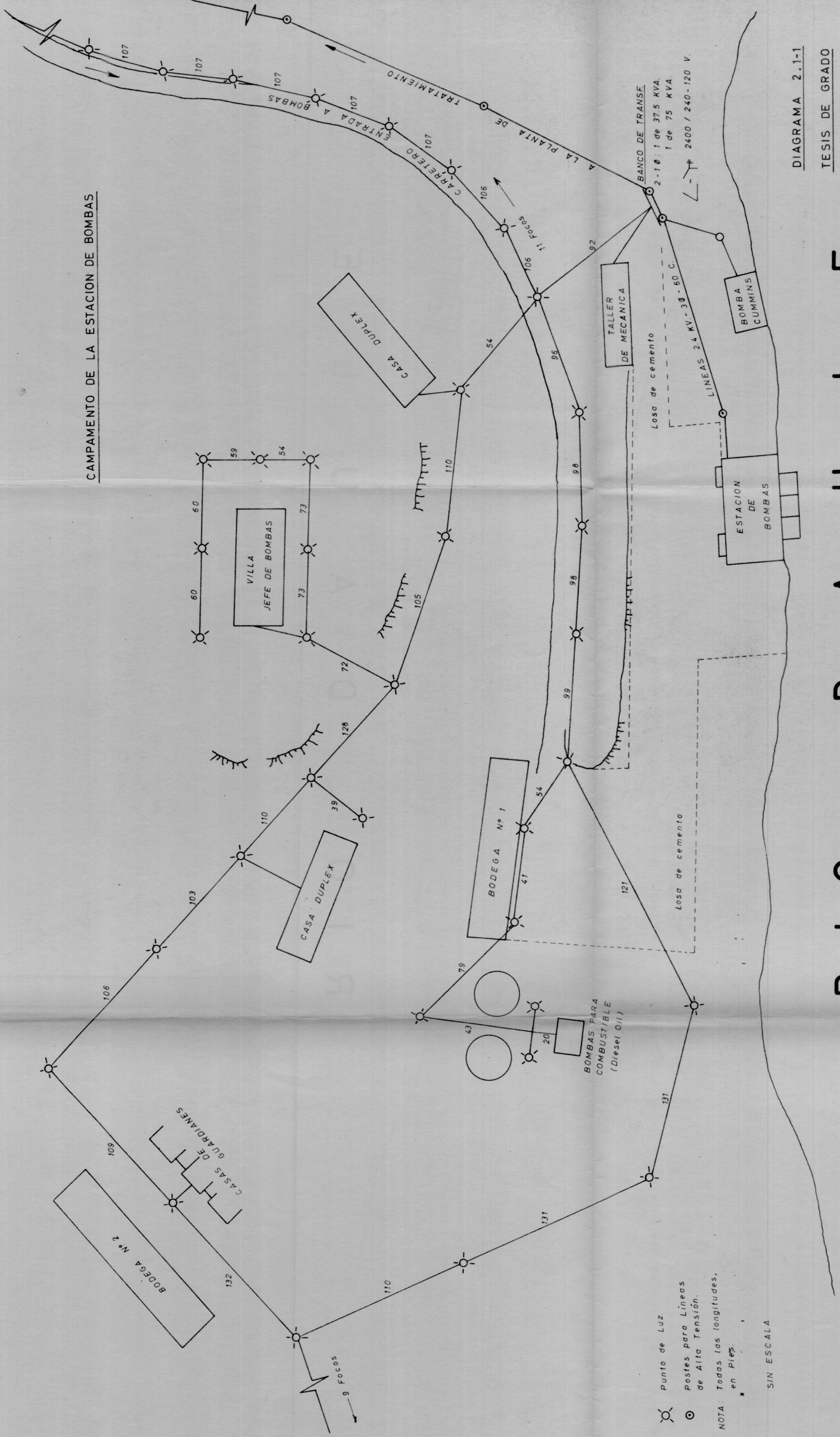
Ø 600

VALVULA DE Ø 600

35.14

Diagrama 1.1-1  
TESIS DE GRADO  
JOHN S. JARA

CAMPAMENTO DE LA ESTACION DE BOMBAS



☉ Punto de Luz.

⊙ Postes para Líneas de Alta Tension.

NOTA: Todas las longitudes, en Pies.

SIN ESCALA

R I O D A U L E



INTERRUPTOR PRINCIPAL  
3 FUSIBLES DE 300 A. C/U.  
240 V. 3 Ø. 60 C.

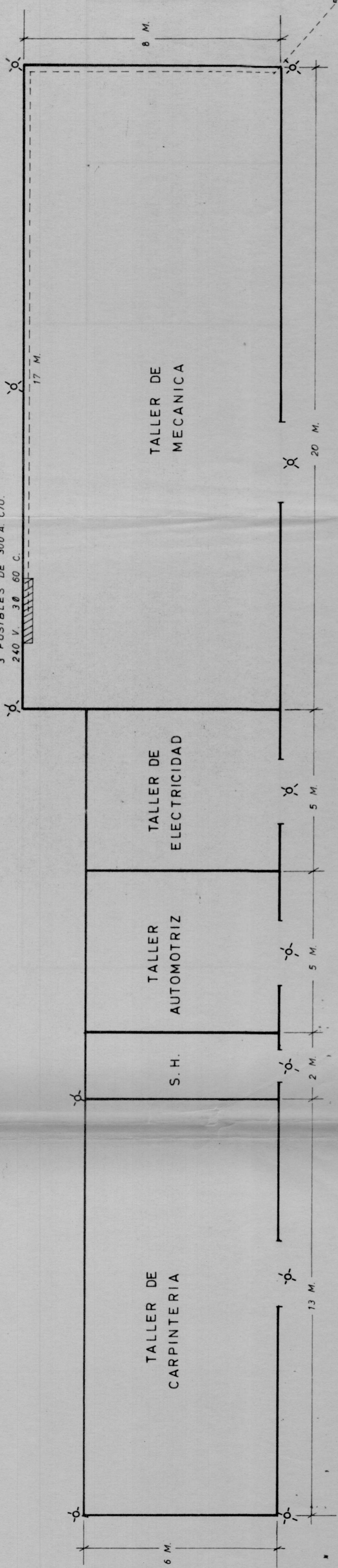


DIAGRAMA 2.2

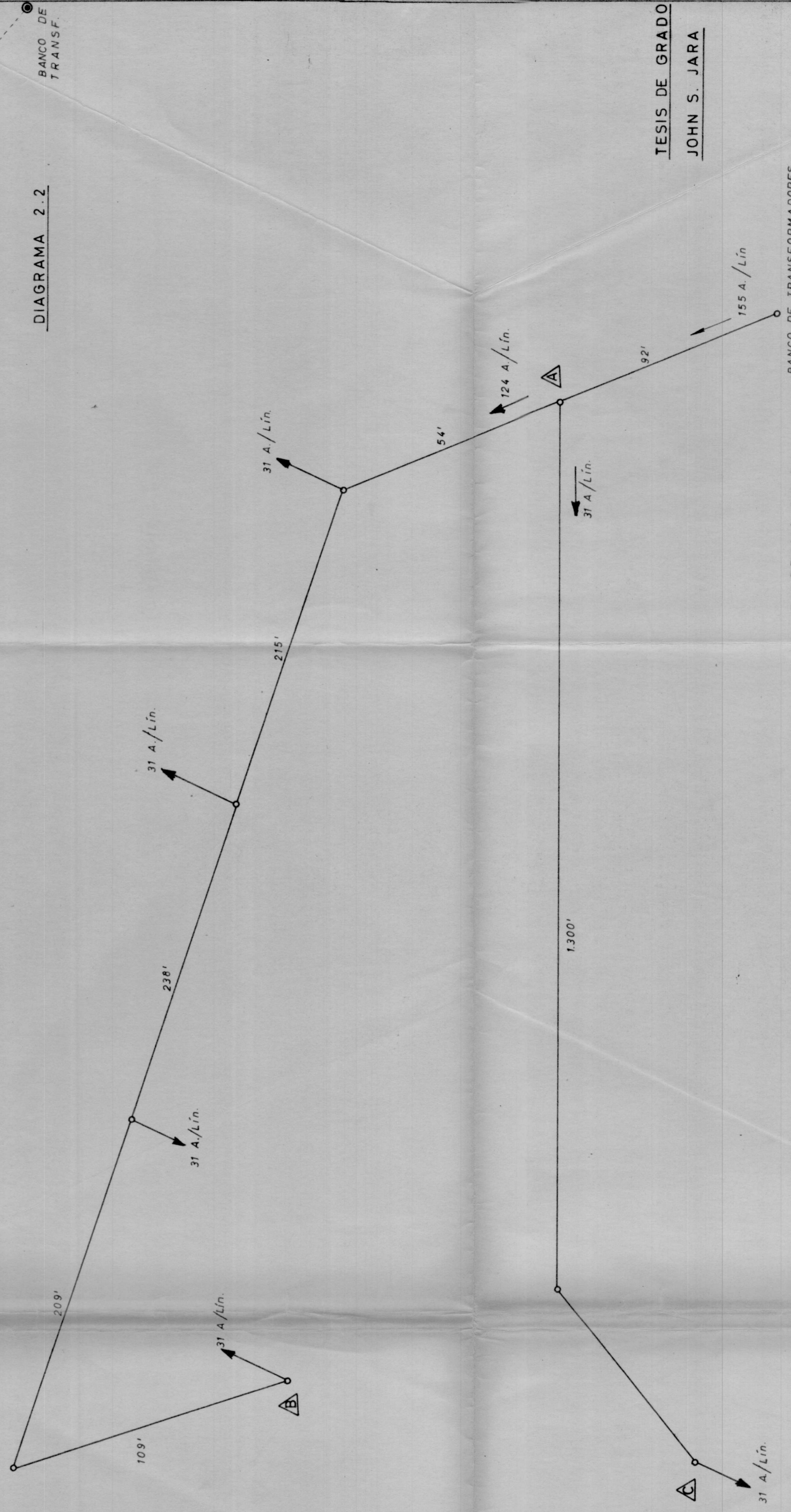
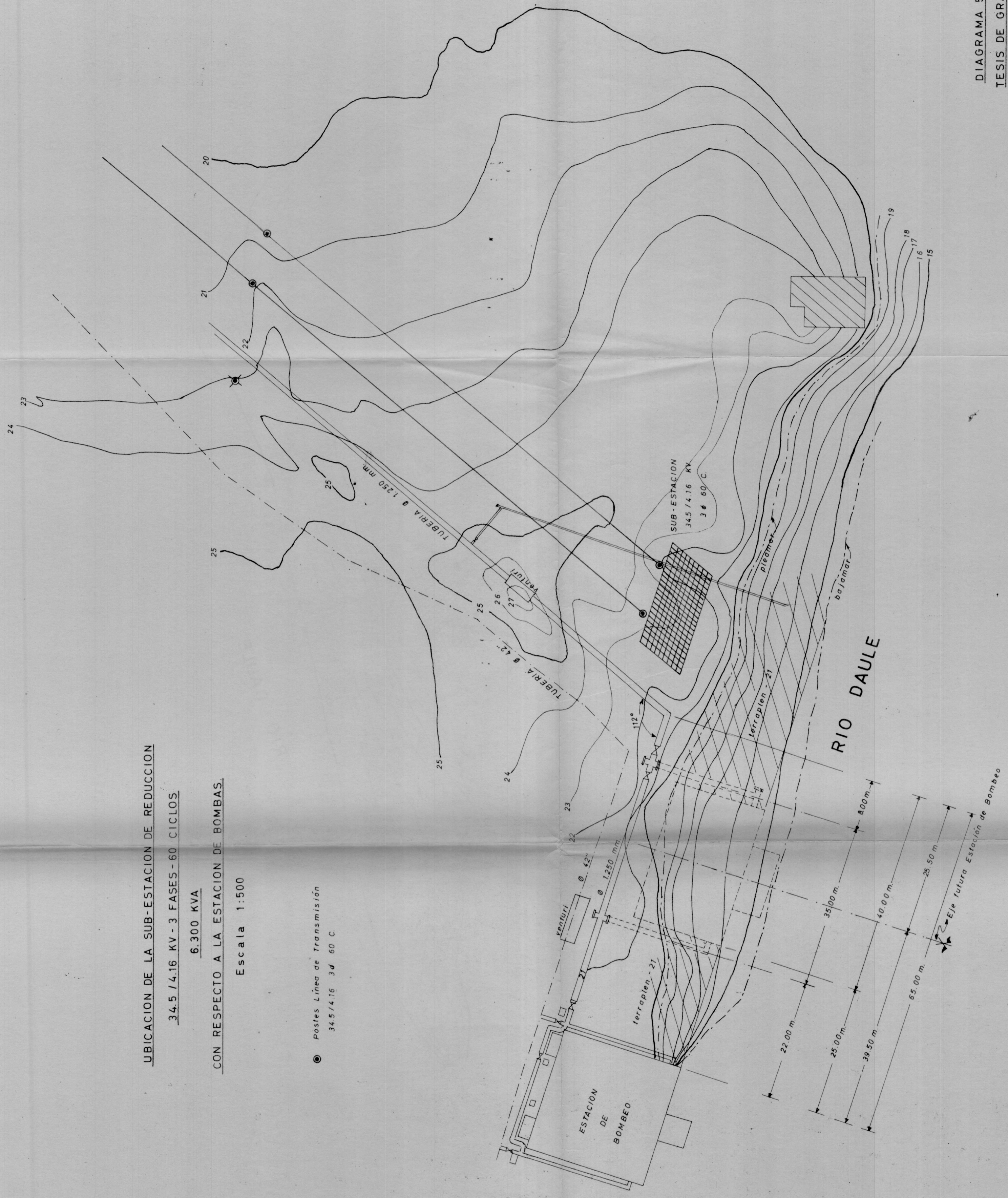


DIAGRAMA 2.1-3

TESIS DE GRADO  
JOHN S. JARA



UBICACION DE LA SUB-ESTACION DE REDUCCION

34.5 / 4.16 KV - 3 FASES - 60 CICLOS

6.300 KVA

CON RESPECTO A LA ESTACION DE BOMBAS.

Escala 1:500

● Postes Línea de Transmisión  
 34.5 / 4.16 3 φ 60 C.

UBICACION DE LA SUB-ESTACION DE REDUCCION

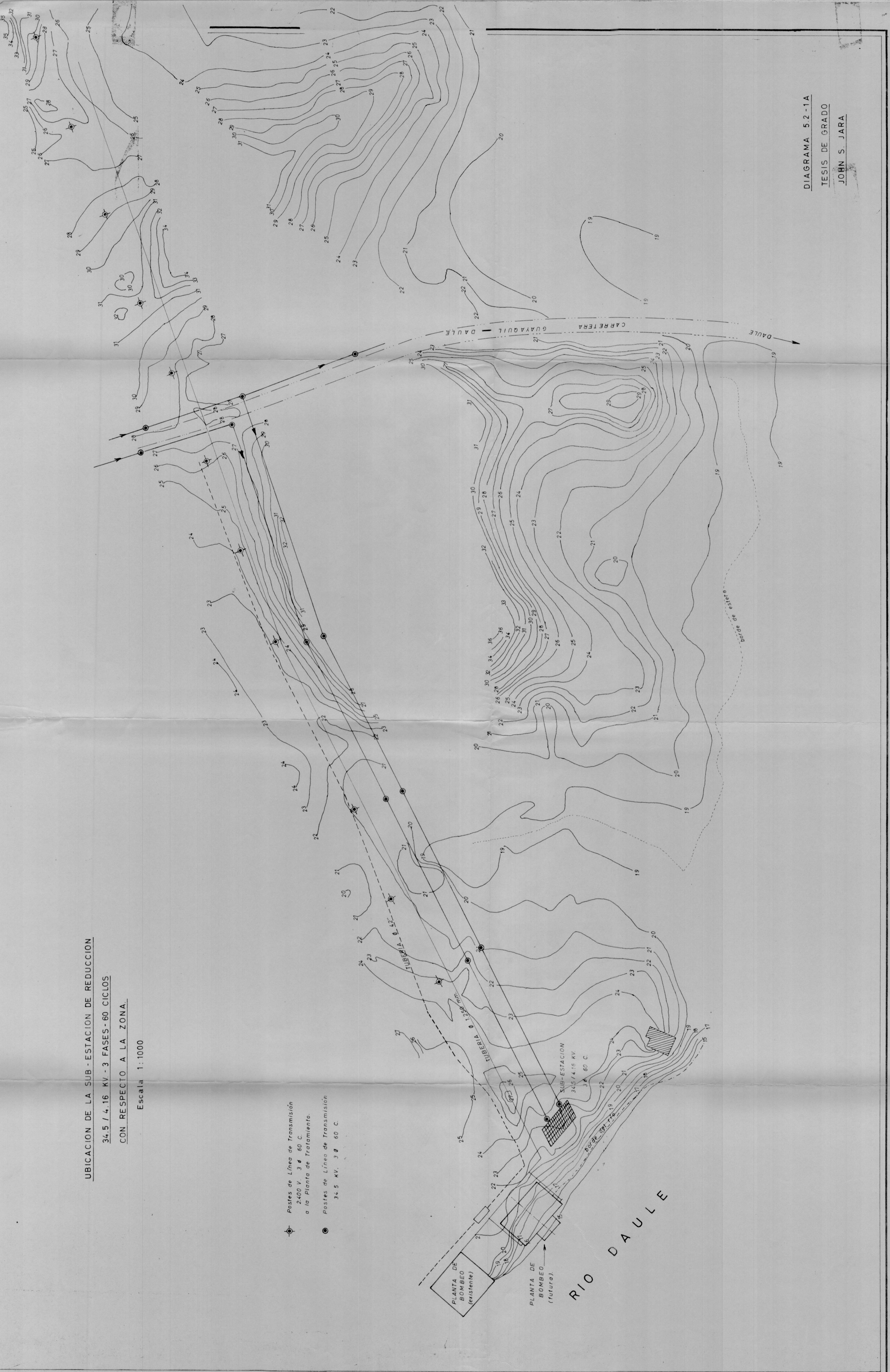
34.5 / 4.16 KV - 3 FASES - 60 CICLOS

CON RESPECTO A LA ZONA.

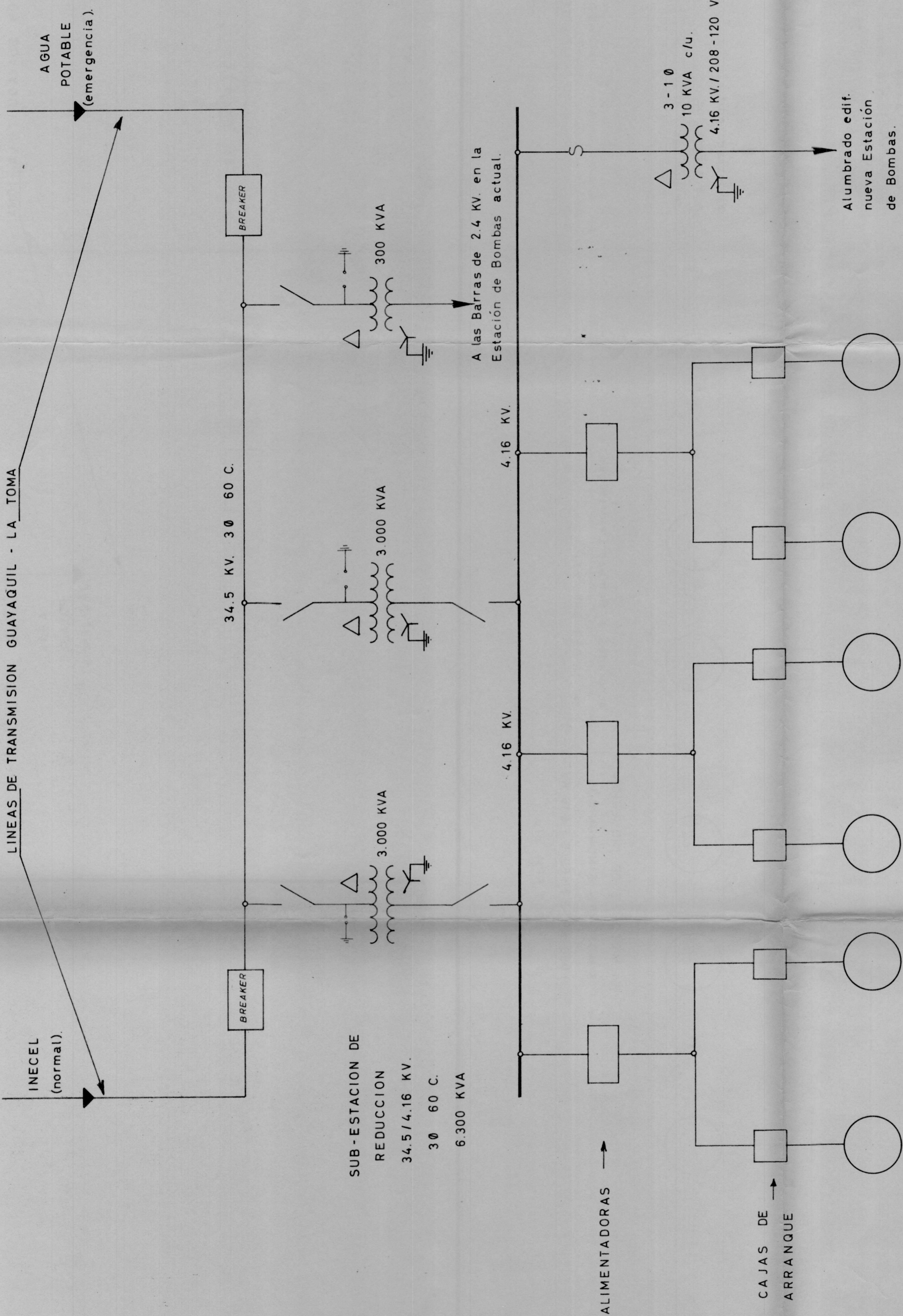
Escala 1:1000

● Postes de Línea de Transmisión  
2400 V. 3 Ø 60 C.  
a la Planta de Tratamiento.

● Postes de Línea de Transmisión  
34.5 KV. 3 Ø 60 C.



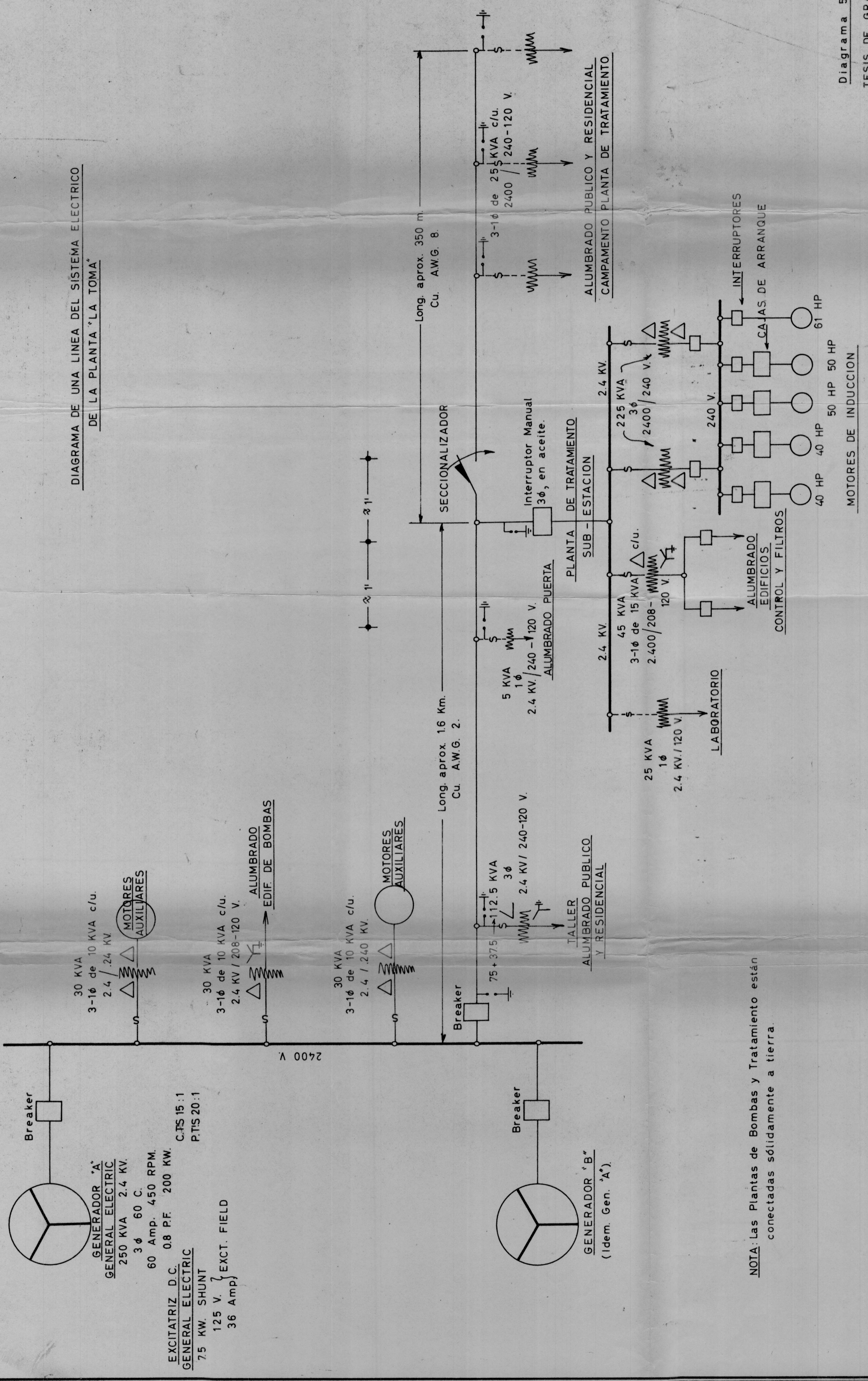




4 MOTORES DE INDUCCION  
 2 MOTORES SINCRONICOS  
 1.000 HP - 3 Ø - 60 C. - 4.16 KV.  
 1.200 RPM c/u.

Acoplados a Bombas Centrifugas  
 de 10.000 GPM c/u.

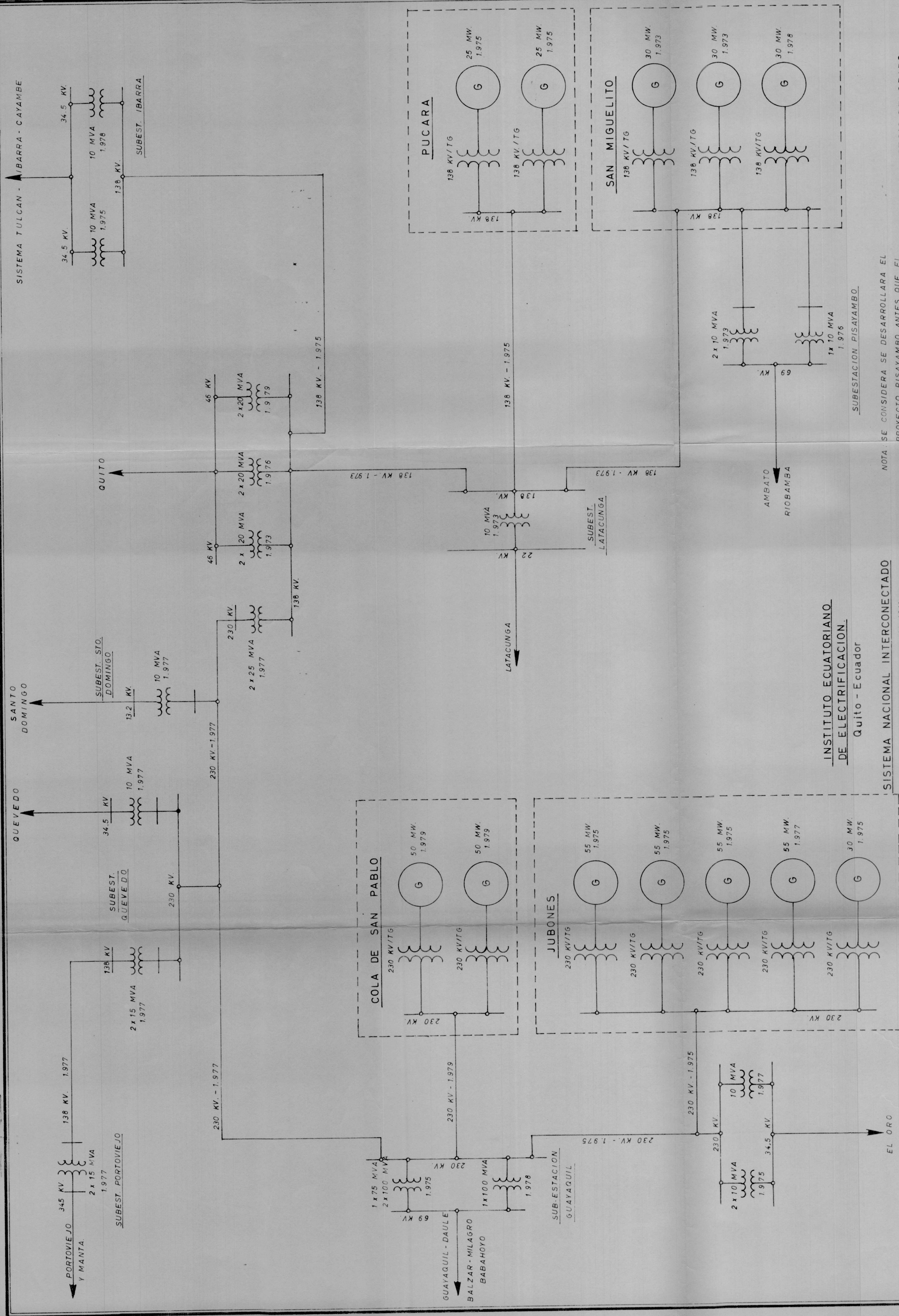
DIAGRAMA DE UNA LINEA DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA PLANTA "LA TOMA"



**GENERADOR "A"**  
 GENERAL ELECTRIC  
 250 KVA 2.4 KV.  
 3 φ 60 C.  
 60 Amp. 450 RPM.  
 C.T.S 15:1  
 P.T.S 20:1

**EXCITATRIZ D.C.**  
 GENERAL ELECTRIC  
 75 KW. SHUNT  
 125 V. } EXCT. FIELD  
 36 Amp }

**NOTA:** Las Plantas de Bombas y Tratamiento están conectadas sólidamente a tierra.



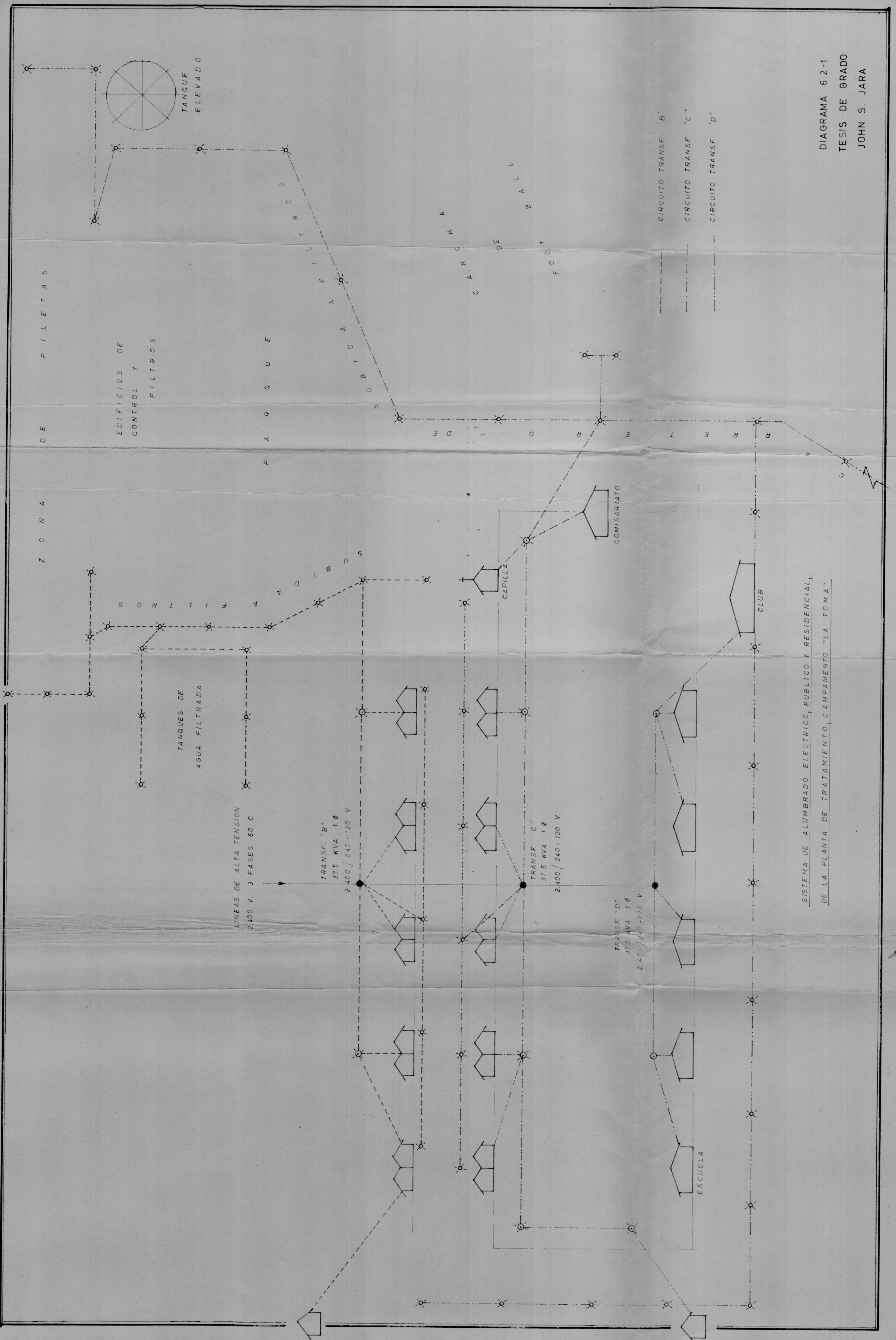
INSTITUTO ECUATORIANO  
DE ELECTRIFICACION  
Quito - Ecuador

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO  
Diagrama Eléctrico Unifilar

NOTA: SE CONSIDERA SE DESARROLLARA EL  
PROYECTO PISAYAMBO ANTES QUE EL  
TOACHI.

SUB-ESTACION MACHALA

TESIS DE GRADO  
JOHN S. JARA



DE PILETAS

EDIFICIOS DE CONTROL Y FILTROS

PARQUE

CANCHA DE FOOTBALL

CIRCUITO TRANSF. B  
 CIRCUITO TRANSF. C  
 CIRCUITO TRANSF. D

LINEAS DE ALTA TENSION  
 2400 V. 3 FASES 60 C

TRANSF. B  
 37.5 KVA 1 Ø  
 2400 / 240-120 V.

TRANSF. C  
 37.5 KVA 1 Ø  
 2400 / 240-120 V.

TRANSF. D  
 37.5 KVA 1 Ø  
 2400 / 240-120 V.

TANQUES DE AGUA FILTRADA

FILTROS

CAPILLA

COMISARIATO

CLUB

ESCUELA

SISTEMA DE ALUMBRADO ELECTRICO, PUBLICO Y RESIDENCIAL,  
 DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO, CAMPAMENTO "LA TOMA"