

BARRA OESTE No. 2

EDUARDO ROMERO ARTETA

1.968

6

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL
TITULO DE INGENIERO EN LA ESPE-
CIALIZACION DE INGENIERIA ELEC-
TRICA DE LA ESCUELA POLITECNICA
NACIONAL.

BARRA OESTE N° 2

(Parte del Plan Maestro de Distribución
de la ciudad de Quito).

EDUARDO ROMERO ARTETA

Quito, Abril de 1968.



Ingeniero: ARTURO MORA VELAZ

Director de T E S I S.

DEDICATORIA :

A mis padres ejemplos
de honradez, abnegación
y trabajo.

AGRADECIMIENTO

Al Sr. Ingeniero Arturo Mora Velez
por la colaboración prestada en la
Dirección de esta Tesis.

INDICE

<u>INTRODUCCION</u>	Página
Información básica.	I
Importancia y justificación de la obra.	II
<u>CAPITULO I. DISEÑO ELECTRICO DE LA LINEA.</u>	
1.1.- POTENCIA A TRANSMITIRSE EN LA BARRA COSTE N° 2	1
1.1.1.- Generalidades.	1
1.1.2.- Estudio de la demanda y número de consumidores	2
1.1.3.- Capacidad instalada en subestaciones.	13
1.1.4.- Conclusiones	16
1.2.- SELECCION DEL NUMERO DE CIRCUITOS	18
1.2.1.- Criterios y selección de circuitos	18
1.3.- TENSION DE LA LINEA.	21
1.3.1.- Consideraciones generales.	21
1.3.2.- Sistema actual de subtransmisión.	21
1.3.2.1.- Generalidades.	21
1.3.2.2.- Analisis del sistema de subtransmisión	23
1.3.3.- Alternativas propuestas al sistema actual de subtransmisión.	28
1.3.4.- Analisis de las alternativas.	35
1.3.5.- Costo de las componentes de las alternativas	44
1.3.5.1.- Costo por kilómetro de una línea de 46 KV	44
1.3.5.2.- Costo por kilómetro de una línea de 69 KV	46
1.3.5.3.- Costo de las subestaciones de distribución	46
1.3.5.4.- Costo de una subestación de transformación de 46/69 KV.	49
1.3.5.5.- Costo de la Barra Coste N° 2, alternativa(a)	51
1.3.5.6.- Costo de la Barra Coste N° 2, alternativa(b)	52

1.3.6.- Subestaciones de interconexión	53
1.3.6.1.- Generalidades.	53
1.3.6.2.- Costo de las subestaciones de interconexión 230/46 KV.	56
1.3.6.3.- Costo de la subestación de interconexión 230/69/46 KV.	58
1.3.7.- Consideraciones y conclusiones	60
1.4.- SELECCION DEL TIPO DE CONDUCTOR A UTILIZARSE EN LA LA LINEA DE TRANSMISION A BASE DE CONSIDERA- CIONES TECNICO-ECONOMICAS.	66
1.4.1.- Generalidades	66
1.4.2.- Conductores homogéneos.	69
1.4.2.1.- Conductores de cobre	69
1.4.2.2.- Conductores de aluminio grado (NC)	69
1.4.2.3.- Conductores de Aleación de Aluminio	71
1.4.3.- Conductores compuestos	72
1.4.3.1.- Conductores de cobre con alma de acero en- tre hilos de cobre	72
1.4.3.2.- Conductores de Aluminio Acero.	73
1.4.4.- Conclusiones.	75
1.5.- SECCION DE LOS CONDUCTORES	84
1.5.1.- Generalidades.	84
1.5.2.- Cálculo de la sección económica.	86
1.5.3.- Comprobación de la sección del conductor aten- diendo a la elevación de la temperatura.	104
1.5.4.- Conclusiones.	116
1.6.- DISPOSICION DE LOS CONDUCTORES EN LA BARRA OESTE Nº 2.	119
1.6.1.- Generalidades.	119

1.7.-	SEPARACION ENTRE CONDUCTORES	122
1.7.1.-	Generalidades.	122
1.7.2.-	Conclusiones.	125
1.8.-	ALTURA DE LOS CONDUCTORES	127
1.8.1.-	Generalidades.	127
1.8.2.-	Conclusiones.	129
1.9.-	SEPARACION MINIMA EN LOS CONDUCTORES DE SU <u>A</u> POYO	131
1.9.1.-	Generalidades.	131
1.9.2.-	Conclusiones.	132
1.10.-	PROTECCION EN LA LINEA CONTRA CAUSAS EXTERNAS	133
1.10.1.-	Generalidades.	133
1.10.2.-	Métodos de protección.	137
1.10.3.-	Factores de diseño	139
1.11.-	CABLE PROTECTOR O CABLE DE TIERRA.	140
1.11.1.-	Generalidades.	140
1.11.2.-	Sección del cable protector.	142.
1.11.3.-	Disposición del cable protector.	145
1.11.4.-	Distancia mínima vertical, entre el hilo de guardia y los conductores de fase.	147
1.11.5.-	Grado de protección de la línea con el cable protector.	148
1.12.-	PUNTA A TIERRA DE LAS ESTRUCTURAS O POSTES DE LA LINEA.	149
1.12.-1.	Generalidades.	149
1.12.2.-	Diseño de las jabalinas o barras metálicas	152
1.12.3.-	Material de las jabalinas.	153
1.12.4.-	Longitud de las jabalinas metálicas.	153
1.12.5.-	Localización de las varillas o jabalinas en la línea.	157

CAPITULO II.- CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LA LINEA
Y AISLAMIENTO.

2.1.- CONSTANTES ELECTRICAS DE LA LINEA.	158
2.1.1.- Generalidades.	158
2.1.2.- Resistencia a la corriente de secuencia positiva y negativa.	159
2.1.3.- Reactancia inductiva.	162
2.1.3.1.- Reactancia inductiva a las corrientes de secuencia positiva y negativa.	162
2.1.3.2.- Resistencia y reactancia inductiva a las corrientes de secuencia cero.	172
2.1.4.- Reactancia capacitiva	179
2.1.4.1.- Reactancia capacitiva "shunt" a las corrientes de secuencia positiva y negativa.	180
2.1.4.2.- Reactancia capacitiva "shunt" a las corrientes de secuencia cero.	182
2.1.5.- Conductancia de la linea.	188
2.2.- CAIDA DE TENSION Y REGULACION DE LA LINEA	189
2.2.1.- Generalidades.	189
2.2.2.- Cálculo de la caída de tensión y regulación de la Barra Oeste N° 2	193
2.2.2.1.- Caída de tensión para el primer caso en estudio.	194
2.2.2.2.- Caída de tensión para el segundo caso en estudio.	217
2.2.2.3.- Caída de tensión para el tercer caso en estudio.	220
2.2.2.4.- Caída de tensión para el cuarto caso en estudio.	222
2.3.- PERDIDAS DE POTENCIA EN LA BARRA OESTE N° 2.	226

2.3.1.- Generalidades.	226
2.3.2.- Pérdida de potencia para el primer caso en estudio.	226
2.3.3.- Pérdidas de potencia para el segundo caso en estudio.	229
2.3.4.- Pérdidas de potencia para el tercer caso en estudio.	230
2.3.5.- Pérdidas de potencia para el cuarto caso en estudio.	232
2.4.- PERDIDAS DE ENERGIA EN LA BARRA OESTE N° 2.	234
2.4.1.- Generalidades.	234
2.4.2.- Pérdidas de energía para el primer caso en estudio.	235
2.4.3.- Pérdidas de energía para el cuarto caso en estudio.	237
2.5.- EFECTO CORONA	238
2.5.1.- Generalidades.	238
2.5.2.- Cálculo de el efecto corona en la Barra Oeste N° 2	247
2.6.- AISLADORES	251
2.6.1.- Generalidades.	251
2.6.2.- Condiciones eléctricas de los aisladores	252
2.6.3.- Características mecánicas de los aisladores	266
2.6.4.- Selección de los aisladores para la Barra Oeste N° 2.	267
2.6.4.1.- Generalidades.	267
2.6.4.2.- Número de aisladores de suspensión en cadena.	270
2.6.4.3.- Aisladores horizontales tipo poste.	275

CAF

3.1.- GENERALIDADES.	278
3.2.- LAS CURVAS CATEBARIA Y PAPIROLA.	280
3.3.- ESFUERTOS QUE ACTUAN SOBRE LOS CONDUCTORES	285
3.3.1.- La acción del viento.	285
3.3.2.- La acción de la temperatura.	288
3.3.3.- Peso adicional de la nieve o hielo	289
3.3.4.- La elasticidad del conductor.	289
3.3.5.- Conclusiones.	289
3.4.- HIPOTESIS ASUMIDAS.	289
3.5.- ECUACIONES DEL CAMBIO DE CONDICIONES.	290
3.6.- CALCULO DE LA BARRA OESTE N° 2.	292
3.6.1.- Características de los conductores de fase o hilo de guardia.	292
3.6.2.- Cálculo mecánico para los conductores de fase.	293
3.6.3.- Cálculo mecánico para el hilo de guardia o cable de tierra.	307
3.7.- COMPROBACION EN LA SEPARACION ENTRE CONDUCTORES	317
3.8.- REPLANTEO DE LOS APOYOS	318
3.9.- CASOS DE VARGO EN GRAN LONGITUD Y APOYOS DES- NIVELADOS.	323
CONCLUSIONES.	324
BIBLIOGRAFIA	326

T A B L A E

1.1.- Demanda actual.	4
1.2.- Valores estadísticos de la demanda	7
1.3.- Producción de la demanda y consumidores.	11
1.4.- Porcentajes de la demanda por clase de consumi- dores.	12

1-5.- Costos estimados de líneas de transmisión por milla en porcentajes.	19
1-6.- Resumen de costos de las diversas alterna- tivas.	65
1-7.- Resumen comparativo de las características de los diversos conductores. Valores medios.	80
1-8.- Características físicas de los conductores.	81
1-9.- Características eléctricas de los conducto <u>r</u> res.	82
1-10.- Precio base de los conductores en porcen <u>t</u> aje	83
1-11.- Costos anuales de energía perdida y gastos de inversión para varias secciones de con- ductores: de Aluminio-Acero (ACSR), 26Al/7 Acero.(por Km).	100
1-12.- Costos anuales de energía perdida y gastos de inversión para varias secciones de con- ductores de Aluminio-Acero (ACSR) 30 Al/7 Acero.	101
1-13.- Velocidades medias del viento en Quito.	106
1-14.- Vatios disipados por los conductores	108
1-15.- Resistencia de los conductores en corrien <u>t</u> e continua.	110
1-16.- Resistencia de los conductores en corrien <u>t</u> e alterna.	113
1-17.- Superficie de los conductores.	114
1-18.- Dimensiones de los conductores preselec- cionadas. ACSR.	118
1-19.- Especificaciones de IECOML sobre la altura de los conductores.	128

1-20.- Principales características del cable acero galvanizado. Del Almsowald y del Coppewald.	141
1-21.- Características del cable de acero galvanizado de $3/8"$.	144
2-1.- Resistencia de los conductores.	152
2-2.- Reactancia inductiva de los conductores.	172
2-3.- Resistencia y reactancia inductiva de los conductores por milla.	176
2-4.- Resistencia y reactancia inductiva de los conductores por Km.	179
2-5.- Reactancia capacitiva de secuencia positiva y negativa de los conductores.	182
2-6.- Reactancia capacitiva de secuencia cero de los conductores.	188
2-7.- Valores de porcentajes de regulación para la Barra Ceste N° 2.	213
2-8.- Porcentajes de regulación para los diferentes casos en estudio para la Barra Ceste N° 2.	225
2-9.- Porcentajes de pérdidas de potencia en la Barra Ceste N° 2.	233
2-10.- Factores de corrosión debido a la altura.	255
2-11.- Datos generales de los aisladores en líneas de estructura de acero.	265
2-12.- Tensión de contorno y factores de seguridad para los aisladores de suspensión.	271
2-13.- Características de los aisladores de suspensión.	273
2-14.- Valores eléctricos para una cadena de aisladores de suspensión.	274
2-15.- Tensión de descarga y factores de seguridad para los aisladores horizontales tipo poste.	279

2-16.- Características de los aisladores tipo poste	276
3-1.- Valores de las flechas para una temperatura de 50°C y tensión específica: 3,41Kgr/cm ² de los conductores de fase.	300
3-2.- Valores de las flechas para un vano promedio de 100 m, a diferentes temperaturas y tensiones de los conductores de fase.	304
3-3.- Valores de las flechas para diferentes vanos, tensiones y temperaturas, sin sobrecarga, de los conductores de fase.	306
3-4.- Valores de las flechas para una temperatura de 50°C, tensión específica de 16 Kgr./cm ² , del hilo de guardia.	310
3-5.- Valores de las flechas para un vano medio de 100 metros a diferentes temperaturas y tensiones del hilo de guardia.	315
3-6.- Valores de las flechas para diferentes vanos, tensiones y temperaturas del hilo de guardia.	316

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

Información básica:

El plan Maestro de Distribución de la ciudad de Quito, está alimentado por un sistema de subtransmisión de 46 KV., llamado barras, que forman varios lazos alrededor de la ciudad.

El presente se halla construido la Barra Este N° 2, que como su nombre lo indica, está en la parte Oriental de la ciudad y une la subestación Sur ubicada en Luluncoto con la subestación Norte situada detrás del Estadio Olímpico.

El proyecto de esta tesis contempla el diseño de la Barra Oeste N° 2, que es la parte complementaria del primer lazo del sistema de subtransmisión de la ciudad de Quito. Esta Barra unirá las dos subestaciones antes citadas pero siguiendo una ruta diferente, esto es por la parte occidental de la ciudad. (Ver plano P-1).

La Barra Oeste N° 2, alimentará a las subestaciones números 5, 7, 9, 11 y 13, las que tendrán una capacidad instalada en su última fase de 12,500 KVA cada una y su tensión será — 46/6,3 KV.

Más adelante se hará una descripción más detallada del sistema actual de subtransmisión.

Del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Empresa Eléctrica Quito S.A. y del libro titulado: "Proyecto Cumbayá". -Revisión del proyecto de ampliación de servicios eléctricos de la ciudad de Quito, realizado por R.J. Tipton Associated Engineers Inc. Febrero de 1957, se obtuvo la información básica - para ser utilizada en este estudio, como son entre otros, los datos relativos al sistema actual de Distribución y Subtransmisión, en lo referente a la capacidad instalada, demanda máxima alcanzada en los últimos años, energía consumida, factor de carga, número de consumidores y planos topográficos de la Barra Oeste N° 2.

En el estudio de esta tesis se aplicarán en lo posible las normas de INECEL y los reglamentos internacionales de diseño y construcción de líneas aéreas eléctricas.

Importancia y justificación de la obra.

La calidad y eficiencia de un sistema eléctrico y más específicamente de un sistema de transmisión, subtransmisión y distribución, puede ser definido por tres factores principales y que son la frecuencia y sus límites en que ésta es constante, el voltaje y los límites en que éste es constante, y la continuidad del servicio.

Al mantener estos tres factores dentro de un nivel técnico factible se fomenta un incremento en la demanda reflejado por un

umento en la confianza de los consumidores en su sistema eléctrico.

Esta continuidad de servicio y flexibilidad de operación se aumenta al tener un sistema de subtransmisión de lazo y esto se obtendrá en Quito al instalar la Barra Oeste N° 2.

Además de esto, un buen criterio técnico-económico requiere una propia coordinación del costo relativo y de la seguridad de los sistemas de subtransmisión y distribución. Es obvio que sería igualmente irrazonable ya sea suministrar un costoso y altamente seguro sistema secundario mallado desde un sistema radial inseguro de subtransmisión o construir a un costoso sistema mallado de subtransmisión para suministrar a un largo sistema de distribución radial, que no está equipada con un adecuado sistema de seccionalización y con conexiones de emergencia, de aquí pues la importancia y la justificación de la construcción de la Barra Oeste N° 2 que completando el anillo de subtransmisión da mayor seguridad al sistema de distribución de la ciudad de Quito.

Claro está que al tener un sistema de subtransmisión en lazo al aumentarse la solidez eléctrica del sistema aumenta también el costo de la obra, pero este incremento en el costo económico queda plenamente compensado con las ventajas técnicas del sistema de anillo.

CAPITULO I

DISEÑO ELECTRICICO DE LA BARRA

1.1.- POTENCIA A TRANSMITIRSE EN LA BARRA COSTE N° 2.

1.1.1.- GENERALIDADES.

Ningún sistema debe ser diseñado para satisfacer únicamente la demanda presente, siempre se debe considerar el posible aumento de la demanda en el futuro, para un período factible y económico, que es diferente para cada caso, y a base de este estudio de demanda probable se hace su diseño.

El principal problema en la industria eléctrica en el Ecuador que ha afectado notablemente en sus progresos de electrificación, ha sido la falta de recursos económicos. En base de esto, muchas veces, un sistema eléctrico ha sido diseñado únicamente para abastecer sus necesidades actuales y presentes de determinada región, con el consiguiente resultado que a la fecha de la terminación de la obra, esta ya no alcanza a abastecer el sistema, pues la demanda a ese entonces, es mayor que la capacidad para la cual ha sido construido el proyecto.

La Barra Coste N° 2 es parte de un sistema de subtransmisión tipo lazo. Un sistema de subtransmisión es generalmente diseñado con mayor flexibilidad, que el que podría requerir un sig

tesa de transmisión. Pasa mientras las líneas de transmisión son diseñadas para una capacidad requerida, determinada por las condiciones de potencia de la central o centrales generadoras o de las interconexiones de sistemas, las líneas de subtransmisión deben ser planificadas y diseñadas para poder entregar potencia y energía eléctrica en varios puntos a subestaciones de distribución, con los muy probables aumentos en el futuro de subestaciones y extensiones de circuitos en sitios y a lo largo de la ruta de la línea que no siempre se los puede estudiar en avance.

1.1.2.- ESTUDIO DE LA DEMANDA Y RESERVA EN CONSUMIDORES.

En base de lo analizado anteriormente y para tener una idea general, se ha hecho en esta parte de la tesis un breve estudio del crecimiento de la demanda para todo el sistema de la ciudad de Quito, a base de datos suministrados por la Empresa Eléctrica Quito S.A., sobre capacidad, energía y número de consumidores en el período de 1.945 a 1.965, los mismos que se indican en la tabla 1-1.

Se ha calculado el porcentaje de incremento anual para los años 1.945 - 1.965 por períodos de 5 y 20 años, que se indican en el mismo cuadro, con el objeto de encontrar un índice que pueda guiar en el pronóstico de la demanda y energía futura. El incremento para cada año no se ha indicado, pues este incremento, en planificación y en diseño solo tiene un interés particular.

Al hacer un breve examen de este cuadro, se puede concluir que el sistema no ha tenido un desarrollo normal, pues ha habido etapas en que la demanda ha estado limitada por la falta de capacidad de generación instalada que ha impedido su normal crecimiento y con la consiguiente consecuencia que una vez solucionada momentáneamente este déficit, lógicamente el crecimiento anual sube rápidamente a niveles que no son normales dentro de la industria eléctrica, para luego en los años inmediatamente posteriores bajar paulatinamente tendiendo hacia niveles normales de crecimiento de la demanda eléctrica. Este caso o casos ha sido el proceso de desarrollo del sistema de la ciudad de Quito.

Por tanto, en base de lo dicho anteriormente, no se podría proyectar este crecimiento de la demanda en capacidad y energía a base del crecimiento que durante el período de los últimos 20 años ha sido del orden del 9,1% sin antes tener en cuenta que este valor ha sido afectado por un déficit en capacidad de generación instalada, que solo dentro de los últimos años ha sido solucionado dentro de las posibilidades económicas de la Empresa Eléctrica Quito S.A., y por otro lado, se añade a esto, que se puede decir que se está en una etapa de expansión inicial donde el crecimiento de la demanda es rápido para luego en las etapas subsiguientes disminuir a valores normales.

Para la proyección de esta demanda en el futuro, teniendo en cuenta los razonamientos expuestos, sabiendo que su crecimiento está en función logarítmica se ha graficado los valores de

DEMANDA ACTUAL

AÑO	Número de Consumidores	Hóras Demanda (MW)	Energía (MW-Año)**	Factor Carga %
1.945	5.127	6,44	3,49	54,5
1.946	15.790	7,84	3,66	49,4
1.947	18.202	8,70	4,46	51,5
1.948	20.370	9,60	4,82	50,5
1.949	22.403	10,30	5,06	49,0
1.950	24.652	10,90	5,72	53,2
Σ °	36,9	10,26		
1.951	26.910	10,90	6,37	58,5
1.952	28.738	10,90	6,79	61,8
1.953	30.779	12,90	7,39	57,4
1.954	33.121	13,10	8,03	61,2
1.955	32.579	13,30	8,59	64,7
Σ °	5,74	4,83		
1.956	34.314	13,40	8,90	66,4
1.957	35.541	15,11	8,77	58,0
1.958	39.077	17,89	9,99	55,8
1.959	41.697	20,26	10,98	54,2
1.960	45.109	22,26	12,01	54,1
Σ °	6,74	10,85		
1.961	48.605	27,36	13,38	48,9
1.962	50.908	29,80	15,11	50,7
1.963		32,32	16,26	50,4
1.964	54.533	34,50	17,76	51,4
1.965	57.009	37,00	19,00	51,4
Σ °	4,83	10,69		
1.945-				
1.965 Σ	12,80	9,13		

* Porcentaje de incremento en período de 5 años.

** Ha sido calculado en base 8,760 horas por año.

AÑO				
1.975	83,000	74,00	38,00	51,4
1.985	120,000	148,00	76,00	51,4
1.965 -				
1.985 %	3,78 %	7,2 %	7,2 %	

dos para el período 1.945 - 1.965 en un papel semilogarítmico, Fig. 1-1 y luego se ha hecho un cálculo gráfico, o sea se ha proyectado una línea recta, que toma en cuenta los criterios antes enunciados lo que da un nivel de incremento anual promedio de 7,2% para capacidad y energía para el período 1.965 - 1.985. De lo que se deduce que sus valores se duplicarían cada 10 años.

Se ha usado este método gráfico por ser el más aconsejado para esta clase de proyecciones, pues este método tiene en cuenta criterios que difícilmente podrían ser puestos en fórmulas matemáticas y por esta razón en Estadística Aplicada se recomienda utilizar estos procedimientos.

Este porcentaje parece ser relativamente alto, ya que por ejemplo, el promedio de incremento anual en los Estados Unidos de Norteamérica es del 6,6% (dato calculado a base de informaciones indicadas en el National Power Survey publicado por Federal Power Comisión, 1.964), en estudios de proyección de demanda no coincidente hasta el año 1.980; en el sistema de Quieto hay que tener en cuenta que se está en una etapa de desarrollo inicial de electrificación, donde como se ha indicado, el incremento anual es relativamente alto.

De allí, que si se utiliza un método matemático para analizar un crecimiento de la demanda resultará hasta cierto punto inexacto, pues este método estará influenciado en sus valores por sus características extremas que se deben a que su crecimiento no ha sido normal debido a las causas ya anotadas.

Con todo se utilizará a continuación el método de los cuadros mínimos aplicándole a una ecuación exponencial que podría representar la ecuación del crecimiento de la demanda eléctrica.

Como se ha indicado, los datos de la demanda han sido dibujados en un papel semilogarítmico y como aparece que este crecimiento es más o menos lineal por ser la etapa de crecimiento de la demanda, por tanto parece conveniente el uso de la ecuación tipo $Y_0 = ab^X$, que es una función exponencial muy utilizada por las compañías de Electricidad en los Estados Unidos en esta clase de estudios.

Se pudo haber analizado una serie de curvas para ver la que mejor conviene como la curva de Gompertz $Y_0 = kab^X$ u otras dependiendo de tal o cual criterio.

Por tanto si se tiene una curva exponencial $Y_0 = ab^X$ y se la pone en forma logarítmica se tiene:

$\log. Y_0 = \log. a + X \log. b$ que es una línea recta en términos de X y de $\log. Y_0$. Las ecuaciones normales según este método son:

- I) $\sum \log. Y_0 = N \log. a + b \sum X$
- II) $\sum X \log. Y_0 + \log. a \sum X + \log. b \sum X^2$

Si se considera que el origen X puede ser tomado en la mitad del período en estudio. Entonces, $X = 0$; por lo que estas q uaciones pueden ser escritas de esta manera:

$$I) \leq \log Y = N \log a$$

$$II) \leq N \log Y = \log b \leq X^2$$

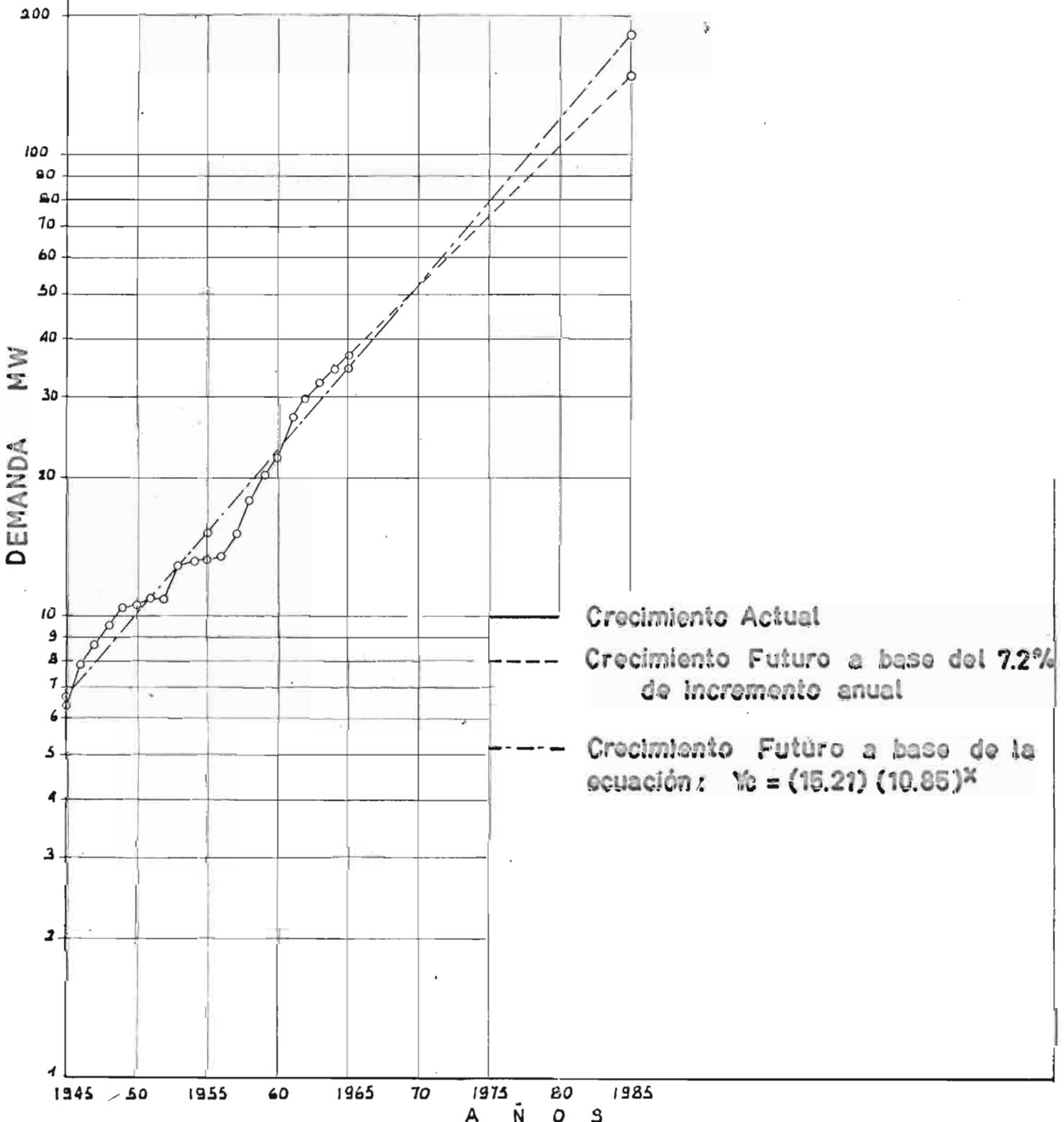
A continuación se ha puesto la tabla 1-2 con los valores para encontrar la línea recta logarítmica de la demanda eléctrica en MW en el período de 1.945 - 1.965 del sistema de la Empresa Eléctrica de la ciudad de Quito.

TABLA 1-2 VALORES ESTADÍSTICOS DE LA DEMANDA

AÑO	X	DEMANDA MW	Log. Y	Nlog. Y	Log Yo	Yo
1.945	-10	6,44	0,808886	-8,088886	0,825879	6,697
1.946	-9	7,54	0,874616	-8,048844		
1.947	-8	8,70	0,939519	-7,516152		
1.948	-7	9,60	0,982271	-6,875897		
1.949	-6	10,30	1,012837	-6,077022		
1.950	-5	10,50	1,021189	-5,105945		
1.951	-4	10,90	1,037426	-4,149704		
1.952	-3	10,90	1,037426	-3,112876		
1.953	-2	12,90	1,105990	-2,221180		
1.954	-1	13,10	1,117271	-1,117271	1,146540	14,01
1.955	0	13,30	1,123892	0,0	1,182169	15,21
1.956	1	13,40	1,127105	1,127105	1,217798	16,51
1.957	2	15,11	1,179264	2,358528		
1.958	3	17,89	1,252610	3,757830		
1.959	4	20,26	1,306639	5,226556		
1.960	5	22,26	1,347525	6,737625		
1.961	6	27,36	1,437116	8,622696		
1.962	7	29,80	1,474216	10,319512		
1.963	8	32,32	1,509471	12,075768		
1.964	9	34,90	1,537819	13,840371		
1.965	10	37,00	1,568202	15,682020	1,53459	14,55
			24,825590	27,434862		

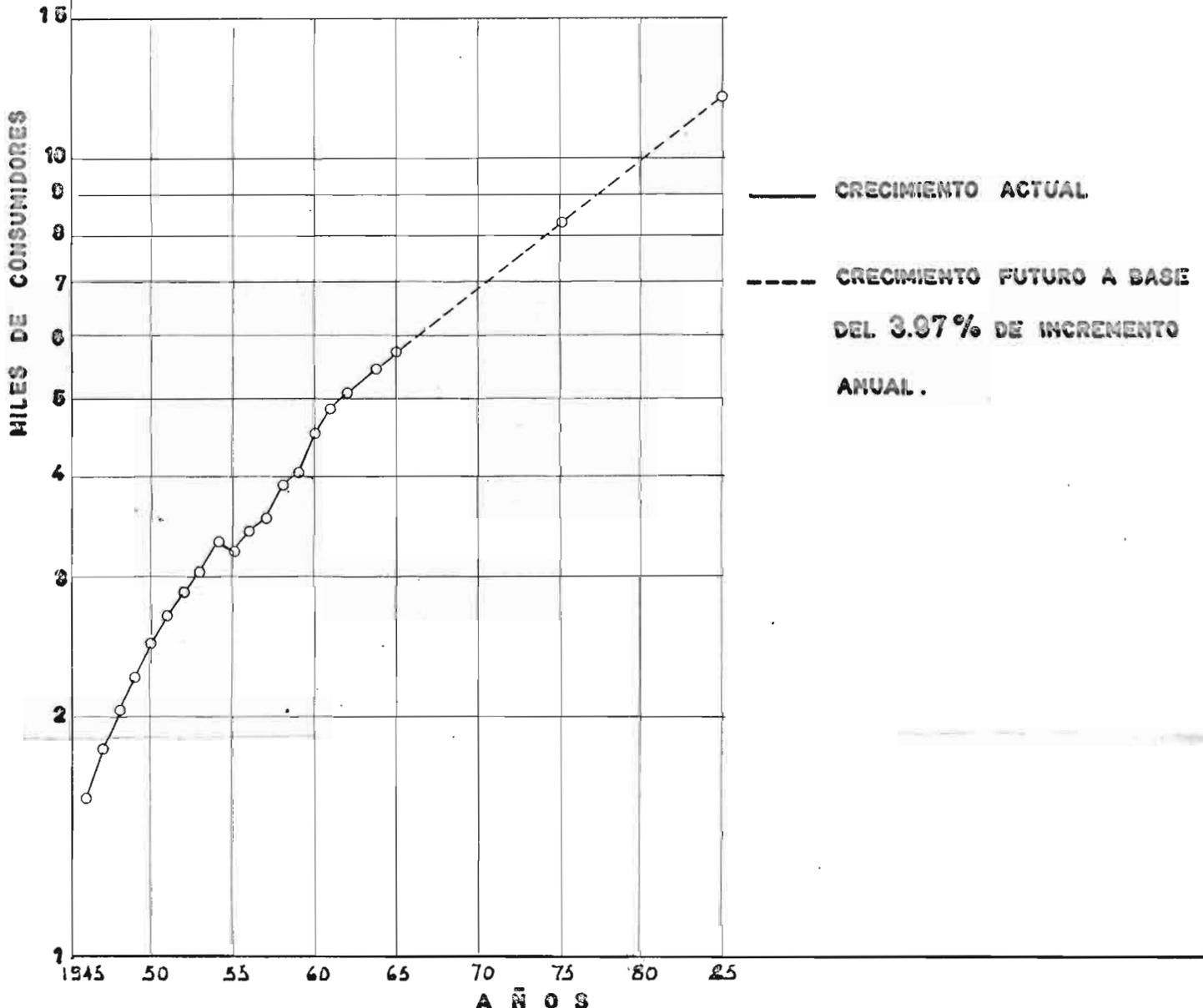
Empleando las sumas indicadas en la tabla 1-2 y usando $\leq X^2$

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN EL SISTEMA DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.



- - - - - Crecimiento Actual
 - - - - - Crecimiento Futuro a base del 7.2% de incremento anual
 - - - - - Crecimiento Futuro a base de la ecuación: $Y_c = (15.21)(10.85)^x$

CRECIMIENTO DEL NUMERO DE CONSUMIDORES EN EL SISTEMA DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.



de tablas estadísticas se reemplaza en las ecuaciones I) y II) y se tiene,

$$\begin{aligned} \text{I)} \quad 24,523550 &= 21 \log a \\ \log a &= 1,162169 \\ \text{II)} \quad 27,434862 &= 770 \log b \\ \log b &= 0,035629 \end{aligned}$$

La expresión de la ecuación en forma logarítmica es:

$$\log Y_t = 1,162169 + 0,035629X$$

Origen: año de 1.935; Unidades de X = 1 año.

Para obtener a y b se toman los antilogaritmos de log a y de log b y se puede escribir la ecuación en su forma natural:

$$Y_t = (15,21) (10,65)^X$$

Esta ecuación nos indica que 15,21 MW es el valor de la ecuación para el año de 1.935 y que durante el período bajo consideración (1.945 - 1.965) la demanda eléctrica (MW) tuvo un crecimiento anual del 8,3%. Se puede indicar también que 15,21 MW es el valor medio geométrico de todos los valores de Y.

Si se proyecta la demanda eléctrica haciendo uso de esta ecuación hacia el año de 1.985 se obtiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Año de 1.985; } X = 30; \quad \log Y_t &= 1,162169 + 1,068870 \\ \log Y_t &= 2,231039 \quad \underline{Y_t = 170 \text{ MW}} \end{aligned}$$

Como se ve la demanda para el año de 1.985 utilizando esta fórmula exponencial es de 170 MW en vez de 143 MW que fue calcula-

de gráficamente, tomando en cuenta los criterios y los razonos antes expuestos y que por lo mismo no pueden ser resumidos en una fórmula, de allí que en esta tesis se utilice el criterio de un crecimiento anual del 7,2% en vez de 8,5%, ya que este último porcentaje parece ser alto pues el método que se utilizó está influenciado por las diferencias extremas que hubieron en el período de 1.945 a 1.965.

En la figura 1-1 se ha dibujado esta ecuación exponencial que como está representada en papel semilogarítmico aparece en forma de una línea recta. En este dibujo se puede ver los dos criterios antes expuestos más objetivamente.

En cuanto al número de consumidores, su crecimiento se ha calculado en un 3,78% anual en un período de 20 años, esto está de acuerdo a un gráfico gráfico mostrado en la figura 1-2 y además se ha tomado en cuenta el aumento demográfico de la ciudad de Quito, tomando de datos proporcionados por el departamento municipal de planificación de la ciudad de Quito.

El porcentaje de crecimiento del número de consumidores es menor que el de la demanda, lo que indica que habrá un crecimiento importante en la industria dentro del área de Quito, lo que contribuye a un crecimiento rápido en la demanda, más no en el número de consumidores.

Además este indicador que la cantidad de Kwh-hora consumidos por

cliente será mayor que el actual, lo que muestra que el consumidor utilizará más energía eléctrica para distintos fines, apoyados en la confianza en su sistema, en el progreso general del país con la correspondiente elevación del nivel económico.

En este estudio se habla de un período de 20 años, por ser este un espacio de tiempo normal que se utiliza generalmente para estos estudios de factibilidad para proyectos de subtransmisión y distribución.

En continuación se pone la tabla 1-3 que hace un resumen de los valores obtenidos gráficamente:

TABLA 1-3

PROYECTIVO DE LA DEMANDA Y CARGAMIENTO

	ACTUAL	PROYECTIVO		% DE CRECIMIENTO
	1.963	1.975	1.985	
Demanda, capacidad (KV)	37,0	74,0	148,0	7,2
Demanda, Energía (KWH-año)	19,0	38,0	76,0	7,2
Consumidores	57.009	83.000	120.000	3,78

De estos datos indicados para todo el sistema de Quito, se debe hacer el estudio del porcentaje de la demanda máxima que estará dentro de los límites que comprende el lazo en estudio o sea alimentado por las barras Oeste N° 2 y Este N° 2.

Se ha asumido que un 55% de la demanda máxima estará dentro de este lazo, esto se ha concluido en base de datos actuales (1.965) de porcentajes de demanda por tipo de consumidor y que han servido para proyectar hacia el año de 1.985 como se indica en la siguiente tabla 1-4.

T A B L A 1-4

PORCENTAJES DE DEMANDA POR CLASES DE CONSUMIDORES

CLASES	ACTUAL %	P R O B O S T I C O		% 1.985
	1.965	Dentro del lazo	Fuera del lazo	T O T A L
Residencial	43	28	14	42
Industrial	24	3	25	30
Comercial	14	14	2	16
Otros	19	8	4	12
T O T A L	100%	55%	45%	100%

Es necesario aclarar que la división de porcentajes de demanda dentro y fuera de la zona de estudio para el año de 1.985 se ha hecho en base de consideraciones del posible desarrollo urbano de la ciudad de Quito, en sus diferentes aspectos, como son, el residencial, comercial e industrial afectados por las situaciones geográficas y económicas de la zona y que por tanto son muy susceptibles de variación ya sea por cambios imprevistos en la zona o por criterios personales que afectan en esta clase de análisis, pero que no influyen

ciencia mayormente en el porcentaje total, que es que interesa en este estudio y que es el punto de partida para otras conclusiones.

En base a esta distribución indicada en la tabla 1-3 se puede calcular la demanda que tendrá el lazo de subtransmisión y éste será de aproximadamente de 80 MW para el año de 1985.

Por otro lado, si se toma en cuenta y si se analiza el sistema de la ciudad de Quito tal cual está planificado y estudiado por la Empresa Eléctrica Quito S.A. se puede llegar a conclusiones diferentes, por eso es muy importante entrar a analizar brevemente este sistema bajo estas condiciones para poder llegar a un resultado y poder llegar a conclusiones que puedan ser utilizadas con mayor objetividad dentro de esta tesis.

1.1.3.- CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES.

Teniendo en cuenta la descripción general sobre el plan Maestro de Distribución de la ciudad de Quito, indicada en la introducción de esta tesis, se debe añadir que este sistema ha sido previsto para la construcción por etapas.

En lo que se refiere a subestaciones, en una primera etapa se instalarán 10 subestaciones con una capacidad inicial cada una de 5000/6250 KVA, pero en una segunda etapa duplicarse esta capacidad por subestación, a 10.000/12.500 KVA dando un total de capacidad instalada máxima dentro del lazo de 125 MVA, lo que equivale a 112,5 MW a un factor de potencia de 0,9 puesto que

la mayor parte del sistema dentro del lazo en estudio está afectado principalmente por un tipo de carga residencial (ver tabla 1-4) y de ahí que se pueda asumir este factor de potencia.

De acuerdo al estudio de la demanda efectuado anteriormente, se conoce que esta subiría dentro del lazo de 80 MW para el año de 1985, lo que equivale aproximadamente a 90 MVA.

En condiciones normales, el sistema tal cual está diseñado en la actualidad podría soportar esta carga, y aún más se encontraría un criterio de reserva de 35 MVA en capacidad instalada equivalente al 38%, que aunque este valor es alto, puede ser aceptado.

En condiciones anormales o sea cuando por una falla o daño, una Barra de Subtransmisión salga fuera de servicio, con esta - la Barra Certe N° 2 o la Esta N° 2, la otra barra deberá soportar toda la carga del sistema que se ha estimado que sería de 90 MVA.

En este caso las subestaciones alimentadas por la Barra que - continúe en operación y servicio, podrían soportar esta sobrecarga de una forma transitoria, pues tendría una sobrecarga de 144%, y dado que los transformadores usados en las subestaciones son del tipo OA/FA, esta sobrecarga podrían soportar los transformadores sin ser afectados en su vida normal es decir, únicamente por un tiempo máximo de una hora.

El tiempo de reparación es una función variable pues depende de la clase de daño o falla en la barra, como factor principal, pero en todo caso este tiempo de una hora es corto para la reparación de una falla, se debe considerar que para daños de mayor duración, ciertamente la sobrecarga afectaría a la vida probable de los transformadores de las subestaciones.

Lo procedente por tanto sería hacer un estudio del tipo de diseño actual de las subestaciones y de las barras de subtransmisión, para poder utilizar mejor la capacidad instalada de las subestaciones, que pueden soportar una máxima carga que puede ocurrir hasta un período mayor del estudiado de 30 años.

Al tratar a más adelante en esta tesis sobre la tensión a utilizarse en la Barra Oeste N° 2, discutiré brevemente sobre ciertos cambios que se juzgan convenientes para una mejor utilización y seguridad del sistema de subtransmisión y subestaciones de la ciudad de Quito, sobre todo al tener en cuenta, que este tipo de subtransmisión alimenta a sectores de la ciudad que por su importancia administrativa, comercial y residencial, se debe procurar a que cualquier falla del sistema afecte de la menor forma posible estos consumidores.

Si se considera que cuando se introduzcan estos cambios en el sistema se podrá utilizar un 100% de la capacidad instalada en las subestaciones, lógico es concluir que las Barras de subtransmisión deberán ser diseñadas para que en condiciones -

normales se porten el 50% de esta capacidad total, es decir 62,5 MVA cada Barra.

Aunque la demanda pronosticada para el año de 1.985 no llegue a esta capacidad total instalada dentro del lago, la diferencia en exceso en capacidad instalada se podría considerar como una reserva del sistema.

1.1.4.- CONCLUSIONES.

El breve estudio de la demanda ha servido para hacer un somero análisis del sistema actual, tal cual está diseñado por la Empresa Eléctrica Quite S.A. en lo relativo a su capacidad eléctrica. Una línea debe ser calculada y diseñada para transmitir o abastecer en base de la potencia instalada o de la carga posible por alimentarse dentro de un sistema.

Por tanto en base de los criterios expuestos en los párrafos anteriores para el diseño de la Barra Cente N° 2 se debe considerar no la potencia que esta transmite en condiciones normales, sino la eventualidad de que esta pueda trabajar satisfactoriamente en condiciones anormales es decir cuando existen fallas dentro del sistema de subtransmisión, como se indica mas adelante.

Pueden producirse varios tipos de fallas dentro del sistema de subtransmisión.

La falla más desfavorable para la Barra Cente N° 2 sería que esta trabaje como una línea radial y con toda la carga del siste

na, que sería de 80 MW correspondiente a la demanda calculada para el año de 1.985. Esto supondría que se ha producido una doble falla simultánea dentro del sistema o sea que la Subestación Norte e Sur hayan salido fuera de servicio conjuntamente con toda la Barra Este N° 2.

Esta doble falla sería poco probable que se produjera simultáneamente y por tanto sería hasta cierto punto antieconómico calcular la Barra Oeste N° 2 para esta posibilidad.

Pero sí se deberá calcular y diseñar la Barra Oeste N° 2 para el caso de que esta línea tenga que soportar toda la carga del sistema cuando la Barra Este N° 2 haya salido fuera de servicio, pero manteniéndose la doble alimentación a la Barra Oeste N° 2, a través de las Subestaciones Norte y Sur. Como se ha indicado esto es, que la línea tendrá que transmitir una potencia de 80 MW correspondiente al promedio de la demanda dentro del área de subtransmisión.

Las Subestaciones servidas por esta Barra trabajarán sobrecargadas hasta un 43% en estas condiciones.

Lo lógico como se puede apreciar sería el dar una mayor seguridad al sistema en su diseño y construcción para que la posibilidad de que esto ocurra se reduzca al mínimo posible dentro de lo técnico y económico.

Pero con todo la Barra Oeste N° 2, deberá ser calculada para esta posibilidad de trabajo, si ocurre esta falla.

La otra posible falla dentro del sistema sería que la subestación Norte o Sur salgan fuera de servicio indistintamente, entonces la Barra Oeste N° 2 y la Barra Este N° 2 trabajarían en dos ramas radiales en paralelo.

La carga máxima asumida para este caso para la Barra Oeste N° 2 sería igual a la máxima potencia instalada en su estación y que es servida por esta Barra, es decir de 62,5 MVA.

Como se puede apreciar esta última condición sería la falla más desfavorable para la Barra Oeste N° 2, dentro de estos dos distintos casos posibles de fallas que pueden ocurrir al sistema de subtransmisión.

En resumen estas son las posibilidades y condiciones que se asumen para el cálculo y diseño de la Barra Oeste N° 2, en lo que se refiere a la potencia a transmitir y que se seguirán para el cálculo de esta línea de subtransmisión a ser tratada en estas tesis, es decir una línea con doble punto alimentación para transmitir una potencia de hasta 60 MW o una línea radial con una potencia a transmitirse de 36,25 MW.

1.2.- SELECCION DEL NUMERO DE CIRCUITOS DE LA LINEA.

1.2.1.- Criterios y selección de circuitos.

El transporte de la energía eléctrica en la Barra Oeste N° 2 se lo puede hacer por medio de un circuito trifásico simple o de un circuito trifásico doble, dependiendo únicamente esto de la importancia del proyecto y de su justificación técnica y económica.

Las líneas trifásicas de circuito simple resultan ser las más económicas, pero su defecto principal está en los casos de daños o fallas en las que habría que interrumpir el servicio durante un tiempo largo o corto según sea la causa de la interrupción.

En continuación se ha puesto la tabla 1-5 que indica las diferencias de costo entre líneas de un solo circuito y con doble circuito montadas en estructuras de madera para tensiones de 34,5 KV y en estructuras de acero para líneas con tensiones de 69 KV y para diferentes tamaños y clases de conductores. Algunos de estos datos han sido tomados del libro "Distribution Systems" de la Westinghouse, y otros valores han sido interpolados y han sido calculados en forma de porcentajes para que puedan tener mayor significado en el estudio de esta tesis. El 100% se ha asignado al costo de la línea de un solo circuito.

T A B L A 1-5

COSTOS ESTIMADOS POR HILLA EN \$

CONDUCTOR Tamaño	VOLTAJE				CONDUCTOR Tamaño
	(1) 34,5 KV	(2) 34,5	(2) 69,0 KV	(2) 130,0 KV	
Cobre	100,0 *	100,0 *	100,0 *	100,0 *	608
500 MCM	162,0 **	147,0 **	141,0 **	135,0 **	715 MCM
350	100,0	100,0	100,0	100,0	500
	153,0	143,0	133,0	124,0	
250	100,0	100,0	100,0	100,0	336
	145,0	140,0	126,0	114,0	

- (1) Estructura de madera * Un solo circuito
 (2) Estructura de acero ** Doble circuito

De lo que se puede concluir que el incremento de costo para estructuras de acero por el empleo de doble circuito sobre el de un solo circuito varía entre un 45% a 62%, y para estructuras de acero entre el 14% al 47%. El incremento es mayor en estructuras de madera que en las de acero y depende también del tamaño del conductor y de la tensión empleada. El incremento de costo no es excesivamente alto como para deshechar la posibilidad de un doble circuito antes bien, se debe pensar seriamente sobre este uso, teniendo en cuenta que se incrementa la capacidad y la seguridad del sistema.

La Barra Coste N° 2, es parte de un sistema de línea de subtransmisión, que puede ser considerado como un sistema de líneas múltiples de dos líneas independientes que alimentan al mismo sistema, donde la interrupción del servicio se puede evitar eficazmente al diseñar para que cada Barra del línea sea capaz de soportar toda la carga del sistema que lo alimenta.

Por lo tanto, en base de una economía justificada y considerando el criterio anterior, la Barra Coste N° 2 se diseñará como una línea trifásica simple, dentro de un sistema múltiple, donde la seguridad del sistema está justificada en la capacidad de cada Barra. Pero sin embargo, en el siguiente numeral se hará un breve estudio económico para estudiar la conveniencia de utilizar un doble circuito a 46 KV o un solo circuito a 69 KV.

Se debe aclarar, que si la Barra Coste N° 2 no ha sido diseñada para soportar toda la demanda futura es necesario tal vez utilizar un doble circuito, o utilizar conductores de sección mayor o

elevar la tensión del sistema, aspecto que deberá ser analizado seriamente por la E.N.C. S.A. y aunque no es asunto de esta tesis será ligeramente mencionado en el siguiente capítulo al tratarse sobre la tensión de la línea, a ser utilizada.

1.3.- TENSION DE LA LINEA.

1.3.1.- Consideraciones Generales.-

Al presente la tensión de la línea de subtransmisión, Barra Oeste N° 2 es un dato suministrado por la Empresa Eléctrica Quito S.A. y éste es de 46 KV entre fases. Esta tensión está coordinada a la tensión de 46 KV de la Barra Este N° 2 existente y a todo el sistema de subtransmisión y transmisión de la ciudad de Quito.

Pero sin embargo, el rápido crecimiento de la demanda en la ciudad y la muy probable interconexión con otros sistemas y con otras futuras fuentes de generación, han despertado ciertas dudas sobre la conveniencia o no de continuar utilizando la tensión de 46 KV para la Barra Oeste N° 2.

Por esto a continuación se ha hecho un breve examen sobre el sistema actual de Subtransmisión, es decir de la Barra Este N° 2 y Oeste N° 2, tal cual está planificado actualmente por la Empresa Eléctrica Quito S.A..

1.3.2.- SISTEMA ACTUAL DE SUBTRANSMISION.

1.3.2.1 Generalidades.-

Completado a lo ya indicado tanto en la introducción de esta tesis

sie, como al estudiarse la potencia a transmitirse, se hará una breve descripción de las Barras de subtransmisión.

Barra Norte N° 2.

Esta Barra está diseñada y construida de un circuito simple, con doble alimentación a través de las subestaciones Norte y Sur. Los conductores de este circuito son de Aluminio-acerro (ACSR) o de Aluminio de 397,5 MCM de sección.

El calibre del ACSR o de Aluminio depende de la longitud del vano en tal o cual parte de la línea.

Barra Oeste N° 2.

Esta Barra está diseñada y no está construida todavía, de un circuito simple, con conductores de Aluminio-acerro (ACSR) de 477 MCM de sección. Esta Barra también tendrá una doble alimentación en sus extremos a través de las Subestaciones Norte y Sur.

Estas dos Barras alimentan, de acuerdo a lo ya indicado anteriormente, a 10 Subestaciones de Distribución, cinco cada Barra, a una tensión de 46/6,3 KV y con una capacidad máxima instalada cada una, ~~de~~ de 2 x 5.000/6.250 KVA.

Las subestaciones servidas por una Barra se interconectan con las servidas por la otra Barra por medio de cables expresos, en todo de baja, a una tensión de 6,3 KV, que servirán de conexión de emergencia, entre dos subestaciones situadas una en frente de otra.

Las dos Barras se interconectan directamente a través de disyuntoras en las subestaciones Sur y Norte formando el lazo de subtransmisión. En el dibujo adjunto 1-3 (a) se ha trazado esquemáticamente este diseño del sistema de subtransmisión.

En el dibujo 1-3 (b) se indica el diseño de una subestación de distribución, que es parte del sistema actual de la Empresa Eléctrica S.A..

1.3.2.2. Análisis del Sistema de Subtransmisión.

Para hacer este breve análisis, se ha considerado únicamente los siguientes aspectos, que pueden dar una pauta en el estudio del sistema de subtransmisión.

Análisis de la capacidad de transporte de las Barras Este N° 2 Oeste N° 2, en base a la demanda futura y a la capacidad instalada en subestaciones a ser servida por estas Barras. Se debe analizar la seguridad del sistema para el caso de fallas y de sus facilidades para su integración con otros posibles sistemas. La Barra Este N° 2 como se ha dicho tiene un conductor de 397,5 de ACSR o de Aluminio.

Este conductor tiene una capacidad de transporte de unos 600 Amperios aproximadamente (para una elevación de 30°C sobre una temperatura ambiente de 25°C, con una velocidad de viento de aproximadamente de 36,6 m/s). "Transmission and Distribution Reference Book". Esto es unos 48 MVA equivalente a 43,2 MW a un factor de potencia de 0,9 y a una tensión de 46 KV.

Al tenerse en cuenta las pérdidas en esta línea la capacidad

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA CIUDAD DE QUITO

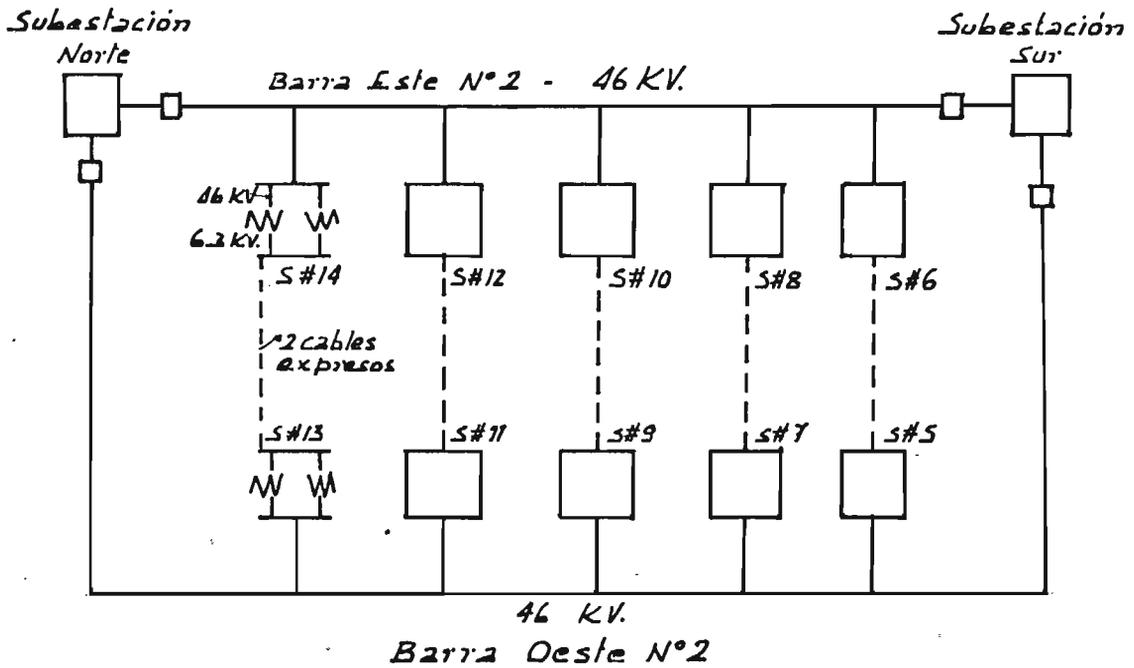


FIG. 1-3 (a)

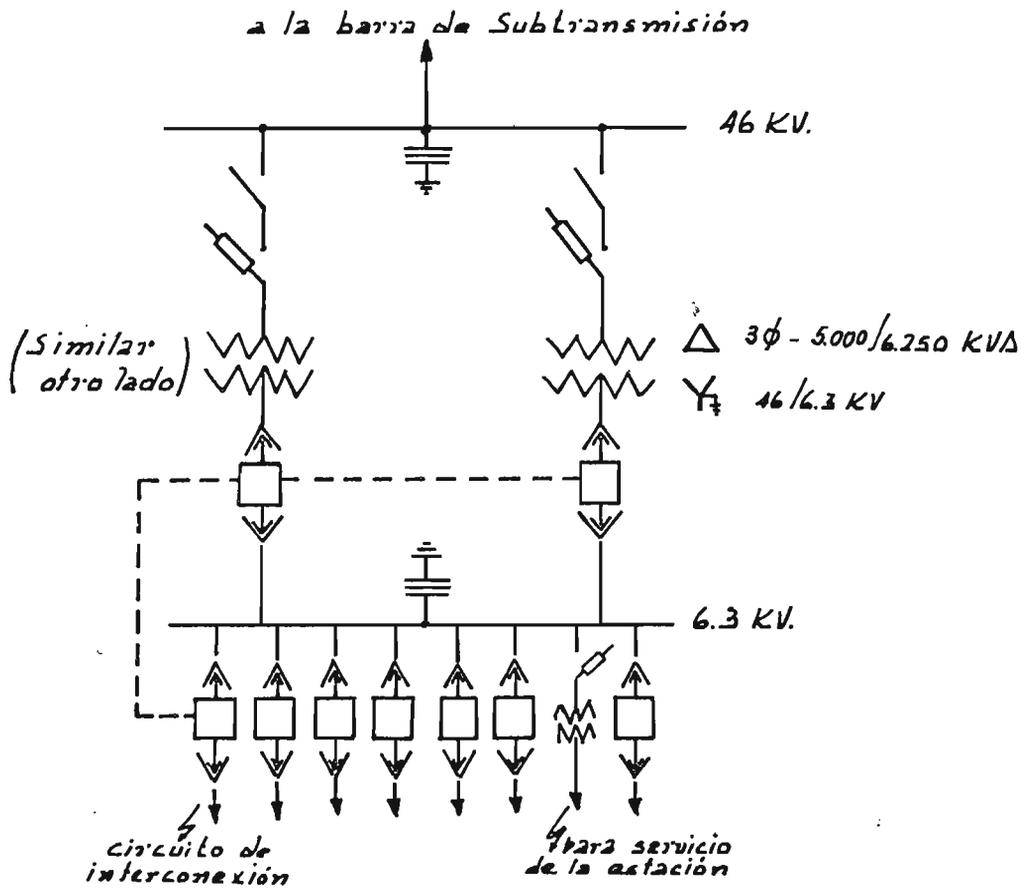


FIG. 1-3 (b)

de transporte quedará reducida a una cifra menor.

En condiciones normales esta Barra sí podría soportar la carga correspondiente a esta línea, pues su máxima carga posible es la capacidad instalada de las cinco subestaciones, esto es de 56,25 MW, pero teniendo una doble fuente de alimentación a través de las subestaciones Norte y Sur.

En el caso de que la Barra Oeste N° 2 trabajase como una línea radial y para las mismas condiciones de carga indicadas anteriormente, esta línea no está diseñada para soportar esta situación de carga, basados únicamente en la capacidad máxima de conducción de los conductores.

En el supuesto de que la Barra Oeste N° 2 salga fuera de servicio y la Barra Este N° 2 asuma toda la carga del sistema esto es de 80 MW teniendo un doble punto de alimentación, suponiendo que el pronóstico de la demanda es exacto, esta Barra estrechamente podría soportar esta demanda.

La Empresa Eléctrica deberá, por tanto, hacer un análisis exhaustivo de Barra para ver qué modificaciones se deben hacer para que esté acorde a la demanda futura del sistema de Quito.

BARRA OESTE N° 2.

Para la Barra Oeste N° 2 la Empresa Eléctrica Quito S.A. ; con conductores de Aluminio - Acero, 477 MCM de sección.



La capacidad máxima permisible aproximada de conducción para estos conductos es de 670 Amperios, equivalente a 48 MW (para una elevación de 50°C, con una velocidad de viento de aproximadamente 36,6 m/s.).

Esta Barra tiene un mejor diseño eléctrico que la Barra Norte N° 2, pues utiliza una sección mayor de conductores.

En condiciones normales la Barra Oeste funcionaría adecuadamente, pero también como en el caso de la Barra Norte N° 2, en caso de que esta línea trabajase como un circuito radial, con un solo punto de alimentación, tendría que soportar una carga máxima de 36,25 MW que dado el diseño actual de esta Barra, ésta no podría soportar esta carga.

En caso de que la Barra Norte N° 2 salga fuera de servicio, la Barra Oeste N° 2 podría soportar la demanda del sistema de 80 MW siempre y cuando sea alimentada bilateralmente es decir a través de las subestaciones Norte y Sur.

La seguridad del sistema de lazo en líneas de subtransmisión se basa a que en caso de falla de una Barra, la otra debe estar diseñada para soportar toda la carga del sistema, comprendida dentro del lazo.

Tanto la Barra Norte N° 2 y Oeste N° 2 difícilmente podrían soportar esta condición, como se ha indicado anteriormente.

Además se debe anotar que tal cual está concebido y diseñado

al presente, el sistema de subtransmisión y subestaciones de Distribución, al producirse cualquier falla en cualquier punto de una Barra o en lado de alta de las subestaciones, toda la Barra tendría que salir fuera de servicio, suspendiéndose la alimentación a todas las subestaciones alimentadas por esa Barra de subtransmisión.

Por tanto habría que hacer un estudio más detenido sobre este punto y posteriormente se indicarían algunas modificaciones que se han considerado convenientes introducir en el diseño de las Barras y subestaciones, para que en el caso de falla en una sección de la línea o subestación, esta se localice a este punto sin afectar en mayor grado el resto de la Barra u otras subestaciones.

Otro punto que se debe analizar es sobre la conveniencia o no de seguir utilizando la tensión de 46 KV, como tensión de subtransmisión y transmisión del sistema de Quito.

Si bien tal cual ha sido proyectado el sistema de Quito, como un sistema aislado e independiente, el uso de tal o cual tensión no crea ningún problema.

Pero al considerarse que dentro de un plan nacional de Electrificación, se debe procurar la integración de todos los sistemas del país, y por tanto incluyéndose dentro de este plan al sistema de Quito que jugará un papel muy importante dentro de

esta integración nacional, se debe pensar que la tensión a un curso dentro de cual o tal sistema facilitará o no su integración.

Al considerarse que la tensión utilizada dentro del sistema de Quito de 46 KV, no es una tensión normalizada dentro del país, lo que dificultaría su integración, por tanto se debe pensar en un cambio de esta tensión, quizá a niveles superiores de tensiones normalizadas en el país.

Al producirse una elevación de tensión en el sistema, con todos los cambios requeridos, el sistema de subtransmisión tendría una mayor flexibilidad y capacidad eléctrica, lo que daría una mayor eficiencia y seguridad al sistema.

Este aspecto también debe ser estudiado más detenidamente y más adelante se hará un breve estudio económico comparativo del uso de la tensión de 69 KV que es normal dentro del país comparado con la tensión de 46 KV hasta hoy utilizada por la Empresa Eléctrica Quito S.A..

1.3.3.- ALTERNATIVAS PROPUESTAS AL SISTEMA ACTUAL DE SUBTRANSMISIÓN.

En base de las consideraciones antes expuestas, existen varias alternativas o posibilidades para poder resolver este problema de acuerdo a criterios técnicos e normas aplicadas en otros países, dependiendo en todo caso de su factibilidad económica y técnica.

Se debe saber que para el diseño definitivo se deberá hacer un estudio exhaustivo de las diversas alternativas, teniendo

en cuenta las posibilidades económicas de la Empresa Eléctrica Quito S.A. y los intereses de la ciudad de Quito.

En esta sección de la tesis se ha hecho un breve y conciso estudio técnico y económico de tres posibilidades adicionales e alternativas a la ya prevista por la Empresa Eléctrica Quito S.A.. Para mayor claridad se han dibujado sucesivamente en las tres posibilidades adicionales, consideradas.

En la primera alternativa (a) en el esquema de la Figura 1-4 (a) se introduce una modificación con respecto al diseño original hecho por la Empresa Eléctrica Quito S.A., al emplearse doble circuito en cada Barra de subtransmisión, lo que daría mayor solidez y seguridad al sistema y haría capaz que cada Barra soporte individualmente toda la carga que es abastecida por el lazo o anillo de Subtransmisión, aspecto que difícilmente se encuentra en el diseño actual. Considerando además la posible integración del sistema de Quito dentro del — plan nacional de electrificación, se prevé en la la subestación Sur o en otro sitio cercano una subestación transformadora que servirá para interconectar el sistema de Quito con 9 tres sistemas y que de acuerdo al mencionado Plan servirá para interconectar el sistema de Quito con el de Guayaquil con una línea troncal de 230 KV.

Igualmente se debe considerar la instalación en el sector Hor te geográfico de la ciudad de una subestación de interconexión

SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA CIUDAD DE QUITO

(BARRA ESTE N° 2 Y BARRA OESTE N° 2)

ALTERNATIVAS

ALTERNATIVA (a)

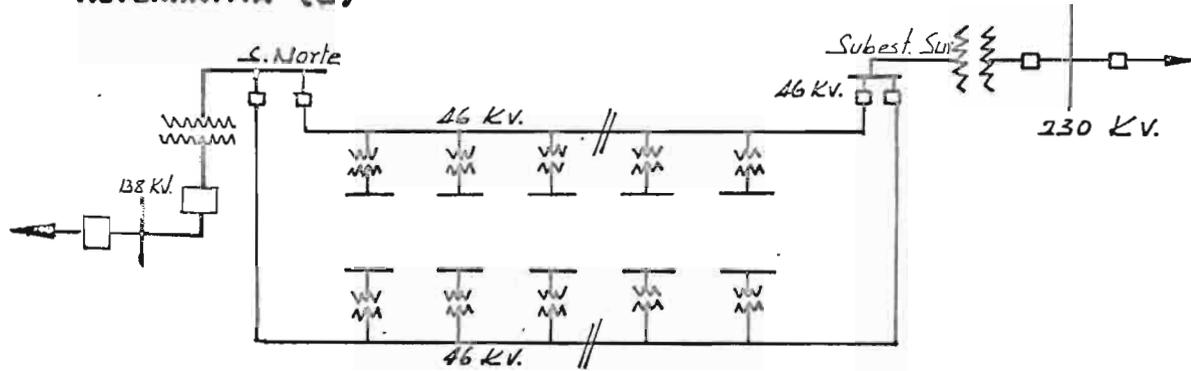


FIG. 1-4 (a)

ALTERNATIVA (b)

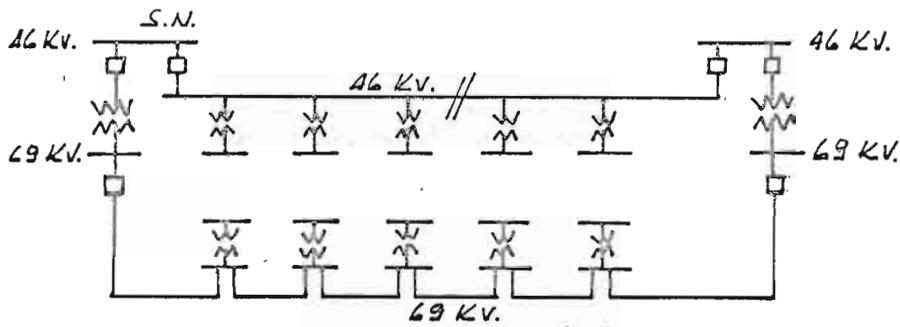


FIG. 1-4 (b)

ALTERNATIVA (c)

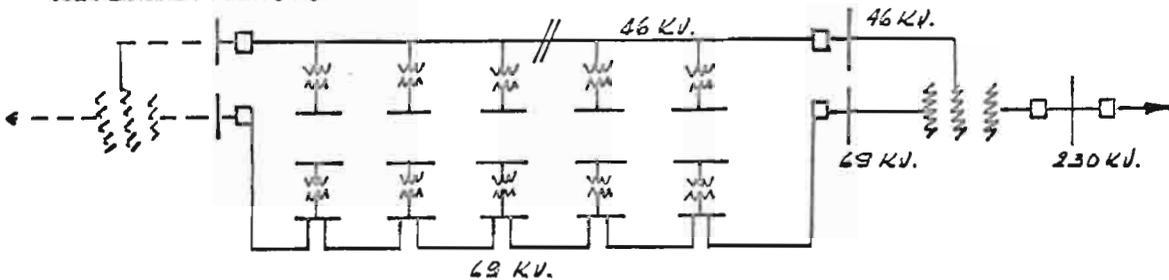


FIG. 1-4 (c)

con sistemas eléctricos de las provincias del Norte del país. Esta unión se efectuará a través de líneas de 138 KV de acuerdo al mismo Plan antes indicado.

Claro está que estas dos subestaciones deberán ser consideradas en el futuro dentro del diseño actual, pero por el momento ningún estudio se ha efectuado en este sentido por parte de la Empresa Eléctrica Quito S.A..

Las subestaciones de distribución mantienen sus mismas características de capacidad. Únicamente se contemplan modificaciones en el lado de alta de estas subestaciones, conforme se explicará más adelante.

En el esquema alternativo (b) Figura 1-4 (b), la Barra Este N° 2 mantiene un doble circuito a 46 KV igual que la alternativa anterior.

Un cambio fundamental está en que en las subestaciones Sur y Norte se prevé la instalación de dos transformadores y equipo adicional de 69/46 KV, uno en cada subestación, con el objeto de poder diseñar la Barra Oeste N° 2 a la tensión de 69 KV, circuito simple y poder interconectar las dos Barras que tienen diferente tensión en dichas subestaciones.

Las subestaciones servidas o alimentadas por la Barra Oeste N° 2 deberán ser diseñadas para 69/6,3 KV, y manteniéndose --

en cuanto a capacidad instalada y diseño igual al esquema anterior (a). El uso de la tensión de 69 KV en esta alternativa se debe a que esta es una tensión normal y generalizada en muchos países y actualmente aceptada y normalizada en el Ecuador por INUEC, lo que no sucede con la tensión de 46 KV que no ha sido aceptada por dicho organismo y que por tanto finalmente se emplea en la ciudad de Quito.

Además al elevar la tensión del sistema se daría mayor flexibilidad al sistema de subtransmisión, haciendo factible su aplicación y su interconexión con zonas rurales aledañas a la ciudad de Quito.

El último y tercer esquema alternativo (c) que se considera es el que se indica en la Figura 1-4 (c) y es similar al esquema anterior (b) en sus características generales, pero se considera que en vez de la instalación de dos transformadores en las Subestaciones Norte y Sur con el único fin de que facilite la interconexión de las dos Barras de subtransmisión, se instale y se dicke las dos subestaciones de interconexión con otros sistemas que fue indicado al tratarse de la alternativa (a) - pero con el consiguiente cambio en el tipo y clase de transformador a utilizarse.

Estos transformadores serían de tres bobinados de 230/69/46 KV en la subestación situada al sur de la ciudad y de 138/69/46 KV en la subestación situada al Norte de la ciudad. Estas subestaciones servirían de un doble fin, de interconexión con otros sistemas y de conexión de las dos Barras de subtransmi-

aísla Barra N° 2 y Oeste N° 2.

Para ser factible económicamente esta alternativa se ha considerado que su construcción se realice por etapas.

No se consideró — la posibilidad de una alternativa, al momento actual, que considere un cambio total en la tensión de subtransmisión, elevándolo a 69 KV o a 138 KV, debido a que esto sería un costo excesivo, puesto a que ya está en servicio la Barra Este N° 2 y todas las subestaciones de Distribución alimentadas por esta Barra y su equipo y construcción todavía no ha sido amortizado.

Y el tratar de substituir toda esta instalación sería completamente antieconómico, pues sería necesario cambiar todos los transformadores y equipo de alta diseñados para la tensión de 46 KV conjuntamente con todas las líneas de transmisión construidas a la misma tensión que llegan al sistema de Quito, con sus respectivos transformadores de elevación en las diferentes centrales eléctricas del sistema de la Empresa Eléctrica Quito S.A..

Este equipo y materiales difícilmente podría ser reutilizado y utilizado en otro lugar y por tanto tendría que ser deshecho, con un valor residual de chatarra.

Lo que se sucedería en las alternativas (b) y (c) pues en caso de que se haya comprado el equipo y materiales para las subestaciones y líneas para la Barra Oeste N° 2 de acuerdo al eg

quema actual Figura 1-3 (a) de la Empresa Eléctrica Quito S.A., este equipo podría ser utilizado en la Barra Este N° 2 para completar en etapa de construcción definitiva, lo mismo en lo que se refiere al equipo de subestaciones, este podría ser utilizado en las subestaciones servidas por la Barra Este N° 2.

Lo que interesa más en detalle en esta tesis es la Barra Oeste N° 2 y por esto se ha hecho un breve estudio económico técnico de las alternativas que se han creído factibles para esta Barra, es decir la utilización o no de un solo circuito de 69 KV o dos circuitos de 46 KV y de sus instalaciones anexas, como solución para mejorar el sistema actual de subtransmisión.

Aquí lo que se ha hecho es un estudio preliminar de factibilidad, dará un mejor criterio para asumir tal o cual decisión técnica en el desarrollo de esta tesis.

Para llenar o atenuar la dificultad de conseguir una información exacta de costos del las diferentes alternativas y equipo involucrada en cada caso, se han buscado estos costos, en datos de precios de equipo en los Estados Unidos y Canadá, calculando luego y haciendo las modificaciones de cada caso para que estos sean aplicables en el Ecuador.

Otros costos han sido calculados en base de costos estimativos hechos en 1.960 por la Compañía Tipton and Kalusbach, Inc. de Denver, Colorado que acordó a la Empresa Eléctrica Quito S.A. en varios de sus programas de expansión del sistema eléctrico

de Quito.

Para actualizar estos costos efectuados en 1.966 se ha tomado en cuenta el incremento de costos en equipo desde ese año hasta el presente y se ha considerado además un incremento de 30% en el costo de vida en el país, desde 1.966 a 1.967, dato proporcionado por la Junta Nacional de Coordinación y Planificación, que ha afectado directamente en el costo de la mano de obra y se ha completado esta información de costos con datos proporcionados por INOCEL, por la E.E.C. S.A. y casas comerciales.

1.3.4.- ANALISIS DE LAS ALTERNATIVAS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION.

En lo referente al sistema actual tal como se ha indicado en el esquema de la Figura 1-3 (a) y que ha sido diseñado por la E.E.C. S.A. y que puede tomarse como una alternativa, fue ya analizado en el numeral 1.3. 1.2. de este Capítulo.

En lo referente a las alternativas propuestas, únicamente se tratará en lo relativo a la Barra Ceste N° 2 que es tema central de esta tesis, con las indicaciones sobre el cambio en el diseño en cualquier otro componente del sistema eléctrico de Quito, que se han considerado que mejorarían el sistema actual.

En la alternativa (a) Figura 1-4 (a), la Barra Ceste N° 2 se ha diseñado con doble circuito con el objeto de que esta Barra con capacidad de soportar toda la demanda del sistema en esta

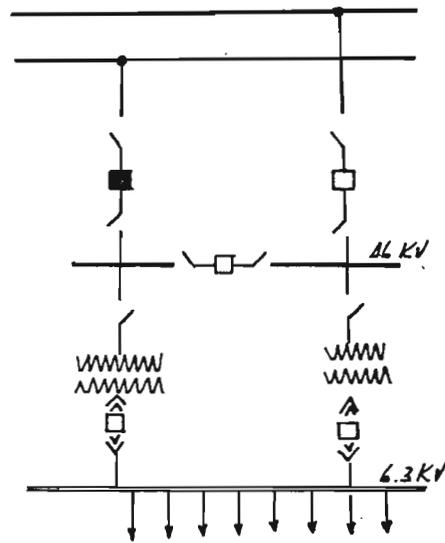


Fig. 1-5

die en caso de fallo en la otra Barra, además en caso de un crecimiento rápido no previsto, daría la flexibilidad correspondiente y cesaría en líneas de subtransmisión. Además se prevé una doble alimentación a cada subestación a través de tres disyuntoras desde la Barra Coste N° 2, como se indica en la figura adjunta 1-5 con lo que se aumenta la seguridad del sistema, seccionalizando el daño o falla de la Barra o de la subestación a un tramo corto y manteniendo la continuidad del servicio, pues existirá un interconexión eléctrica (interlock) entre los dos disyuntoras de línea de alta tensión, pues mientras el uno permanece normalmente abierto, el otro está normalmente cerrado y al producirse una falla en la línea que está alimentando a la subestación, el disyuntor que está cerrado se dispara, interrumpiendo el circuito y al mismo tiempo el

disyuntor que está abierto se cierra, alimentando a la subestación desde la otra línea, manteniendo así el servicio sin interrupción.

El disyuntor seccionador de la barra alimentadora del lado de alta de la subestación está controlado por un relé diferencial o de sobrecorriente que se dispara únicamente en una barra alimentadora del lado de alta tensión o en un transformador si produce una falla.

Los dos disyuntores de líneas de alta tensión además de ser equipados con relés direccionales - sobre corriente que se disparan en caso de falla de la línea que está suministrando energía tienen unos relés de sobrecorriente con un tiempo mayor de retardo en operación, que son utilizados para disparar a los disyuntores, en caso de falla de un transformador o de la barra de la subestación. Este diseño permite que ambos transformadores permanezcan en servicio cuando cualquiera de las líneas de subtransmisión es desconectada. El costo al diseñarse de esta manera la subestación se aumentaría pero se aumenta en alto grado la seguridad del sistema.

Además se ha indicado la instalación de un transformador de 100 MVA cerca de la subestación Sur, que serviría para interconectar el sistema de Quito, con otros sistemas nacionales de generación.

La capacidad instalada del transformador se justifica calculan

de la diferencia entre la demanda del sistema de Quito para 1.985, de 100 MVA, de acuerdo al criterio sostenido en esta tesis, senas la potencia instalada dentro del sistema para esa fecha, cuando se debe considerar una reserva en el sistema, que como criterio general se asume ya sea un porcentaje dado, que varia desde el 5 al 15% de acuerdo a la importancia del sistema o sistemas interconectados. O se puede considerar en la cantidad de reserva, la capacidad de la unidad generadora de mayor tamaño dentro del sistema.

Como criterio de reserva para el sistema de Quito se considera esta segunda posibilidad o sea tomar, en base al tipo de instalaciones hidroeléctricas existentes la cantidad de 10 MW de reserva.

Teniendo en cuenta lo anterior, y además la capacidad hidroeléctrica instalada al momento actual y proyectos inmediatos y próximos a construirse que serían los siguientes: 40 MW en Cumbayá, 30 MW Nayón, 10 MW Guangoyale y 5 MW en Pasoboa lo que da un total de 85 MW. Si se toma en cuenta otras fuentes de generación, puesto que en un sistema integrado, su costo de operación sería alto y tendrían que salir fuera de servicio.

La demanda de 1.985 de acuerdo a lo analizado en el numeral 1.1.1 es de 140 MW, más los 10 MW de reserva da un total de 150 MW, la diferencia con respecto a la capacidad instalada daría un total de 70 MW y para actuar con un criterio de seguridad se puede pensar en instalar un transformador de 100 MVA en la

bién se debería considerar en un futuro cercano, como una necesidad de integración en el sistema tal cual está planeado - por la Empresa Eléctrica Quito S.A..

En la alternativa (b) Figura 1-4 (b) hay un cambio fundamental, en cuanto al uso de 69 KV como tensión de la Barra Oeste N° 2. Esta Barra se le ha diseñado con un solo circuito, se modifica por tanto las subestaciones de distribución en lo que se refiere a transformadores y equipo del lado de alta tensión.

Para mayor claridad se ha dibujado esquemáticamente el diseño de estas subestaciones en la figura 1-6, que acoge el criterio que se debe dar una mayor seguridad al sistema al tener una doble alimentación a cada subestación desde la Barra de Subtransmisión.

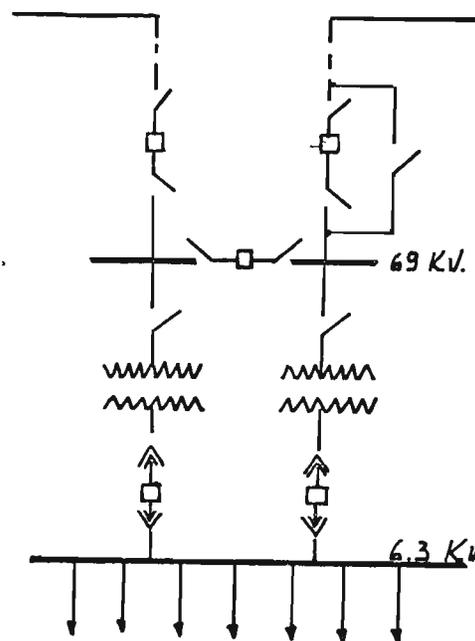


FIG. 1 - 6

El único inconveniente que tendría este diseño de la subestación sería que al tener una falla en un transformador habría el riesgo de que el anillo de subtransmisión disparase los disyuntores asociados en la línea de subtransmisión y en la barra de alta de la subestación.

Este defecto se podría suprimir con la utilización de cuatro disyuntores en vez de tres, pues cada transformador tendría un disyunter asociado en el lado de alta, lo que haría que únicamente el transformador salga fuera de servicio en caso de falla sin afectar al anillo o línea de subtransmisión, pero su costo aumentaría. Aquí únicamente se han considerado los tres disyuntores, en el lado de alta tensión, como se indica en el dibujo adjunto.

Se considera además en esta alternativa la instalación de dos transformadores de una capacidad individual de 40 MVA en la subestación Norte y Sur respectivamente y con la consiguiente relación de transformación de 69/46 KV que posibilita la interconexión entre las dos barras de subtransmisión que han sido diseñadas a diferente tensión.

Al instalar esta barra con la tensión de 69 KV se considera la posibilidad de la utilización de un solo circuito en vez de dos de la alternativa anterior, con consiguiente ahorro en este aspecto.

El uso de esta tensión facilita la provisión de equipo para las subestaciones por ser esta tensión normalizada y de mayor

extenso empleo en otros países y además, se tiene la gran ventaja que facilita interconexión con otros sistemas cercanos, que utilizan esta tensión, en cualquier dirección geográfica. Además si se piensa o se considera el cambio de la tensión primaria de distribución a un nivel de 13,8 KV dentro de otras redes alimentadas por diferentes líneas o anillos de subtransmisión, facilitaría el tener una tensión de subtransmisión a 69 KV, porque los transformadores de una relación de 69/13,8 KV son de fabricación normal en el mercado internacional, especialmente norteamericanos.

La alternativa (c) Figura 1-4 (c) como se expuso anteriormente es similar a la alternativa (b) con las excepciones ya mencionadas.

La eficiencia económica y técnica de esta alternativa estaría sujeta a su desarrollo por etapas, de acuerdo al crecimiento de la demanda y necesidades de interconexión.

La primera etapa contemplaría la construcción de un doble circuito en la Barra Este N° 2 y el desarrollo completo hasta su etapa final de las subestaciones servidas por esta Barra, esto es, la instalación de un segundo transformador de 3.000/6.250 KVA y equipo adicional adjunto en cada subestación.

Esto daría a la Barra Este N° 2 y subestaciones adyacentes una capacidad instalada de alrededor de 62.500 KVA capaz de operar la demanda dentro de este área por un período de alrededor de 7 años.

El inconveniente principal sería que las zonas del lado occidental serían afectadas hasta cierto punto en cuanto a su regulación de voltaje, pero esto sería transitorio.

La segunda etapa sería la construcción de la Barra Oeste N° 2, a 69 KV, la construcción de la primera fase de las subestaciones de Distribución, esto es la instalación de un transformador de 5.000/6.250 en cada una, y la instalación y construcción de la subestación de Interconexión con el sistema de Guayaquil, en el lado sur de ciudad.

Claro está, que esto únicamente podría llevarse a efecto, si se sigue con una política dinámica, por parte de quienes tienen que ver y son responsables de la industria eléctrica en el Ecuador. Olvidándose del criterio de construcción de pequeñas centrales eléctricas para abastecer únicamente demandas locales a un costo alto de producción de energía eléctrica, y significándose un criterio amplio y técnico de buscar una integración nacional de electrificación que podría beneficiar tanto a las fuentes de consumo grandes y chicos del país y que ayudaría a una más amplia electrificación rural y con un costo de producción de energía más barato.

La tercera etapa sería la instalación y construcción de la Subestación de Interconexión, en el sector Norte de la ciudad, que serviría de unión del sistema de Quito con sistemas desarrollados en la región norte geográfica del país. Además se contemplaría en esta etapa el desarrollo de la fase final de las Subestaciones de Distribución alimentadas por la Barra Oeste N° 22

Para asegurar este programa, después de haber considerado su factibilidad técnica, habría que hacer un estudio detallado de inversiones de capital, tipo de intereses, valor presente del capital invertido hasta la fecha de conclusión del proyecto en su totalidad, etc., y únicamente a base de esto, después de un análisis económico ver su conveniencia o no del proyecto en mención.

En los puntos siguientes se ha hecho un breve resumen del costo de los componentes de las diversas alternativas mencionadas para luego ver el costo total aproximado de cada una y poder llegar a una mejor conclusión económica y técnica de los diferentes proyectos.

Estos costos se ha hecho casi en su totalidad a base de equipo norteamericano, y para efectos de comparación con equipo europeo, habría que reducirlo talves en un 10 a 20% del costo total.

1.3.5.- COSTO DE LOS COMPONENTES DE LAS ALTERNATIVAS.

1.3.5.1 Costo por KM. de una línea de 46 KV.

- a) A continuación se ha resumido el costo de una línea de 46 KV, de un solo circuito, con conductores de aluminio - acero 477 ECM y con un hilo de guardia de acero, montados en torres de celosía de acero perfilado galvanizado, se debe acotar que para un diseño definitivo se debería pensar en el uso de postes metálicos en vez de estructuras de celosía.

Los costos básicos han sido obtenidos en base de datos proporcionados por ISUGEL, S.E.C. S.A. y fabricantes norteamericanos. Los precios son por Km. en base de seis estructuras por Km. El costo se ha dividido como sigue:

1.- Caminos y limpieza (20%)	¢ /Km.	39.200
2.- Estructuras de soporte (6 estructuras por Km)		33.000
3.- Montaje de las estructuras (20% de (2))		6.600
4.- Cimentaciones y bases 50% de (2)		16.500
5.- Conductores, hilo de guaya de y accesorios.		48.500
6.- Aisladores y accesorios.		8.500
7.- Tendido de la línea 15% de (5) más (6)		8.500
8.- Sobrecostos y Contingencias (10%)		19.600
9.- Ingeniería (5%)		<u>15.600</u>
	COSTO TOTAL ¢ POR Km.	<u>196.000</u>

- b) El costo de una línea de las mismas características de la indicada en a) pero con doble circuito, cuesta aproximadamente un 40% más, en base al incremento influenciado principalmente por aumento de costo en conductores, aisladores, accesorios y tendido de las estructuras. Este porcentaje ha sido obtenido de datos estadísticos de diferentes líneas, lo que da un costo de ¢ 265.000 por Km. para una línea de 45 KV de doble circuito.

1.3.5.2 COSTO POR Km. DE UNA LINEA DE 69 KV.

Para facilitar la comparación con una línea de 46 KV se ha considerado una línea de las mismas características de la de 46 KV, es decir con conductores de Aluminio-Acero 477 MCM y con un hilo de guardia de acero y se usará el mismo diseño de las estructuras o sea de celosía de acero perfilado galvanizado de una altura aproximadamente de 16,50 metros. Se pudo haber asumido una disminución en la sección del conductor debido al aumento de tensión pero esto se lo dejará para un estudio posterior y definitivo. El precio es por Km., en base de seis estructuras en cada Km.

1.- Caninos y limpieza (20%)	\$/Km.	42.200
2.- Estructuras de celosía		36.000
3.- Montaje de las estructuras 20% de (2)		7.200
4.- Cimentaciones y bases 50% de (2)		18.000
5.- Conductores, hilo de guardia y accesorios		48.500
6.- Aisladores y accesorios		12.000
7.- Tendido de la línea 15% de (5) más (6)		9.100
8.- Misceláneos y contingencias (10%)		21.100
9.- Ingeniería (8%)		<u>16.900</u>
COSTO TOTAL \$/ POR Km.		<u>211.000</u>

1.3.5.3 COSTO DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION.

A continuación se ha hecho un breve cálculo económico, comparativo del costo individual de las subestaciones de distribu-

ción con dos transformadores de 5,000/6,250 KVA y con una tensión de alta de 46 KV, para la una alternativa y 69 KV para la otra alternativa. La tensión de baja es de 6,3 KV para ambas alternativas. El diseño general de estas subestaciones está de acuerdo a las figuras esquemáticas 1-5 y 1-6.

Estos costos que se indicarán a continuación, no se los puede indicar como costos precisos y exactos sino como costos estimativos para el propósito de comparación y de factibilidad económica.

Pues para tener costos exactos habría que hacer el diseño definitivo y detallado de cada una de las componentes de la subestación, aspecto que no se ha hecho todavía y que no es tema de esta tesis. Sin embargo estas datos de costos son lo suficientemente aproximados como para servir de base para un estudio comparativo preliminar. Estos datos han sido basados de experiencias de costos en porcentajes en los Estados Unidos y aplicados a nuestro medio, teniendo en cuenta todos los factores necesarios para esta conversión y desde informaciones obtenidas en Empcon Eléctrica Cuito S.A. y casas comerciales.

I.- COSTO DE LA SUBESTACION DE 46/6,3 KV (Figura 1-5)

a) Disyuntores y accesorios del lado de alta de 46 KV.	US. \$	72.000	34%
b) Transformadores: 2 x 5,000/6,250 KVA 21,9-43,8/6,3 KV **		100.000	47%
c) Disyuntores y accesorios del lado de baja de 6,3 KV. ***		<u>40.000</u>	<u>19%</u>
Total US. \$		212.000	100%
Total en sucres (a \$ 20/3 1)		<u>4'240.000</u>	

- *.- Está incluida la estructura terminal de la línea de alta, los dispositivos de conexión, pararrayos, etc., (costo aproximado de cada disyuntor FOB US. \$ 12.000)
- **.- Costo del transformador instalado: 2x trifásico OA/PA y cambio automático de voltaje bajo carga en el lado secundario. (Costo de cada transformador aproximado FOB US. \$ 20.000)
- ***.- Incluido el precio de los disyuntores tipo exterior, equipo de medida, etc.

No se incluye el costo de la tierra y de la propiedad.

II) COSTO DE LA SUBSTACION DE 69/6,3 KV (Figura 1-6).

a) Disyuntores y accesorios del lado de alta de 69 KV*	US. \$	84.000	40%
b) Transformadores: 2 x 5.000/6.250 KVA 69/6,3 KV**		110.000	52%
c) Disyuntores y accesorios del lado de baja de 6,3 KV***		<u>40.000</u>	<u>18%</u>
TOTAL US. \$		234.000	111%****

Total en sucres a un cambio de ₡ 20,00

el dólar (US. \$ 1) 4'680.000

- * Está incluido del costo de la estructura terminal de la línea de alta, los dispositivos de conexión, pararrayos etc. (Costo aproximado de cada disyuntor FOB US. \$ 14.000).
- ** Costo de los transformadores instalados: 2x trifásico OA/PA y cambio automático de voltaje bajo carga en el lado secundario. (Costo de cada transformador aproximado FOB US. \$ 20.000)
- *** Incluido el precio de los disyuntores tipo exterior, equipo de medida, estructuras, etc.

•••• Se ha tomado como base para calcular los porcentajes del cos to de la subestación de 46 KV.

No se incluye el costo de la tierra y propiedades.

1.3.5.4 COSTO DE UNA SUBESTACION DE TRANSFORMACION DE 46/69 KV.

El costo de esta subestación está basado en valores aproxima dos que tienen un valor de un estudio de factibilidad y no de un valor real que sirva para una construcción inmediata, pues para esto se requeriría un diseño exacto de la subesta ción aspecto que podría servir de tema para otra tesis de gra do. El dibujo esquemático de esta subestación se indica en la figura 1-7 .

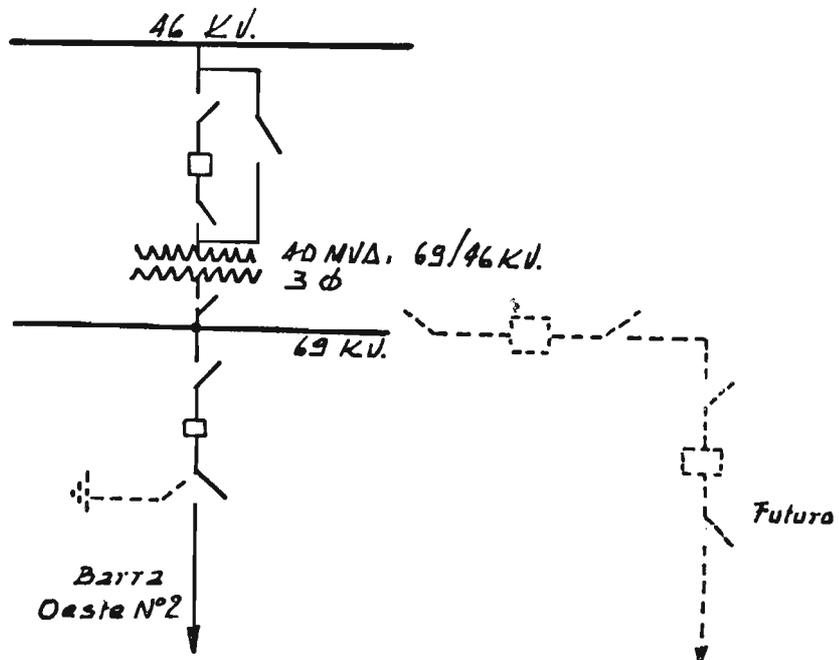


FIG. 1 - 7

a) Costo del lado de 46 KV

1.- Disyuntor de 46 KV, incluido costo de instalación, interruptores de control, relés de protección, pararrayes etc.

US. \$ 24.000,0

2.- Estructura para el disyuntor, incluyendo montaje de las estructuras, interruptores manuales o seccionadores, aisladores, errajes y accesorios:

US. \$ 4.000,0

3.- Estructura adicional, incluyendo montaje, errajes y accesorios:

US. \$ 2.000,0

4.- Cimentaciones y bases: 30% del total de los tres renglones indicados: (30% de \$ 30.000,0).

US. \$ 9.000,0

Costo total del lado de 46 KV:

US. \$ 39.000,0

b) Costo del transformador de 50 MVA, trifásico, tipo PQA, 46/69 KV. Incluye costo del transformador instalado, equipo de medida, etc.

US. \$ 340.000,0

c) Costo del lado de 69 KV.

1.- Disyuntor de 69 KV, incluido costo de instalación, interruptores de control, relés, pararrayes, etc.

US. \$ 26.000,0

2.- Estructura para el terminal del circuito de subtransmisión de 69 KV incluyendo montaje, aisladores, seccionadores o interruptores manuales, etc.

US. \$ 8.000,0

3.- Estructura para el disyuntor, incluyendo montaje de la estructura, aisladores, seccionadores o interruptores =

manuales, errajes y accesorios etc.

US. \$ 5.000,0

4.-Estructura adicional, incluyendo montaje accesorios, etc.

US. \$ 1.000,0

5.-Cimentaciones y bases: 30% del total de los cuatro renglones anteriores indicados: (30% de \$ 40.000,0)

US.\$ 12.000,0

Total del lado de 69 KV: \$ (US) 52.000,0

Costo total de la subestación: US. \$ 431.000,0

Costo total en sucres a un tipo de cambio de \$ 20 por \$ 1 se obtiene: \$ 8'620.000,0 (sucres).

En este costo no se incluye el precio de la propiedad y terreno.

1.3.5.5 COSTO DE LA BARRA COSTE N° 2. Alternativa (a).

(O sea el costo de una línea de doble circuito de 46 KV y subestaciones de Distribución), excluyendo la subestación de interconexión, que se lo estudiará aparte.

a) Si se considera que la Barra Coste N° 2 tiene una longitud aproximada de 16 Km y se añade 2 Km distancia sencilla que conforma el total de las distancias de los ramales que unen las subestaciones y la Barra Coste N° 2, entonces se puede calcular el costo de la línea de la Subtransmisión multiplicando el costo por kilómetro por los 18 metros:

$\$ 265.000/\text{Km.} \times 18 \text{ Km} = \underline{\underline{\$ 4'770.000}}$ (costo total de la línea).

b) El costo total de las subestaciones sería multiplicado el precio de una subestación por el número de las subestaciones que son cinco:

$\$ 4'240.000/\text{Subestación} \times 5 \text{ subest.} = \underline{\underline{\$ 21'200.000}}$ (costo total de las subestaciones)

to total de las subestaciones.

e) El costo total de esta alternativa excluyéndose el costo de la Subestación de interconexión sería sumando a) + b) lo que da un total de:

₡ 25'970.000 (sucres)

1.3.5.6 COSTO DE LA BARRA OESTE N° 2. Alternativa (b), (o sea el costo de una línea de un solo circuito de 69 KV y subestaciones de Distribución).

- a) La longitud de la línea sería la misma que la del caso anterior esto es 16 kilómetros, lo que da un costo de :
- $$₡ 234.000/\text{Km} \times 16 \text{ Km} = ₡ 3'740.000.$$
- b) La longitud de los ramales de interconexión de la Barra Oeste con las subestaciones de distribución son aproximadamente 2 Km, pero estos ramales serían de doble circuito, por tanto el precio unitario para estos tramos es diferente, la diferencia de costo es del orden del 33% más que el circuito simple, lo que da el siguiente costo:
- $$₡ 234.000/\text{Km} \times 1.33 \times 2 \text{ Km} = ₡ 622.000.$$
- c) El costo total de las cinco subestaciones para esta alternativa sería:
- $$₡ 4'680.000/\text{Subest.} \times 5 \text{ Subest.} = ₡ 23'400.000.$$
- d) Si se suma los renglones a, b y c se tendría el siguiente total de ₡ 27'766.000 sucres.
- Como se puede apreciar la diferencia hasta aquí, sin tomar en cuenta las dos subestaciones de transformación de 46/69 KV es de ₡ 1'796.000 entre las dos alternativas siendo más económica la primera alternativa.

Si se considerara únicamente hasta aquí el problema, no cabe duda que se escogería 69 KV como tensión de la Barra Oeste N° 2.

Esta alternativa queda afectada grandemente al considerar que sobre los \$ 27'766.000 hay que añadir el costo de las dos subestaciones de interconexión de Barras que es de \$ 17'240.000 que añadido al costo de la línea y subestaciones da un total de \$ 45'006.000 sucres.

Dada la diferencia muy grande en el costo de las dos alternativas (a) y (b), no cabe duda, que a pesar de las ventajas que ofrecen la utilización de la tensión de 69 KV, hace que esta alternativa (b) sea eliminada y por consiguiente dejando a la alternativa (a) de doble circuito a 45 KV por ser más factible económicamente, pues la diferencia en costo de \$ 19'176.000 es muy grande como para que las ventajas técnicas hagan un sobre peso a las desventajas económicas.

El paso siguiente sería la comparación entre la alternativa (a) y la alternativa (c), pero para esto hay que analizar primero el costo de las subestaciones de interconexión, que se indica en el numeral siguiente, para luego poder hacer la respectiva comparación.

1.3.6.- SUBESTACIONES DE INTERCONEXIÓN.

1.3.6.1 Generalidades.

Se debe pensar que en un futuro cercano habrá que realizar la integración del sistema de Quito con otros sistemas y que por tanto se tendrá que instalar una subestación transformadora que será localizada posiblemente al lado Sur geográfico

del sistema de Quito.

Para poder efectuar esta interconexión, se debe tener en cuenta las posibles tensiones de las líneas de transmisión que se interconecten con el sistema de Quito y con los otros sistemas y positivamente será tensiones diferentes de 46 KV y tal vez sean de 230,138 o 69 KV.

Pensando en un futuro próximo, menor de 20 años, se debe tomar seriamente en cuenta la ventaja de una interconexión del sistema de la sierra con el de la costa y más específicamente entre los sistemas de Quito y Guayaquil, teniendo como fuente económica de generación eléctrica los proyectos del Rfo Jubones, de la Cota de San Pablo u otras que ofrecen grandes ventajas técnicas y económicas.

Es indudable que de llevarse a cabo estos proyectos, las mayores fuentes de consumo de energía serían Quito y Guayaquil y dada la potencia y distancia a transmitirse las líneas de transmisión se diseñará a una tensión de 230 KV.

Asumiendo que este plan de integración nacional a base de la interconexión de sistemas eléctricos se debe hacer a más tardar dentro de un período de siete años, ya que situaciones de demanda y de fuentes de energía barata así lo exigen, por tanto, se debe pensar en instalar una subestación de interconexión con un transformador de 230/46 KV, en caso de que se mantenga como criterio el seguir con tensiones de 46 KV para el sistema de transmisión y subtransmisión e instalar un transformador de tres bobinados, que sería hasta cierto punto de

construcción especial de 230/69/46 KV y con una capacidad de 100 MVA conforme a lo explicado en un numeral anterior. Al tenerse en cuenta esta posibilidad distinta se podría otra vez pensar en la utilización de una tensión de 69 KV para la Barra Oeste N° 2, pues este transformador de tres bobinados serviría además para la interconexión de los dos Barras de subtransmisión. (Alternativa (c) Figura 1-4 (c)).

Por tanto lo que habría que hacer es un estudio comparativo entre el costo de una subestación con un transformador de 230/46 KV y el de la misma subestación, con un transformador de 230/69/46 KV y la diferencia de costo habría que añadir a la diferencia ya encontrada de \$ 1'796,000 entre las alternativas (a) y (b), considerando únicamente la Barra Oeste N° 2 y las subestaciones de Distribución.

Se podría argüir en contra de la alternativa (c) que es inmediata la necesidad de construir la Barra Oeste N° 2 ya que la demanda del sistema de Quito así lo exige y que por tanto sería una inversión improductiva el instalar ahora un transformador de tres bobinados, de costo tan alto para que únicamente entre en operación, el lado de 230 KV dentro de cinco o siete años.

La solución a esto ya fue indicada anteriormente al señalarse la conveniencia de la construcción por etapas, para que este diseño resulte dentro de lo económico y de lo técnico.

Se puede argumentar en contra de esto, al señalar que aún -

así, no estaría completo el lazo, pues solo habría la interconexión de las dos Barras de subtransmisión en un solo punto, pero de acuerdo al plan Nacional de electrificación el sistema de Quito también se interconectará por el lado norte geográfico con los sistemas de Ibarra, Cayambe, etc., con líneas de 138 KV, lo que daría lugar a la instalación de otra subestación transformadora de 138/69/46 KV, que además serviría para interconectar la Barra Este N° 2 con la Barra Oeste N° 2, completando así el lazo de subtransmisión.

Hasta que esto se realice existiría la suficiente seguridad en el sistema al tener un doble circuito en la Barra Este N° 2 a 46 KV y teniendo además la interconexión entre subestaciones de Distribución en lado de baja a través de los cables expresos.

En continuación se ha indicado el costo de las dos alternativas de subestaciones que servirían de interconexión con el sistema de Guayaquil. Los costos se han basado en datos tomados de informes de Federal Power Commission de los Estados Unidos y de datos proporcionados por los catálogos de los fabricantes Norteamericanos.

Debe indicar que estos costos son precios típicos con el propósito de hacer comparaciones y sacar conclusiones en este estudio y por tanto no se debe considerar como norma para un diseño definitivo o construcción.

12).6.2 COSTO DE LA SUBSTACION DE INTERCONEXION 230/46 KV.

En estas alternativas se considera un transformador de 100 MVA y con una relación de transformación 230/46 KV, trifásico, del ta/delta. (Se podría considerar el uso de un auto-transformador con un mejor resultado económico). Ver esquema fig. 1-8.

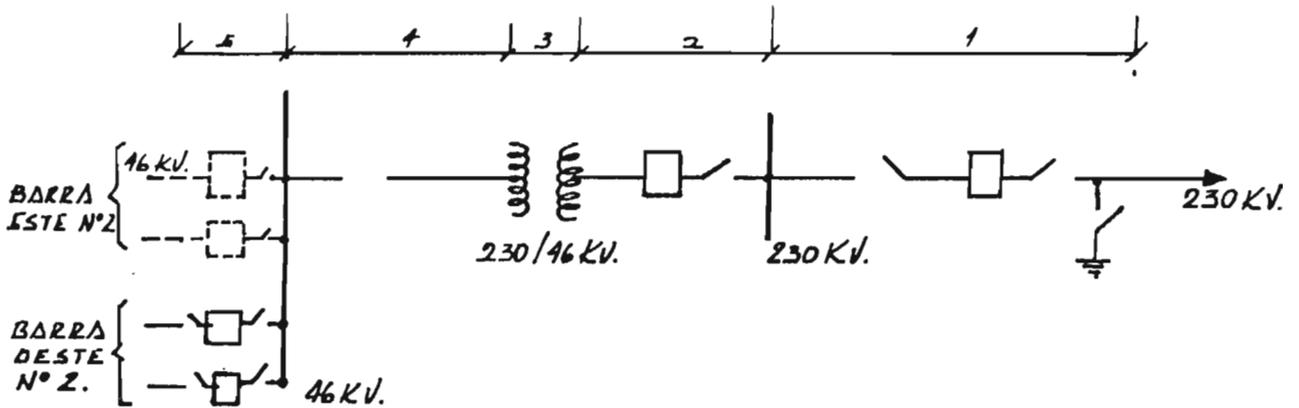


FIG. 1-8

- | | |
|--|----------------|
| 1.- Costo del terminal de la línea de 230 KV del disyuntor y equipo adicional. ° | US. \$ 200.000 |
| 2.- Costo de la conexión al transformador con disyuntor. Lado de 230 KV ° | 150.000 |

3.- Transformador 230/46 KV **	US. \$	400.000
4.- Costo de la conexión al transformador sin disyuntor, lado de 46 KV *		10.000
5.- Costo del terminal la Barra de 46 KV * incluyendo dos disyuntores		<u>56.000</u>
TOTAL	US. \$	816.000
Total equivalente en sucres \$ 16'320.000		

* Incluye costo del material, montaje, contingencia, costos directos de construcción, ingeniería y gastos generales. Excluye costos del terreno y propiedades.

** Incluye costo del transformador, bases y fundaciones, ra rrayos, montaje contingencial, gastos de construcción, ingeniería y gastos generales (21%).

1.3.6.3 COSTO DE LA SUBESTACION DE INTERCONEXION 230/69/46 KV.

En esta alternativa similar a la anterior considera un trans formador de 100 MVA con una relación de transformación 230 KV, trifásico. Ver esquema. Figura 1-9.

1.- Costo del terminal de la línea de 230 KV, incluyendo disyuntor y equipo adicional.*	US. \$	200.000
2.- Costo de la conexión al transformador con disyuntor, lado de 230 KV *		150.000
3.- Transformador 230/69/46 KV **		450.000

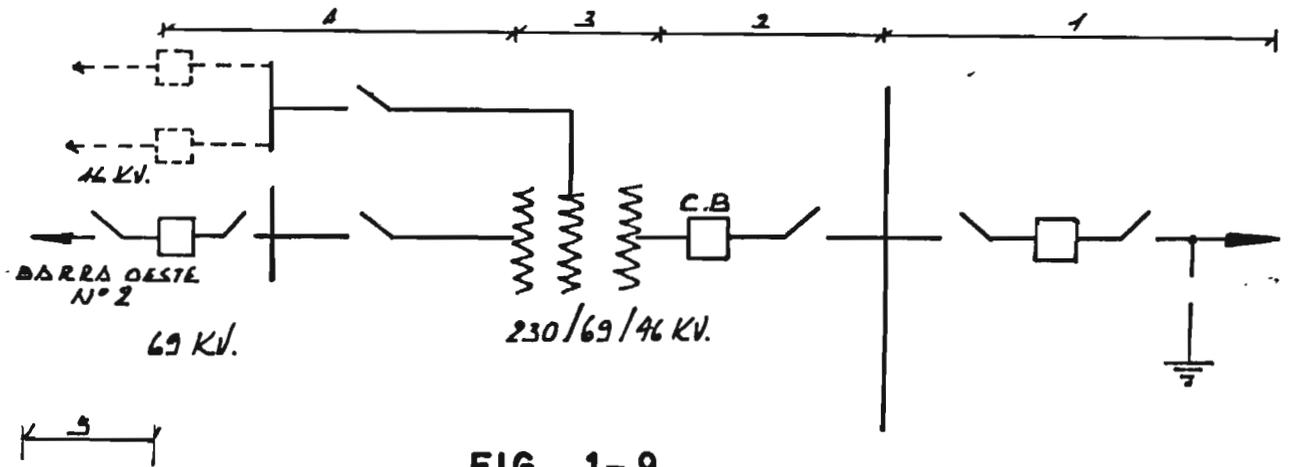


FIG. 1-9

- 4.- Costo de la conexión al transformador
sin disyuntor, lado de 69 KV y estructuras
adicionales.* 15.000
- 5.- Costo del terminal de la Barra Oeste N° 2

de 69 KV, incluyendo disyuntor *	34.000
6.-Costo de la estructura de 46 KV *	<u>4.000</u>
TOTAL US. \$	853.000
Total equivalente en sucres \$	<u>171060.000</u>

- * Incluye costos del material, montaje, contingencias, costos directos de construcción, ingeniería y gastos generales (EIG). Se excluye costo de terrenos y propiedades.
- ** Incluye costo del transformador, bases y cimentos, pernos, montaje, contingencias, gastos de construcción, ingeniería y gastos generales (EIG).

1.3.6.7 CONSIDERACIONES Y CONCLUSIONES.

La diferencia de costo de Capital entre las dos alternativas de subestaciones de interconexión es de \$ 740.000 (sucres).

Por tanto el costo total de la alternativa (a), que utiliza una línea de doble circuito a una tensión de 46 KV como Barra Coste N° 2, incluyendo a este costo el de las subestaciones de distribución y la subestación de interconexión es de \$ 42' 290.000, en este precio no se incluye el costo del terreno, propiedades y desarrollo del sitio de subestaciones, que aproximadamente sería igual para cualquier alternativa.

Por otra parte el costo de la alternativa (b) que utiliza una línea de 69 KV de un solo circuito como Barra Coste N° 2, incluyendo también el costo de las subestaciones de distribu-

ción y de interconexión es de \$ 44'826,000.

Se debe anotar que no se ha hecho ningún cálculo de costo de instalación del doble circuito en la Barra Norte N° 2, ya que este costo sería igual para las tres alternativas en consideración.

La diferencia total de costo entre las alternativas (a) y (c) es de \$ 2'536,000 (sucres), equivalente al 6%, lo que demuestra que es más económica la alternativa (a).

Por tanto el uso de la tensión de 46 KV llevaría consigo una economía en la inversión de capital en la zona antes indicada, que es de un relativo significado para la Empresa Eléctrica Quito S.A. dada su situación financiera.

En el aspecto técnico al utilizar la tensión de 46 KV en todo el sistema facilitaría su operación y mantenimiento, pues se mantiene una misma clase de repuestos para las redes y subestaciones.

Para igualdad de secciones de conductor, utilizando un doble circuito de 46 KV o un solo circuito de 69 KV y considerando la misma longitud de la barra para ambos casos y asumiendo el mismo porcentaje de pérdidas y el mismo tipo y sección de conductor, despreciando los efectos de capacidad de la línea y calculando a base de la fórmula siguiente:

$$IP = \frac{\rho L}{pU^2 \cos^2 \phi}$$

donde L = longitud de la línea.

ρ = Resistividad en microoh-

altes centímetros.

p = Pérdida de potencia en tanto por ciento.

U = Tensión de la línea.

$\cos \phi$ = Factor de potencia.

Se encuentra que la capacidad para la línea de doble circuito a 46 KV y para un circuito simple a 69 KV es aproximadamente igual.

Pero se debe saber que en caso de aumentar la capacidad de la línea en futuro lejano o próximo no quedaría otra alternativa para el caso del uso del doble circuito a 46 KV que el de construir otra línea separada, lo que no pasaría con el caso de circuito simple a 69 KV que se podría hacer las modificaciones necesarias para el uso de un doble circuito, habiendo una economía en este sentido, y dejando mayor flexibilidad.

Por otro lado el uso de una tensión de 69 KV, si se piensa en una elevación de la tensión primaria de distribución a 13,8 KV, facilitaría enormemente, ya que es fabricación normal los transformadores con relación de transformación de 69/13,8 KV en los Estados Unidos de Norteamérica, lo que facilita su adquisición y el mantenimiento de repuestos.

Además como ya se ha indicado facilita una interconexión con otros sistemas ya que la tensión de 69 KV es una tensión normal en el Ecuador, eliminándose, con esto al seguir usando,

tensiones distintas que tarde o temprano saldrán del uso en el Ecuador o serán casos aislados que dificulten su mantenimiento y su operación.

Para completar un estudio técnico habría que hacer un estudio de estabilidad del sistema de Quito para ver el influjo del empleo de una tensión distinta dentro del sistema de Quito.

Al utilizar una tensión más alta esto es de 69 KV, aumenta claramente está la intensidad y la potencia de cortocircuito, que exige una instalación de disyuntores de mayor potencia de ruptura, lo que aumenta su costo. Sin embargo, el uso de esta tensión favorece extraordinariamente la estabilidad, disminuye la potencia de los compensadores que se puedan utilizar para mantener la tensión constante, factores que hacen factible técnicamente el empleo de la tensión de 69 KV sobre la de 45 KV, reduciendo con esto la desventaja económica que ofrece este aumento en la tensión de la Barra Oeste N° 2.

Como se puede ver del estudio anterior este ha sido un trabajo de prefactibilidad y que únicamente sirve para dar criterios sobre el problema y que para el caso de tomar una decisión definitiva para un diseño final o construcción, habría que hacer un estudio más detallado de todos los factores y componentes involucrados en las diferentes alternativas y únicamente a base de esto se podría llegar a tener un criterio más exacto sobre el asunto. Este estudio detallado puede ser materia de otra tesis de grado de nivel de la brevedad con --

que se ha tratado este problema. Al momento tal cual están los estudios y diseños efectuados por parte de la E.E.Q. S.A. convendría seguir utilizando la tensión de 46 KV para la Barra Oeste N° 2, ya que al momento no existe ningún estudio definitivo de integración con otros sistemas, pues todo lo demás son meras especulaciones y por tanto el sistema de la Empresa Eléctrica Quito S.A. habría que considerarlo actualmente, como sistema aislado y sobre todo debido a su costo menor que no redundaría en un fuerte inversión adicional para la Empresa Eléctrica Quito S.A..

Para satisfacer los dos criterios opuestos, el uno económico de continuar utilizando la tensión de 46 KV para la Barra Oeste N° 2 y el otro técnico de que un sistema a esta tensión no favorece una integración y normalización en escala nacional, por no ser la tensión de 46 KV normal en el Ecuador. Se ha considerado que se podría hacer el diseño de la Barra Oeste N° 2 para la tensión de 69 KV y que se opere a 46 KV hasta que en un tiempo no muy lejano se hayan capitalizado todas las inversiones efectuadas en el sistema de subtransmisión de la ciudad de Quito o que por necesidades urgentes de integración o modernización requiera un cambio completo en las instalaciones y allí entonces se podría utilizar la Barra Oeste N° 2 a su tensión de diseño es decir de 69 KV.

Además tratándose este proyecto de una tesis de grado y como vía de ensayo técnico y académico, se ha escogido la tensión de 69 KV como tensión de la Barra Oeste N° 2, por ser esta más interesante para su estudio.

El resumen de todos los costos de las diferentes alternativas se los indica en la tabla siguiente 1-6.

1.4.1.- SELECCION DEL TIPO DE CONDUCTOR A UTILIZARSE EN CADA LINEA DE SUBTRANSMISION A BASE DE CONSIDERACIONES TECNICAS - ECONOMICAS.

1.4.1.- Generalidades.-

Mucho se ha escrito sobre las diferentes clases de metales a emplearse como conductores en líneas de transmisión, pero al presente, no se puede decir de ninguno de ellos que sea el más conveniente para todas las situaciones de diseño.

Es esencial dar una mirada de conjunto a las diferencias técnicas y económicas de las clases de conductores para hacer luego una selección que mejor convenga para un determinado proyecto, en este caso para la Barra Oeste N° 2.

La selección correcta de la clase de conductor es un problema fundamental para un ingeniero que diseñe una línea de transmisión o distribución, una vez que el conductor seleccionado dentro del aspecto técnico debe reunir los requerimientos eléctricos de ser un buen conductor de la corriente eléctrica, pues esto afectará directamente en la regulación de voltaje, corrientes de carga y factor de carga; además debe tener una resistencia mecánica que garantice una necesaria seguridad.

Junto a este aspecto técnico se debe ver el aspecto económico, haciendo el más bajo costo de construcción, operación y mantenimiento, se debe hacer un análisis de la cotización de los diversos metales, así como la abundancia o escasez en el mercado interno y externo.

El ingeniero debe mirar el problema en su totalidad, porque el costo de la obra está influenciada además por diversos factores que se deben analizar profundamente.

Uno de estos factores es la resistencia mecánica del metal a emplearse, que debe ser grande, pues los conductores están sometidos a grandes esfuerzos lo que influye en la longitud del vano con el consiguiente costo de las estructuras.

El peso específico del conductor debe ser pequeño, pues influye directamente en el tamaño de la flecha lo que determina el alto, de las estructuras, número de éstas y el costo de las mismas. También se debe examinar la topografía, condiciones atmosféricas y meteorológicas del lugar.

El conductor debe tener poca resistencia eléctrica para que el costo por pérdidas de energía sea pequeño.

Más adelante se expondrá en detalle estos y otros factores que afectan en la selección de la clase de material a usarse como conductor para este proyecto.

Como es lógico estas condiciones no se cumplirán simultáneamente en una clase determinada de conductor para líneas de transmisión, de ahí que el número de metales a emplearse como conductores quede reducido a muy pocos.

De entre estos no se puede decir que haya un tipo especial que sea el mejor para emplearse en las líneas de transmisión, sino que se debe estudiar para cada caso los diversos facto-

res que intervienen para luego escoger la clase de conductor que más convenga.

En esta parte de la tesis se hará un breve estudio comparativo de algunos de los diversos tipos de conductores que se emplean en líneas de transmisión, para que a base de esto se pueda elegir el que más convenga para la Barra Oeste N° 2.

Luego de un análisis de los conductores se escogerá dos tipos y con estos se hará el cálculo eléctrico de la línea y luego se seleccionará el conductor a emplearse en este diseño.

Se debe anotar que no se hará un estudio de todos los tipos de conductores que se emplean en líneas de transmisión, porque primeramente este no es el objeto de esta tesis y en otros casos por ser conductores de reciente fabricación y están en vía de experimentación no se ha podido obtener la suficiente información técnica.

Para facilitar este estudio se ha dividido los conductores de líneas aéreas en conductores homogéneos y conductores compuestos.

Los conductores homogéneos están compuestos de un solo metal que puede ser de cobre, aluminio o aleación de aluminio. Las propiedades eléctricas y mecánicas del conductor son las propiedades del metal con que ha sido hecho.

Los conductores compuestos están formados de dos metales, el uno para proveer una buena conducción eléctrica y el otro para un buen refuerzo mecánico.

De los conductores homogéneos únicamente se analizarán los tipos principales a saber: Cobre (H.D.), aluminio grado HC, y aleación de aluminio. Y de los conductores compuestos el Copperweld-Cobre (nombre de fábrica) y el conductor de aluminio con alas de acero.

1.4.2.- CONDUCTORES HOMOGÉNEOS.

1.4.2.1 Conductores de cobre.-

Se les más utilizados debido a que su conductancia, y resistencia mecánica son buenas. Hay varias clases de conductores de cobre, pero uno de los empleados en líneas de transmisión es el conductor de cobre duro estirado en frío (Hard - drawn). El conductor de cobre (HC) tiene una conductividad de 97,3% a 20°C (68°F) (ASTM Especificación B47-55) y una tensión rotura de 35 a 45 Kgr/cm² (50.000 a 65.000 Lb/pulg.²).

1.4.2.2 Conductores de Aluminio grado HC:

Durante mucho tiempo el cobre fue el metal utilizado casi exclusivamente en los conductores eléctricos, pero debido a que el aluminio tiene un peso específico más bajo que el cobre y a su precio más bajo originó a que se introdujera este metal como un elemento constitutivo en la fabricación de conductores eléctricos. Los conductores de aluminio grado HC —

(Electric Conductor) tienen la más alta conductividad y el más bajo costo que cualquiera de los conductores de aluminio comerciales. La clase de aluminio empleado en esta clase de conductores es del tipo duro estirado, con una pureza de 99,0 al 91,5%, ya que su duración depende de esta condición. Su conductividad ha sido por muchos años, del orden del 61% del IACS (International Annealed Copper Standard) pero recientemente en los últimos años se ha incrementado por algunos fabricantes al 62%. La tensión de rotura del conductor AL-EC es del orden del 16 al 21 Kgr/mm² (33,000 a 30,000 lb/pulg²).

Se puede establecer una equivalencia eléctrica entre el conductor de cobre (HD) y el de AL-EC a base del siguiente cálculo:

$$// \frac{\gamma_{Al} \times \rho_{Al}}{\gamma_{Cu} \times \rho_{Cu}} = \text{Equivalente eléctrico.}$$

- Donde:
- $\gamma_{Al} = 2,703 \text{ gr/cm}^3$, peso específico del AL-EC
 - $\gamma_{Cu} = 8,890 \text{ gr/cm}^3$, peso específico del Cu-HD
 - $\rho_{Al} = 0,02826 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$, resistividad del Al a 20°C
 - $\rho_{Cu} = 0,01772 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$, resistividad del Cu a 20°C

$$\frac{2,703 \times 0,02826}{8,890 \times 0,01772} = \frac{1}{2} = 0,5$$

Esta es la base de la conocida regla que dice que "Aproximadamente 1 mgr. de Cu es equivalente eléctricamente a 0,5 mgr. de Al. De donde se puede ver la ventaja económica del conductor de Al". Su defecto principal de este tipo de conductor es que su tensión de rotura es relativamente pequeña lo que

hace que no se utilice en líneas de transmisión donde se requieran vaneos de gran longitud, pues allí se producen grandes esfuerzos mecánicos.

1.4.2.3 CONDUCTORES DE ALEACIONES DE ALUMINIO

Este tipo de conductores es fabricado bajo diferentes nombres comerciales así en Europa se conoce con el nombre de Aldrey (Suiza), Almelec (Francia) aleación de aluminio 6201 y otros. La Reynolds Metals Company de Estados Unidos fabrica el conductor de aleación de Aluminio 5005.

Con este tipo de aleaciones de aluminio se ha conseguido que además de aprovechar la conductividad de este metal se obtenga una mayor resistencia mecánica y un aumento en su dureza gracias a tratamientos térmicos y mecánicos especiales.

Los elementos de aleación más utilizados son el cobre, silicio, manganeso, magnesio, cromo, zinc y hierro.

Con este tipo de conductores, a igualdad de flechas, teniendo en cuenta los efectos de viento y temperatura, se pueden obtener vaneos más largos que con cobre, aluminio e incluso a aluminio puro de la misma resistencia eléctrica, consiguiéndose con esto la disminución del número de apoyos o si se mantiene el mismo número de estos se requeriría una menor altura de las estructuras con el consiguiente ahorro de material.

De los diferentes tipos de conductores de aleaciones de alu-

minio se ha escogido el Reynolds 5005 Aluminum Alloy fabricado por la Reynolds Metal Company de los Estados Unidos, por ser este un conductor relativamente nuevo y que ha dado muy buenos resultados en líneas de transmisión en alto y extra-alto voltaje en Estados Unidos y Canadá.

El conductor 5005 aleación de aluminio tiene una composición de un 0,8 de magnesio, el resto aluminio y pequeño porcentaje de impurezas, una conductividad de 53,7% y una tensión de rotura del orden de 24 a 28 kgr./mm² (34.000 a 40.000 lb/pulg.²)

El conductor 5005 tiene de entre todos los conductores homogéneos, el mejor balance general de una alta conductividad eléctrica, alta tensión mecánica y un bajo costo.

1.4.3.- CONDUCTORES COMPUESTOS.

1.4.3.1 Conductores de cobre con alma de acero entre hilos de cobre.

Es un conductor compuesto de una combinación de hilos que tienen un núcleo o alma de acero con un envolvente o capa soldada de cobre (Copper-weld) y con hilos de cobre (CB) o sea es la combinación de un metal de alta conductividad eléctrica, cobre, con otro de alta resistencia mecánica que es el acero, lo que hace posible la construcción de líneas de grandes voltajes, pequeñas flechas y un alto factor de seguridad eléctrico y mecánico.

Debido a la forma irregular de sus conductores estos tienen poca tendencia a vibrar aún en grandes vientos donde existen grandes tensiones.

Hay varios tipos de conductores de Copperweld-Cobre fabricados por la Copperweld Steel Company de Estados Unidos, según sea el número y disposición de los hilos de cobre (HD) y los de Copperweld, así por ejemplo el tipo B tiene 7 hilos de Copperweld y 12 de Cu., el tipo BK tiene 4 de Copperweld y 15 de Cu., el tipo F tiene 1 de Copperweld y 7 de Cu., existen además los tipos G, J, K, O, N, P, etc.

La conductividad varía de acuerdo al tipo de conductor así para el tipo B es de 0.50 kgx/cm^3 . La tensión de rotura para los tipos B, BK y F, varía de $46,5$ a $67,5 \text{ kgx/cm}^2$. (66.000 a $96.000 \text{ lb/pulg.}^2$).

1.4.3.2 Conductores de Aluminio-acero.

Debido a que siempre hay que tener en cuenta la parte económica en el diseño y construcción de las líneas de transmisión se debe procurar el tener tramos de gran longitud con lo que se obtiene un ahorro en el costo por la reducción en el número de apoyos y de aisladores. Por tanto es necesario que los conductores eléctricos, a emplearse en las líneas tengan gran resistencia mecánica o sea que su carga a la rotura sea mayor, aspecto que no se obtiene en el conductor de Aluminio (AL) que es de 16 a 21 kgx/cm^2 con respecto a los 35 a 46 kgx/cm^2 del Cu (HD) o a los 24 a 28 kgx/cm^2 del 5005 aleación de aluminio o con respecto al Copperweld-Cobre.

Además cabe anotar que otro aspecto importante es que para tramos de igual longitud y de diferentes tipos de conductores se

tiene que las flechas verticales son proporcionales al peso propio de cada conductor.

El mejor conductor será el que mejor compagine los siguientes dos criterios mecánicos: Que tengan los conductores una buena resistencia mecánica y que sean los materiales lo más ligeros posibles o lo que es lo mismo que su peso específico sea menor.

Analicemos esto en los conductores de Cobre (HD), estos tienen buena resistencia mecánica, pero su peso específico es alto, 8,89 gr/cm³ comparado con 2,703 gr/cm³ del Al (RD), lo que supone grandes flechas y por lo mismo se tiene que aumentar la altura de los apoyos y con esto se incrementa el costo de la obra.

Y así desde el año 1,907, se utilizan los cables de aluminio-acero, en los que tenemos por un lado las cualidades eléctricas, físicas y químicas del aluminio y por otro, la gran resistencia mecánica del acero. En los Estados Unidos se conoce este conductor con las iniciales "ACSR", abreviación de "Aluminum Core Steel Reinforced" o sea Cable de aluminio reforzado con acero. En Inglaterra se lo designa con las iniciales "SCA" Steel-Cored Aluminium o sea Aluminio con alma de acero. En Francia y en España se los llama cables de Aluminio-acero. La variedad en su composición varía de acuerdo con las casas fabricantes.

De estos conductores, el más utilizado en esta parte del hemisferio es el conductor de aluminio con refuerzo de acero (ACSR), fabricado por ALCAN, Aluminium Company of Canada Ltd. Este conductor tiene una conductividad eléctrica de 61%. Su tensión de rotura varía de acuerdo al tipo de conductor según sea el número de hilos de aluminio y acero. Así por ejemplo para el cable aluminio-acero de 7 hilos: 6 Al/1 Acero, prácticamente se puede suponer una tensión de rotura de 26 a 31 Kgx/mm² (37.000 lb/pulg²). o para el cable de 37 hilos: 30 Al/7 acero, se tiene una tensión de 30,5 a 35 Kgx/mm² (43.700 a 50.000 lb/pulg²). En general esta clase de conductor es un suplemento en líneas de transmisión con mucha ventaja técnica y económica.

1.4.4.- CONCLUSIONES.

Brevemente se ha dado una descripción de las diferencias de clases de conductores más utilizados en líneas de transmisión. Para facilitar su comparación técnica. Se han reunido las principales características mecánicas y eléctricas de los conductores en la tabla 1-7.

Debido a la variedad de las diferentes tipos de conductores en una misma clase de metal se ha seleccionado para los conductores compuestos Copperweld-Cobre los tipos B y F, y para el conductor Aluminio-Acero los tipos de 7,37 y 61 hilos. Algunos de los valores indicados en las tablas han sido tomados de datos publicados por los fabricantes y los otros -

han sido calculados y por tanto sus valores pueden ser aproximados, pero sin afectar esto en el balance general. En las tablas 1-8 y 1-9 se indican las características físicas y eléctricas de los diferentes conductores ya mencionados pero aplicados de una manera particular a conductores de una sola capa de hilos y con referencia a los tamaños equivalentes — del aluminio (AL) números 1/0 y 4/0 AWG.

En las tablas 1-10 se dan los precios bases de los conductores por unidad de peso y por longitud en porcentajes, este método se debe a que los precios fluctúan en el mercado considerablemente pero sin afectar mayormente en los resultados generales.

Del análisis de estos cuadros se puede deducir las siguientes conclusiones:

El conductor de Cobre (CB) tiene buena conductibilidad eléctrica, igualmente su resistencia mecánica es buena, pero debido a su peso específico alto $8,89 \text{ gr/cm}^3$, hace inconveniente su empleo cuando existen vases de gran longitud, pues el valor de la flecha es grande, teniendo con esto que aumentar la altura de los apoyos o aumentar el número de estos lo que redundaría en incremento en el costo de la obra, además en los momentos actuales el precio del cobre ha subido enormemente en el mercado internacional debido a la escasez demandada que existe por este metal lo que hace que el empleo de este conductor en líneas de transmisión sea hasta cierto punto anti-económico.

El conductor de Aluminio (AC), en cuanto a su costo es el más ventajoso, su conductibilidad es buena, pero su inconveniente principal está en su baja resistencia mecánica que impediría el poder construir vaneos de gran longitud y que por lo tanto habría que aumentar el número de apoyos, motivo por el cual dificulta su empleo en líneas de transmisión. Además los cables de aluminio se estropean fácilmente si al tendido de la línea rozan con el suelo o con los apoyos, por lo tanto esta operación hay que hacerla con gran cuidado que incide en el aumento de tiempo y costo de la obra, por el empleo de personal que tenga mayor preparación y por el cuidado en su manejo.

El conductor de aleación de aluminio Reynolds 5005 tiene un porcentaje de conductibilidad buena, mejor que el ACER, en peso específico también lo es menor, por lo que se obtiene flechas menores. Su resistencia mecánica es mayor que el Aluminio (AC). No exige las precauciones en su instalación pues no es tan sensible al roce como el Aluminio. Su equivalencia eléctrica respecto al cobre, es igual a 1 Kgr de Cu (HC) equivale a 0,75 Kgr de aleación de Aluminio 5005, siendo este por tanto más económico. Además el precio base por unidad de peso y longitud es menor que el Cu (HC) en conductores de grandes secciones y semejantes los precios a los conductores equivalentes del ACER.

El conductor compuesto multimetal Copperweld-Cobre, tiene una buena resistencia mecánica, siendo la mayor de la de los

tipos de conductores estudiados con lo que se puede obtener vanao de gran longitud. Su conductibilidad eléctrica es buena. Su costo es sumamente alto. Su empleo se limita cuando la elección de la clase de conductor obedezca más a razones de origen mecánico que a eléctricas.

El conductor de Aluminio-Acero (ACSR), su conductibilidad eléctrica y resistencias mecánicas son buenas. Debido a su peso específico promedio de 3,74 gr/cm³ tiene una gran ventaja sobre los conductores de Cobre (HC) y Copperweld-Cobre, pues a igualdad de longitud de vano, su flecha es menor, con lo que se puede obtener menor altura en los apoyos y menor número de estos, con el consiguiente disminución en el costo de la obra. Además el precio por unidad de longitud y por peso es sumamente económico. Su empleo está ampliamente generalizado en Estados Unidos, Canadá y Europa y en nuestro medio.

Debido de este somero análisis que puede haber sido fruto de un estudio más amplio y complejo, pero como anteriormente se expuso, este no es el objeto de esta tesis, se puede concluir que como selección de la clase de material a emplearse se elige el conductor de tipo compuesto multimetálico Aluminio-Acero (ACSR), por ajustarse este conductor al mejor criterio económico y técnico.

También se podría escoger en el diseño de este proyecto una combinación de Aluminio-acero (AACR) en traveses donde existan grandes vases y el conductor de Aluminio (AC) en traveses donde los vases sean cortos y con este se podría disminuir el costo en el precio por conductores en el proyecto.

TABLA 1-9

Tipo de Conductor	Tamaño del conductor Galga	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				Resistencia Inductiva Ω /Km Separ. 0,3048m. (pie)-60 cicl.
		* Resistencia Ω /Km.				
		60 ciclos				
		20° C.	25° C.	35° C.	75° C.	**Corriente admisible aproximada Amperios

TAMAÑO EQUIVALENTE AL N° 3/0 AWG

Cobre (HD) 7 hilos	1/0	0,3389	0,3389	0,3449	0,4134	310	0,3393
Aluminio (HD) 7 hilos	3/0	0,3347	0,3347	0,3412	0,4101	330	0,3215
Aleación de Al. (5005)-7hilos	196.325 OH	0,3314	0,3314	0,3379	0,3937	345	0,3150
Copperweld-Cu (tipo F)-7hilo	1/0 F	0,3422	0,3422	0,3443	0,4352	310	0,3399
Aluminio-Acero (ACSR)-6/1	3/0	0,3314	0,3314	0,3480	0,5250	300	0,3850

TAMAÑO EQUIVALENTE AL N° 4/0 AWG

Cobre (HD) 7 hilos	2/0	0,2687	0,2717	0,2734	0,3281	360	0,3306
Aluminio (HD) 7 hilos	4/0	0,2643	0,2651	0,2704	0,3248	385	0,3130
Aleación de Al. (5005)-7hilos	247.570 OH	0,2622	0,2658	0,2671	0,3137	400	0,3061
Copperweld-Cu (tipo F)-7hilo	2/0 F	0,2712	0,2712	0,2735	0,3457	350	0,3312
Aluminio-Acero (ACSR)- 6/3	4/0	0,2658	0,2658	0,2721	0,4265	345	0,3409

* Cálculos basados en una conductividad del 53,2% para el conductor 5005 y 62% para el Aluminio (HD).

** Para una elevación de 50° sobre una temperatura ambiente de 25°C., con una velocidad de viento de aproximadamente de 36,6 Metros/minuto.

PRECIO BASE DE LOS CONDUCTORES EN FORNETAJES **

Tipo de Conductor	Tamaño del conductor Galga	P r e c i o B a s e \$			
		\$/lb	\$/Kgr	\$/1000 pies	\$/Km
TAMAÑO EQUIVALENTE AL N° 3/0 AWG					
Cobre (HD) 7 hilos	1/0	181,2	181,2	375,0	375,0
Aluminio (80) 7 hilos	3/0	100,0	100,0	100,0	100,0
Alcación de Al. 7 hilos (5005)	196,325 OH	114,2	114,2	135,1	135,1
Copperweld-Cu (tipo F)-7 hilos	1/0P	171,1	171,1	385,0	385,0
Aluminio-Acero (ACSR) - 6/1	3/0	83,4	83,4	121,8	121,8
TAMAÑO EQUIVALENTE AL N° 4/0					
Cobre (HD) 7 hilos	2/0	181,2	181,2	375,0	375,0
Aluminio (80) 7 hilos	4/0	100,0	100,0	100,0	100,0
Alcación de Al. 7 hilos (5005)	247,570 OH	114,2	114,2	132,0	132,0
Copperweld-Cu (tipo F) -7 hilos	2/0P	171,1	171,1	384,5	384,5
Aluminio-Acero (ACSR) - 6/1	4/0	83,4	83,4	121,7	121,7

** Se ha considerado el conductor de Aluminio (80) como precio base 100%.

1.5.- SECCION DE LOS CONDUCTORES

1.5.1.- Generalidades.

El cálculo de la sección adecuada de los conductores para la Barra Oeste N° 2, es de suma importancia desde el punto de vista técnico y económico en el diseño de la línea.

Bajo el aspecto técnico, el tamaño de la sección de los conductores influye de varias formas como son las siguientes: eléctricas, mecánicas y caloríficas.

Desde el punto de vista eléctrico una mayor o menor sección influirá directamente en una mayor o menor pérdida de potencia y caída de tensión. Lo primero lleva consigo que una parte de la producción de energía no es aprovechable, lo que ocasiona una pérdida en los ingresos, por KW-Hora no vendidos por parte de la Empresa Eléctrica quite S.A.. La caída de tensión no representa un inconveniente mayor, si esta no pasa de ciertos límites y se mantiene constante, a base de tomar en cuenta esto, regulando adecuadamente la tensión en los centros de la línea o en las relaciones de transformación en los transformadores de bajada o utilizando compensadores de tensión. El problema se presenta si no se pudiera mantener constante esta caída, existiendo variaciones de la misma.

De lo expuesto anteriormente se puede concluir que existen dos criterios dentro del aspecto eléctrico, para el cálculo de la sección de los conductores, ya sea si se lo hace tomando en -

cuenta la caída de tensión sino existe una buena regulación, o teniendo en cuenta principalmente las pérdidas de energía cuando hay una buena regulación. Para el cálculo de la sección de la Barra Oeste N° 2 se basará primordialmente en este segundo criterio.

Bajo el punto de vista mecánico, la sección de los conductores debe estar sujeta a normas existentes si las hubiera, de acuerdo a los reglamentos de cada país, sobre los coeficientes de seguridad a utilizarse en los conductores.

En esta tesis las normas servirán únicamente como guía para dar criterios de selección, ya que en el Ecuador, al momento, no existe ninguna reglamentación al respecto. Sobre la selección bajo este punto de vista se lo tratará en el Capítulo III al hacerse el estudio mecánico de la línea.

Desde el punto de vista calorífico, se debe evitar el que se produzca un excesivo calentamiento en los conductores a fin de que no se alteren sus propiedades físicas, al disminuirse su conductibilidad, o debilitarse su resistencia mecánica o que aumente su flecha mecánica a valores excesivos que afectarían en la buena operación de la línea.

Por lo expuesto anteriormente hay que lograr tener una correcta densidad de corriente, que tenga en cuenta estos tres aspectos técnicos. Dentro del campo mecánico si la Barra Oeste N° 2 se diseña con conductores de secciones pequeñas, su

construcción resultará económica y el costo anual que tiene que invertirse en intereses y en amortizaciones de capital de instalación es también bajo, pero los costos por energía no vendida se hacen mayores.

Por otro lado si a la línea se le diseña con conductores de secciones grandes, el costo de la línea se aumentaría, pues además del incremento de costo por conductores, subiría también el costo de las estructuras, bases y cimentaciones que soportarían a esos conductores. Los costos por renta de capital, por amortizaciones de la línea se hacen grandes, pero el costo de las pérdidas de energía se hacen menores. Por tanto se debe calcular la sección para la cual los gastos totales anuales resulten los más ventajosos.

Como queda indicado el diseño y cálculo de la sección de los conductores para la Barra Coste N° 2, es complejo, pues se debe compaginar los criterios técnicos y económicos para poder llegar a una solución factible y aceptable.

1.5.2.- Cálculo de la sección económica.

Como se ha anotado anteriormente el problema económico se debe resolver encontrando la mejor relación entre el capital invertido y el rendimiento de la Barra Coste N° 2.

Las amortizaciones se pueden efectuar más fácilmente cuando un mejor rendimiento económico tiene la línea, lo cual está deter

cinado por los gastos fijos que comprende intereses si los hubiere, depreciación, salarios, impuestos si los hubiere y los gastos variables ocasionados principalmente por pérdidas de energía por efecto Joule.

Lord Kelvin desarrolló su ley económica, para el cálculo de la sección más económica, esta ley viene expresada en la siguiente forma: "La sección más económica de un conductor es aquella en la que los costos anuales por energía perdida son iguales a los costos de inversión".

Las pérdidas de potencia en una línea se producen principalmente por las pérdidas por efecto Joule que viene expresado por la ecuación: $I^2 \cdot R \cdot H = \Delta P \cdot H = \text{Pérdidas de energía}$.

Donde I es la corriente en amperios de la línea, R la resistencia de la línea en ohmios y H el número de horas durante las cuales la línea es utilizada.

Estas pérdidas de energía representa una pérdida en suero y puede ser considerada como uno de los gastos de operación de la línea.

Los otros gastos de operación y mantenimiento serían el costo de mano de obra directa, materiales directos, etc.

A estos gastos habría que añadir otros gastos adicionales fijos como son los gastos de depreciación, impuestos y pagos de

intereses en préstamos si los hubiera, seguros.

Estos ^{costos} serían proporcionales a la cantidad de dinero invertido en la Barra Coste N° 2 de subtransmisión.

Si se aumenta el tamaño de los conductores a utilizarse, la resistencia de la línea se disminuye y como resultado se obtiene una menor pérdida de energía, y por tanto una disminución en la cantidad de dinero por este costo.

Sin embargo el empleo de conductores de mayor sección cuesta más dinero y los costos fijos llegan a ser mayores. En resumen se puede indicar que al aumentar el tamaño de los conductores a emplearse en la Barra Coste N° 2 se disminuye en un costo, pero otros costos son aumentados.

Por tanto lo lógico es encontrar y determinar un punto de equilibrio donde los costos sean los mínimos.

Para encontrar este valor se podría hacer a través de cálculos gráficos o analíticos llegando con cualquiera de los métodos a la misma respuesta.

El cálculo que se indica a continuación se ha hecho en base de la representación gráfica de la ley de Kelvin, para esto se ha utilizado varias secciones diferentes de conductores de Aluminio-Acero, los mismos que se indican en las tablas 1-11 y 1-12.

Como se ha indicado anteriormente se debe conocer la energía perdida, que primordialmente es producida por el efecto Joule, para los diferentes conductores en consideración, de acuerdo a la fórmula $I^2.R.H.$

El valor de I se calcularía en una forma aproximada en base de la máxima potencia de 40 MW que debe transmitir la Barra Oeste N° 2 en condiciones normales y con su doble punto de alimentación en sus extremos o sea por las subestaciones Norte y Sur.

El valor de I se ha calculado en base de las corrientes equivalentes, y se lo ha hecho utilizando un método aproximado, pero lo suficientemente correcto para ser empleado en el cálculo de la energía perdida.

Para este cálculo se asume que las tensiones de alimentación a la Barra Oeste N° 2 son iguales. La longitud aproximada de la línea es de 16.100 metros que se descompondría de la siguiente manera:

Subestación Sur a Subestación N° 5	:	5.400 metros.
Subestación N° 5 a Subestación N° 7	:	200 metros.
Subestación N° 7 a Subestación N° 9	:	1.700 metros.
Subestación N° 9 a Subestación N° 11	:	1.600 metros.
Subestación N° 11 a Subestación N° 13	:	3.200 metros.
Subestación N° 13 a Subestación Norte	:	4.000 metros.

Esquemáticamente se podría representar la Barra Oeste N° 2 de la siguiente manera:

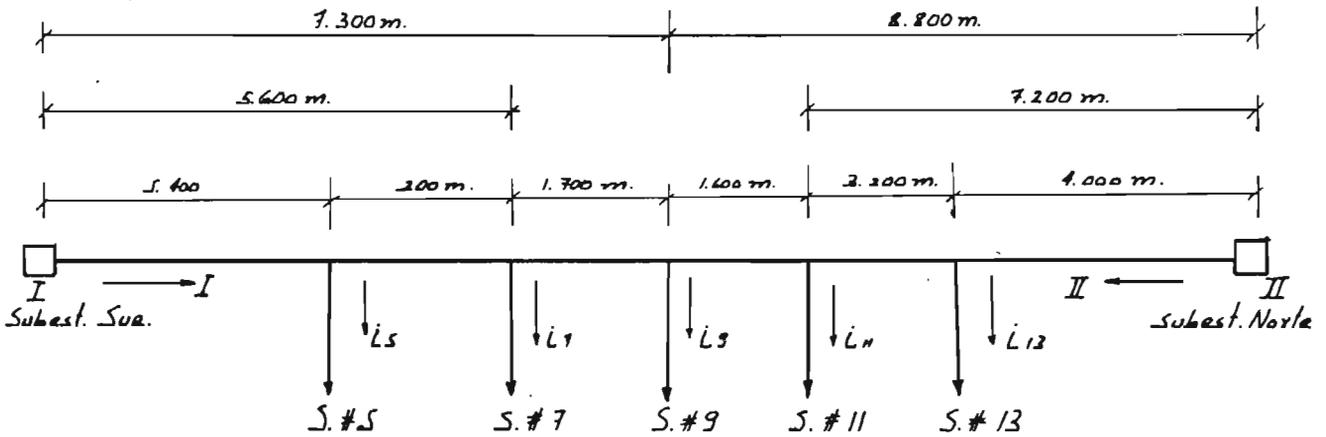


Fig. 1-10

Se asume que las corrientes I_5 , I_7 , I_9 , I_{11} , I_{13} son iguales o sea que cada subestación tendría una carga de:

$$\frac{40 \text{ MW}}{5} = 8 \text{ MW}$$

Y también se asume que todas las cargas tienen el mismo factor de potencia de 0,9.

$$i_5 = \frac{8.000 \text{ KW}}{3 \times 69 \text{ KV} \times 0,9} = 74,4 \text{ Amperios}; \sum i = 372 \text{ Amperios.}$$

Por tanto existirá una subestación de distribución que será alimentada desde la subestación Norte y Sur a la vez. Para hallar este punto se supone arbitrariamente que sea la Subestación N° 9 y que sería alimentada desde el punto I y II (ver figura 1-10) y que desde el punto I viene una corriente a la subestación N° 9 i_x y desde el punto II la corriente i_y , de modo que:

$$i_9 = i_x + i_y \quad (1)$$

Si la subestación N° 9 es el punto al que afluyen las corrientes de cada extremo, se debe tener igualdad de momentos de corriente entre los puntos I - S. # 9.

Por tanto se tiene:

$$i_s l_{1,5} + i_7 l_{1,7} + i_x l_{1,9} = i_5 l_{12,12} + i_{II} l_{12,11} + i_y l_{12,9} \quad (2)$$

En esta ecuación (2) se puede sustituir la ecuación (3) que es la ecuación (1) modificada: $i_y = i_9 - i_x$ (3);

y como $i_s, i_7, i_9, i_{II}, i_5$ son iguales, se obtiene:

$$i_s (l_{1,5} + l_{1,7}) + i_x l_{1,9} = i_s (l_{12,12} + l_{12,11}) + (i_9 - i_x) (l_{12,9})$$

$$i_x l_{1,9} - (i_9 - i_x) l_{12,9} = i_s (l_{12,12} + l_{12,11} - l_{12,9} - l_{1,7})$$

como $l_{1,9} + l_{12,9} = L$ (longitud total de la línea)

$$i_x = \frac{\sum i_s l - \sum i_s l}{L}$$

$$l_{12,12} = 4.000 \text{ m.}$$

$$l_{12,11} = 7.200 \text{ m.}$$

$$l_{12,9} = 8.800 \text{ m.}$$

$$l_{1,5} = 5.400 \text{ m.}$$

$$l_{1,7} = 5.600 \text{ m.}$$

reemplazando los valores se obtiene:

$$i_x = 74,4 \frac{4.000 + 7.200 + 8.800 - 5.400 - 5.600}{16.100}$$

$$i_x = 41,6 \text{ Amperios}$$

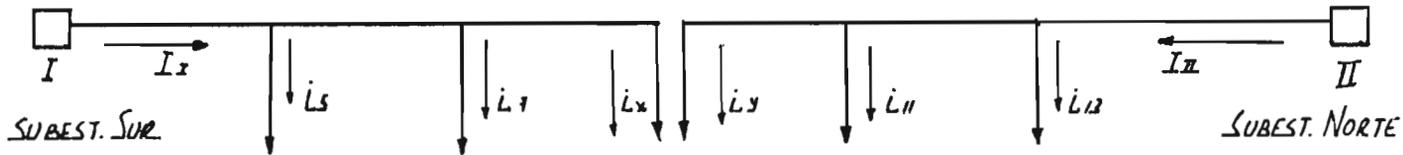


Fig. 1-11

Por la ecuación (3) se encuentra el valor de i_y :

$$i_y = i_9 - i_x = 74,4 - 41,6 = 32,8 \text{ Amperios}$$

Se ha encontrado que a la subestación N° 9 afluyen las corrientes desde los dos extremos. En este punto se producirá la más baja tensión de la línea y se llama a este sitio "punto de corte" puesto que si se cortase la Barra Oeste N° 2 en este punto más cambiaría el equilibrio del sistema.

La Barra Oeste N° 2 entonces se podría representar por dos líneas alimentadas desde un extremo, como se indica en la figura 1-11.

Las corrientes de alimentación I_I e I_{II} están definidas por la suma de las corrientes desde el punto de alimentación hasta el corte o sea hasta la subestación N° 9.

$$n \neq 9$$

$$I_I = \sum_I i$$

$$n \neq 9$$

$$I_{II} = \sum_{II} i$$

$$I_I = i_5 + i_7 + i_2 = 74,4 + 74,4 + 41,6 = 190,4 \text{ Amperios.}$$

$$I_{II} = i_{11} + i_{13} + i_7 = 74,4 + 74,4 + 32,8 = 181,6 \text{ Amperios.}$$

Si se toma en consideración que esta Barra está alimentada por los dos extremos existen por tanto dos corrientes equivalentes I' e II'' . Estas corrientes equivalentes son corrientes ideales I' e II'' , cuyo efecto en todos los tramos de la línea son los mismos que el de las corrientes reales.

Es evidente que las dos corrientes equivalentes no son iguales pues los momentos eléctricos en una u otra dirección no lo son.

Siendo: $\sum_{II} (i \cdot l) \neq \sum_I (i \cdot l)$ se tiene:

$$I_I = I'' = \frac{\sum_{II} (i \cdot l)}{L}$$

$$I_{II} = \frac{\sum_I (i \cdot l)}{L} = I' = I'$$

Por tanto, como en la Barra Oeste N° 2 está alimentada por sus dos extremos, entre por cada uno. Subestación Norte y Sur, "una corriente igual a la equivalente definida por los momentos de corriente desde el extremo opuesto".

De lo anterior se tiene las corrientes equivalentes de la Barra Oeste N° 2.

$$II'' = 190,4 = 190 \text{ Amperios} \quad I' = 181,6 = 182 \text{ Amperios.}$$

Este ha sido un cálculo aproximado que únicamente servirá para el cálculo de las pérdidas por efecto Joule.

Para este cálculo asumimos que toda la Barra Oeste N° 2 opere con la máxima corriente equivalente de 190 Amperios, se toma este valor por ser el más desfavorable, durante H horas en el año, de tal modo que en este período de tiempo aparezcan las mismas pérdidas que se produzcan durante el año con la carga efectiva.

A este tiempo H se lo llama también tiempo equivalente T_e , e indica el número de horas al año que multiplicado por la pérdida máxima de potencia $P = I^2_{max} \cdot R$ da las pérdidas anuales de energía en la Barra Oeste N° 2.

$$T_e = \frac{\sum I^2 \cdot \Delta t}{I^2_{max}}$$

Este valor T_e se lo puede calcular de varias formas, ya sea en base del factor de carga o del tiempo de utilización ó del factor de pérdidas.

Todas estas fórmulas son aproximadas y han sido desarrolladas en base de estudios estadísticos de diagramas ordenados de potencia de carga y pérdidas.

Por muchos años se ha utilizado la siguiente fórmula para encontrar el factor de pérdidas en base del factor de cargas:

$$F_p = 0,7 F_o^2 + 0,3 F_o$$

Donde: F_p es factor de pérdida.

F_o es factor de carga.

Esta fórmula fue desarrollada de experiencias llevadas a cabo en el año de 1928.

En 1,938 luego de una serie de lecturas de prueba entre conductores por la Compañía de Electricidad de Jackson de Michigan, E.U., se anotó que se debió modificar la fórmula anterior por la siguiente:

$$F_p = 0,9 F_o^2 + 0,1 F_o.$$

(District Managers Training Lecture N° 31-Economics por G. E. - Adams de B.C. Hydro & Power Authority 1961 Canadá). Esta fórmula es aproximadamente correcta entre factores de carga entre 0,3 a 0,65

Otros autores indican que esta fórmula se puede simplificar, por medio de la siguiente fórmula:

$$F_p = F_o^{1,6}$$

Esta fórmula ha sido usada de la revista Electrical World Magazine 64, de octubre 17, de 1960 del artículo: "Determining Economic Factor Conductor Sizes" por E.A. Dewberry.

La última fórmula da un valor promedio entre las dos anteriores por

esta razón se utilizará en esta tesis para el cálculo del factor de pérdidas:

$$F_p = 0,514^{1,6} = 0,345$$

Una vez conocido el factor de pérdidas, se multiplica por el número de horas del año y se obtiene el tiempo equivalente:

$$T_e = 8760 \times 0,345 = 3030 \text{ horas.}$$

Por tanto la energía perdida se podría calcular en base a la siguiente fórmula:

$$P_e T_e = 190^2 \times R \times 3030$$

Donde R es la resistencia en ohmios para cada clase de conductor. Los valores calculados se ha reunido en las tablas 1-11 y 1-12 y la explicación de los numerales allí indicados es la siguiente: Los numerales 1,2,3 y 4 son valores tomados de los catálogos de conductores ACER fabricados por ALCAN catálogo de Agosto 14 de 1962 y de acuerdo a las especificaciones canadienses.

El numeral 5 se ha calculado en base de las pérdidas de energía por efecto Joule, para tres conductores y de acuerdo a los parámetros antes indicados.

El numeral 6 que indica el costo anual de energía perdida, se ha calculado tomando como base el valor de \$ 0,20 de suero por kWh que es el valor de la energía útil a un nivel de subtransm

nición. (Este dato fue proporcionado por la Empresa Eléctrica Quito S.A.).

El costo unitario de la energía perdida, es el costo por KWH para generar un incremento de energía como consecuencia de las pérdidas en la línea y es aproximadamente un 10% más alto que el costo de la energía útil, lo que da \$ 0,22 por KWH de energía perdida.

El numeral 7 indica la inversión por conductores en base de un costo aproximado término medio de \$ 0,77 (US) por Kgr. de conductor ACSR puesto en Quito y para su conversión a sucres se ha utilizado el tipo de cambio oficial de \$ 18,18 sucres por dólar. Este costo es directamente proporcional a la sección del conductor.

El numeral 8 indica la inversión total aproximada y se ha calculado asumiendo que el valor del conductor representa un 30% con respecto del costo total de la línea, se excluyen aquellos costos que no son afectados mayormente por el cambio de sección de los conductores como ingeniería, alineación, etc., que se pueden considerar constantes para todos los casos.

El numeral 9 indica los costos anuales fijos y se ha calculado tomando un 12,5% de la inversión total (8). Se incluye en este porcentaje los gastos de depreciación lineal, mantenimiento, intereses en préstamos, seguros e impuestos si los hubiera.

El numeral 10 indica los costos totales anuales y se los ha calculado en base de la suma de los costos anuales variables por

energía perdida (6) más los costos fijos anuales (9).

Los valores de los numerales 6,9 y 10 se han dibujado en los diagramas Figura 1-12 y 1-13.

De acuerdo a estos diagramas, las curvas de costos variables (energía perdida) y los costos fijos se interceptan en un punto correspondiente en ambos casos aproximadamente al conductor 336,4 MCM que indica el punto mínimo de costo.

Se puede anotar que el mínimo costo total se obtiene cuando los costos de energía perdida son iguales a los costos de inversión de la línea, esto corresponde justamente al enunciado de la ley de Kelvin antes indicada.

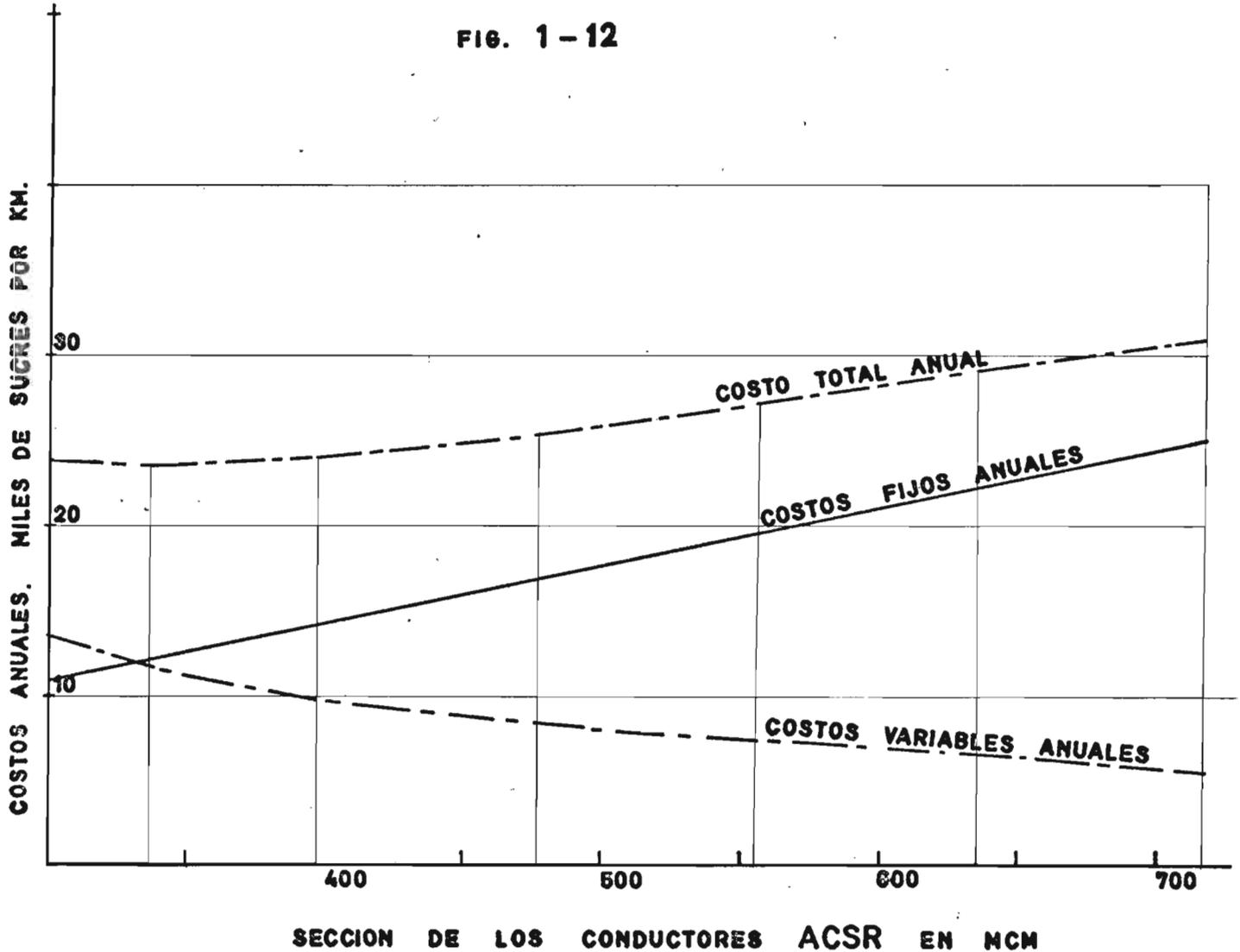
Este cálculo de la sección más económica finalmente nos ha servido de guía en las consideraciones económicas acerca de la sección a utilizar. Esta sección de 336,4 MCM no se puede aceptar como definitiva, pues además de los criterios económicos se deben estudiar los criterios técnicos antes enunciados.

Cabe anotar que el conductor denominado "Merlin" indicado en la tabla 1-12 con características de composición diferente a los demás conductores, pues está compuesto de 18 conductores de Aluminio y 1 de acero es el que da un menor costo total anual.

CURVA PARA EL CALCULO DE LA SECCION ECONOMICA

ACSR 26 AL/7ACERO

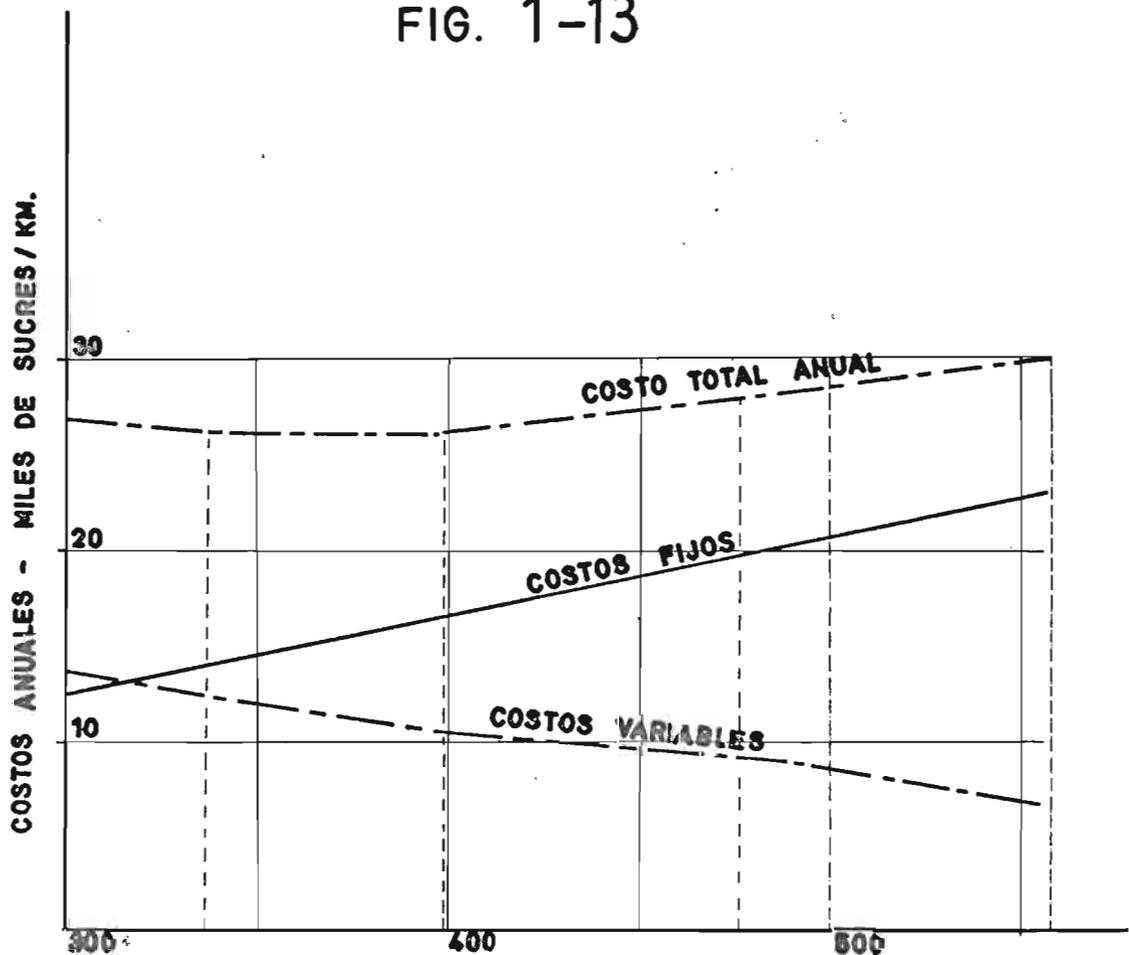
FIG. 1-12



CURVAS PARA EL CALCULO DE LA SECCION ECONOMICA

ACSR - 30Al/7ACERO

FIG. 1-13



SECCION DE LOS CONDUCTORES ACSR EN MM².

En base de los cálculos anteriores se escogen dos secciones de conductores 336,4 y 397,5 MCM para luego en base de un criterio técnico decidir cual es el que más conviene.

1.5.3.- Comprobación de la sección del conductor atendiendo a la elevación de la temperatura.

Una vez determinadas las secciones más económicas a utilizar en la Barra Oeste N° 2, se deben comprobar si estas secciones satisfacen ciertas condiciones de seguridad, como son las corrientes máximas que pueden soportar estos conductores en base de la elevación de la temperatura.

La temperatura que toma el conductor depende de las condiciones de conductibilidad del calor existente, entre el conductor y el ambiente que le rodea por una parte y de la densidad de corriente por otra. Esta densidades son de 1,11 Amp/mm² para los conductores de 336,4 MCM y de 0,89 Amp/mm² para los conductores de 397,5 MCM. El calentamiento que se produce por efecto Joule: $I^2 R$, en un conductor se disipa de su superficie parcialmente por radiación (U_r = waticos/pulg.2) y parcialmente por convección (U_c = waticos/pulg.2/pie de longitud).

Por tanto:

$$I^2 R = A(U_r + U_c) \text{ donde } A \text{ es el área de la superficie del conductor en pulgadas cuadradas.}$$

Las pérdidas por calor por radiación de acuerdo a la ley de Stefan-Boltzman se tiene:

$$W_r = 36,8 \times \left[\left(\frac{T_c}{1.000} \right)^4 - \left(\frac{T_a}{1.000} \right)^4 \right] \text{ Waticos/pulg}^2.$$

Donde T_c es la temperatura del conductor en grados Kelvin, T_a la temperatura del ambiente en grados Kelvin y ϵ la emisividad que varía de acuerdo a cada cuerpo.

La temperatura del ambiente se asume generalmente entre 25 a 40 grados Centígrados. Para este cálculo se asume una temperatura ambiente de 25°C. La temperatura máxima del conductor para propósitos de diseño se asume 75°C o sea un aumento de 50° C sobre la temperatura ambiente, y ϵ para superficies empañadas se asume 0,5.

Por tanto:

$$T_a = 273^\circ + 25^\circ = 298^\circ \text{ K} \quad T_c = 273 + 75 = 348^\circ \text{ K}$$

$$W_r = 36,8 \times 0,5 \left(\frac{348}{1.000} \right)^4 - \left(\frac{298}{1.000} \right)^4 \text{ Waticos/pulg}^2.$$

$$W_r = 18,4 \left(\frac{14,67 \times 10^9}{10^{12}} - \frac{7,82 \times 10^9}{10^{12}} \right)$$

$$W_r = 18,4 \times 6,78 \times 10^{-3} = 124,75 \times 10^{-3} \text{ Waticos/pulg}^2.$$

$$W_r = 0,12475 \text{ Waticos/pulg}^2.$$

La disipación por convección se determina por la fórmula de Schurig y Frick:

$$V_c = \frac{0,0123 \sqrt{p}}{T_0^{0,123} \sqrt{a}} \Delta t \quad \text{Vaticas/pulg}^2$$

Donde: p es la presión atmosférica, siendo 1 la presión a nivel del mar, equivalente a 760 mm., como la presión atmosférica en Quito es de un valor promedio de 546 mm. (Servicio Nacional de Meteorología e hidrología, N° 5,1966) p será = 0,72. El valor de v es la velocidad de viento en pies/segundo. En Quito para el año de 1,965 se han obtenido los siguientes valores medios de las observaciones de las 07,13 y 19 horas, en metros por segundo (m/s). (Tabla 1-13)

TABLA 1-13

VELOCIDADES MEDIAS DEL VIENTO EN QUITO

ESTACION	07	13	19
	horas	horas	horas
	(m/s)	(m/s)	(m/s)
Observatorio	0,2	0,7	0,3
Astronómico			
Aeropuerto	0,3	0,7	0,3
Universidad	0,7	1,9	0,8
Promedio Total	0,40	1,10	0,37

sacando un promedio total para el día se obtiene el valor diario promedio que es de 0,62 m/s., multiplicando este valor por

el factor de conversión 3,28 se obtiene la velocidad en pies/segundo.

$$v = 0,62 \times 3,28 = 2,03 \text{ pies/segundo.}$$

T_0 es la temperatura promedio del conductor y del aire en grados Kelvin:

$$T_0 = \frac{145 + 298}{2} = 323^{\circ}\text{K}$$

t es la elevación de la temperatura en el conductor en grados centígrados y es igual a 50° .

d es el diámetro exterior del conductor en pulgadas.

En base de los parámetros indicados se puede calcular los valores disipados para los diferentes conductores en estudio:

$$W_0 = \frac{0,0128 \sqrt{0,72 \times 2,02}}{50^{0,123} \sqrt{d}} \quad 50$$

$$W_0 = \frac{0,0128 \times 1,258 \times 50}{1,617} \times \frac{1}{\sqrt{d}} = 0,498 \times \frac{1}{\sqrt{d}}$$

TABLE 1-14

WATIOS DISIPADOS POR LOS CONDUCTORES.

Conductor	d (pulgadas)	$1/\sqrt{d}$	W_0 (Watt/pul ²)	$W_0 + W_r$ (Watt/pul ²)
Merlin 336,4 MCM	0,684	1,21	0,603	0,726
Linnat 336,4 MCM	0,721	1,16	0,588	0,713
Oriole 336,4 MCM	0,741	1,16	0,578	0,703
Isla 397,5 MCM	0,783	1,13	0,563	0,688
Lark 397,5 MCM	0,806	1,11	0,553	0,678

Una vez conocidos los valores de W_0 y W_r tabla 1-14 faltan por conocer de A y de R para determinar el valor de I , despejando de la ecuación:

$$I^2 R = (W_0 + W_r) A \text{ se obtiene: } I = \sqrt{\frac{(W_0 + W_r) A}{R}}$$

El valor de R es la resistencia en corriente alterna y a la temperatura del conductor (Temperatura ambiente más la temperatura de incremento acuada) tomando en cuenta el efecto pielicular. Por tanto se debe conocer la resistencia de los con

ductores a la temperatura de 75°C. En las tablas del manual de Westinghouse únicamente se encuentran valores de la resistencia de los conductores hasta 50°C, por tanto se debe calcular los valores para la temperatura de 75°C.

Se debe sentir que en los conductores de Aluminio-Acero, el núcleo de acero tiene una resistividad relativamente alta y por tanto esencialmente su conductancia se desprecia en el cálculo de la resistencia total del conductor y debido a que la permeabilidad del acero empleado es también relativamente baja, se assume como si el conductor es un cable hueco y compuesto únicamente por conductores de aluminio para el cálculo del efecto pelicular.

El cálculo de la resistencia de los conductores por la elevación de su temperatura y en base de las consideraciones anotadas se puede calcular por la siguiente fórmula:

$$\frac{Rt_2}{Rt_1} = \frac{K + t_2}{K + t_1}$$

Donde: Rt_2 es la resistencia en corriente continua a la temperatura de 75°C.

Rt_1 es la resistencia en corriente continua a la temperatura de 20°C.

t_2 es la temperatura final del conductor, 75°C.

t_1 es la temperatura inicial del conductor, 20°C.

K es una constante que depende de la clase de material del conductor y es de 228,1 para el Aluminio.

$$\text{Por tanto: } Rt_2 = Rt_1 \left(\frac{228,1 + 75}{228,1 + 20} \right) = Rt_1 \left(\frac{303,1}{248,1} \right)$$

$$Rt_2 = Rt_1 \times 1,22$$

Los valores de las resistencias Rt_2 a 75°C para los diferentes conductores se han reunido en la tabla 1-15.

TABLA 1-15

RESISTENCIA DE LOS CONDUCTORES DE CORRIENTE CONTINUA

	$Rt_{20^{\circ}\text{C}}$ (Ω /milla)	$Rt_{75^{\circ}\text{C}}$ (Ω /milla)
Merlin 336,4 MCM	0,2714	0,332
Linnet 336,4 MCM	0,2727	0,333
Orion 336,4 MCM	0,2730	0,334
Ibis 397,5 MCM	0,2308	0,282
Lark 397,5 MCM	0,2310	0,282

A estos valores encontrados de la resistencia en corriente continua a 75°C hay que añadir el incremento de la resistencia debido al efecto pelicular que se produce cuando los conductores

transportan corrientes alternas.

Para el cálculo exacto del efecto pelicular en los conductores de Aluminio-Acero, sería necesario conocer las diferentes densidades de corriente en cada capa de los conductores de Aluminio, de lo que se puede apreciar que esto sería un difícil y complejo cálculo de integración por lo que su resolución matemática resultaría complicada.

Experimentalmente se ha establecido que despreciando el efecto del cableado, es decir, considerando al los alambres que forman el cable de los conductores ACER en posición paralela, el aumento de la resistencia por efecto pelicular es aproximadamente igual al incremento obtenido en un conductor similar - sólido y cilíndrico y que tenga la misma resistencia en corriente continua.

Simplificando el problema al considerar a los conductores de Aluminio-Acero como conductores homogéneos o sea que no se considere el núcleo o alma de acero y siendo considerado como - que se tratasen de conductores sólidos y cilíndricos se efectúa a continuación el cálculo del efecto pelicular.

Este cálculo como se ha estado anteriormente es aproximado - pero suficiente para ser empleado en problemas de ingeniería para secciones de relación pequeñas que no excedan de 1.000 MCM. El efecto pelicular es despreciable en secciones de hasta 300 MCM.

Si se supone que R_{ac} es la resistencia efectiva con corriente alterna sinusoidal a la frecuencia de 60 ciclos por segundo y R_{dc} es la resistencia en corriente continua del conductor, se tendrá:

$$R_{ac} = K \cdot R_{dc} \text{ (ohm)}$$

Donde K es el coeficiente de efecto pelicular que viene dado en función de un valor X , relación encontrada a través de experiencias y que se les puede obtener de tablas de diferentes manuales de electricidad.

El valor de X se calculó en base de la siguiente fórmula:

$$X = 2\pi a \sqrt{\frac{2f\mu}{\rho}}$$

Donde, a es el radio del conductor, f la frecuencia en ciclos por segundo, μ la permeabilidad magnética del conductor que se supone aquí constante y ρ la resistividad en 10^{-9} ohm.

En la práctica se utiliza la siguiente fórmula para encontrar el valor de K :

$$X = 0,063998 \sqrt{\frac{f\mu}{R}}$$

Donde R es la resistencia en corriente continua, a la temperatura de trabajo en Ohms por milla. La temperatura de trabajo para este caso en estudio es 75°C .

f = frecuencia = 60 ciclos por segundo.

μ = permeabilidad = 1 para materiales no magnéticos

$$X = 0,063598 \sqrt{\frac{60}{R}} = 0,063598 \times 7,74 \approx \frac{1}{\sqrt{R}}$$

$$X = 0,4925 \approx \frac{1}{\sqrt{R}}$$

A continuación se han reunido en la tabla 1-16 los valores de X calculados para los diferentes resistencias de los conductores y los valores de K encontrados de las tablas respectivas y en base de estos se han calculado los valores R_{ac} , R_{ca} para los diferentes conductores como se indica en la siguientes tabla:

TABLA 1-16

RESISTENCIA DE LOS CONDUCTORES EN CORRIENTE ALTERNIA

	$1/\sqrt{R}$	X	K	R_{ac} (Ω /milla)
Merlin 336,4 MCM	1,735	0,855	1,00282	0,3329
Linnet 336,4 MCM	1,734	0,854	1,00281	0,3339
Orion 336,4 MCM	1,732	0,853	1,00280	0,3349
Ibis 397,5 MCM	1,682	0,927	1,00388	0,2827
Lark 397,5 MCM	1,682	0,927	1,00388	0,2827

Como se puede apreciar los valores encontrados para las resistencias en corriente alterna son aproximadamente iguales a los de corriente continua.

Otro de los parámetros que falta por conocer para poder calcular I es el valor de A que es el área de la superficie del conductor en pulgadas cuadradas y por 1 pie de longitud.

Para el cálculo del área se ha tomado como diámetro del conductor el diámetro exterior de estos y los valores así encontrados para los diferentes conductores se indican en la tabla 1-17.

TABLA 1-17

SUPERFICIE DE LOS CONDUCTORES

	Diámetro Pulgadas	Área Pulg. ² /pie
Merlin 336,5 MCM	0,684	29,75
Linnet 336,5 MCM	0,721	27,80
Oriole 336,5 MCM	0,741	27,85
Ibis 397,5	0,783	29,50
Lark 397,5 MCM	0,806	30,40

Una vez conocidas todos los parámetros de la ecuación:

$$I = \sqrt{\frac{(K_0 + K_T) A}{R}}$$

se puede calcular el valor de la corriente máxima admisible - para los diferentes conductores en estudio a una temperatura de 75°C.

Para el conductor Herlin 336,4 MCM:

$$I = \sqrt{\frac{0,726 \text{ (Wattios/pulg.}^2\text{)} \cdot 25,75 \text{ pulg.}^2\text{/pie}}{0,3329 \text{ ohmios/5280 pies}}}$$

$$I = \sqrt{297.000} = 540 \text{ Amperios}$$

Para el conductor Linust 336,4 MCM:

$$I = \sqrt{\frac{0,711 \text{ (Wattios/pulg.}^2\text{)} \cdot 27,20 \text{ pulg.}^2\text{/pie}}{0,3339 \text{ ohmios/5280 pies}}}$$

$$I = \sqrt{307.000} = 554 \text{ Amperios}$$

Para el conductor Oriole 336,4 MCM:

$$I = \sqrt{\frac{0,703 \text{ (Wattios/pulg.}^2\text{)} \cdot 27,85 \text{ pulg.}^2\text{/pie}}{0,3349 \text{ ohmios/5280 pies.}}}$$

$$I = \sqrt{309.000} = 555 \text{ Amperios}$$

Para el conductor Ibis 397,5 MCM:

$$I = \sqrt{\frac{0,698 \text{ (Wattios/pulg.}^2\text{)} \cdot 29,50 \text{ pulg.}^2\text{/pie}}{0,3227 \text{ ohmios/5280 pies.}}}$$

$$I = \sqrt{379.000} = 615 \text{ Amperios.}$$

Para el conductor Lark 397,5 NCM:

$$I = \sqrt{\frac{0,678 \text{ (Natic/mils.}^2) 1040 \text{ milg.}^2/\text{pie.}}{0,2827 \text{ ohms/3280 pie.}}}$$

$$I = \sqrt{385,000} = 620 \text{ Amperios.}$$

Verificando estos valores aquí encontrados con los valores dados por el Electrical Transmission and Distribution de la Westinghouse se encuentra que son aproximadamente iguales, pues para los conductores de ACSR-336,4 NCM la capacidad máxima de la corriente es de 530 Amperios y para los de 397,5 NCM es de 590 Amperios para los de 26 Al/7 Acero y 600 Amperios para los de 30 Al/ 7 Acero.

Como se puede analizar cualquiera de los cinco conductores estudiados pueden soportar las cargas máximas que se han considerado para la Barra Oeste N° 2.

1.5.4.- CONCLUSIONES.

Luego de haberse determinado los conductores de sección más a confianza y de haberse comprobado que satisfacen ciertas condiciones de seguridad a base de la corriente máxima admisible y que satisfacen las corrientes máximas asumidas para la Barra Oeste N° 2 en sus características de operación, se concluye que para el diseño y cálculo eléctrico y mecánico de la Barra Oeste N° 2 se pueden utilizar las secciones de 336,4 NCM o 397,5 NCM dejándose para de que en base de la caída de tensión,

pérdidas de potencia, pérdidas de energía y esfuerzo mecánico de la Barra la selección definitiva a usarse en esta línea. A continuación se han reunido las dimensiones de los conductores preseleccionados en la tabla 1-18.

1.6.- DISPOSICION DE LOS CONDUCTORES EN LA BARRA CESTE N° 2.

1.6.1.- Generalidades.

La disposición de los conductores en una línea en general está sujeta a ciertos factores que podrían resumirse en eléctricos, mecánicos, estructurales y económicos.

Dentro del punto de vista eléctrico la mejor disposición de los conductores sería la triangular simétrica, pero esta es poco utilizada en la práctica por razones de construcción.

El emplear una disposición asimétrica en la línea trae como resultado las distintas inductancias e incremento aparente de la resistencia, lo que produce distintas caídas de tensión en los tres conductores, provocando un desequilibrio en la tensión.

Para corregir este problema se utiliza la transposición de los conductores. En la práctica se prescinde de ellos y en los cables se desprecia estos desequilibrios de tensión por no tener mayor importancia cuando se trata de tensiones relativamente bajas.

Pero se debe tener en cuenta que cuando la separación no es simétrica el campo externo magnético a los conductores no es uniforme causando por tanto voltajes inducidos en los circuitos adyacentes, particularmente en circuitos telefónicos causando una interferencia en los teléfonos, que son los más afectados.

Este punto se debe tener muy en cuenta al diseñarse la Barra Oeste N° 2 pues es indudable que esta línea atravesará sectores urbanos donde existen muchos circuitos telefónicos y de gtra índole.

En la Barra Oeste N° 2 la disposición de los conductores está limitada primordialmente por el tipo de estructuras a utilizarse, pues esta línea tiene que atravesar como se ha indicado por sectores urbanos donde existen problemas tanto de espacio disponible como también aspectos urbanísticos y arquitectónicos que imponen ciertas condiciones en el tipo de estructura a utilizarse lo que incide en la disposición de los conductores.

En esta tesis no se tratará del problema estructural por ser esta materia de ingeniería estructural, pero con todo se debe anotar que el tipo de estructuras a utilizarse de acuerdo a las limitaciones antes indicadas serán indudablemente postes tubulares metálicos o de hormigón donde se impone que la disposición de los conductores sea vertical, colocados al lado o puesto de los edificios, si los hubiere, como se puede apreciar en la figura adjunta 1-14 o tener una disposición triangular asimétrica donde no existe el problema de edificaciones cercanas. Se puede también pensar en la utilización combinada de postes tubulares o de hormigón en los sectores urbanos y de estructuras de celosía en los sectores donde se puedan producir se vanos muy grandes o en donde se afecte al problema urbano de la ciudad, como podría ser cuando la línea atravesase el sector occidental de la ciudad, donde por razones topográficas se

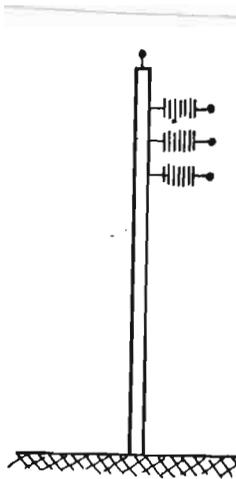


Fig. 1-14

Requiera este tipo de estructura.

1.6.2.- Conclusiones.

Debido a que todavía no se ha estudiado en esta tesis el trazo de la línea y el diseño estructural de la misma, por tanto, no se puede conocer que tramos de la Barra Oeste N° 2 irán sobre estructuras de celosía y que tramos irán sobre postes tubulares, o horcón para facilitar el diseño eléctrico de la línea, se asume caso que si toda la línea estuviera soportada sobre estructuras tubulares y con una disposición vertical caso se lo indica en la figura 1-14 ya que indudablemente en las estructuras de celosía, de emplearse, se tendrá una disposición triangular de los conductores triangular.

1.7.- SEPARACION ENTRE CONDUCTORES.

1.7.1.- Generalidades.

Otro elemento que es necesario conocer para el cálculo eléctrico de la línea es la separación o distancia entre conductores. Esta separación está afectada por factores eléctricos, secundarios y económicos.

Dentro del punto de vista eléctrico, que sería el que por el momento interesa más, es la tensión de la línea el factor primordial, pues a mayores tensiones la separación será mayor y a menores tensiones la separación entre conductores será menor. Esta separación debe ser tal que imposibilite su aproximación hasta una distancia que debe ser de por lo menos de 1,5 a 2 veces mayor de la necesaria para que salte el arco.

Por otro lado se debe considerar que al aumentar la distancia equivalente entre conductores la reactancia de la línea aumenta y consecuentemente aumentan sus pérdidas. Como consecuencia de esto se debe llegar a un balance medio entre estos dos criterios, para encontrar una solución adecuada.

Por tanto se debe calcular una distancia mínima entre los conductores en el medio vano de la línea bajo condiciones adversas de viento y temperatura, aquí en el Ecuador no se considera el efecto de la nieve por no tener este problema.

Para hacer este cálculo es necesario conocer la flecha del tramo en cuestión la misma que depende del peso del conductor y de la longitud del vano.

Una serie de fórmulas han sido desarrolladas para el cálculo de la separación mínima entre los conductores en función de la tensión empleada y de la flecha, la mayoría de estas fórmulas se fundamentan en las normas existentes en cada país.

En el capítulo III se les expondrá y discutirá algunas de estas fórmulas cuando se trate del cálculo mecánico de la línea.

Como se puede deducir, para el cálculo de la separación mínima de los conductores, es necesario conocer el valor de las distintas flechas de los respectivos tramos de la línea, sujeto que únicamente se conocerá al hacerse el cálculo mecánico de la línea.

Para solucionar este problema y poder calcular la separación de los conductores independientes del valor de la flecha de la línea, se han desarrollado varias fórmulas usadas de la práctica en la construcción de líneas que dan valores para ser empleadas con bastante aproximación en el cálculo eléctrico de la línea. A continuación se exponen dos de estas fórmulas:

$$D = 6 + 1,25U$$

Donde D es la separación mínima en pulgadas y U es la tensión en KV. Aplicando esta primera fórmula para los valores cono-

cada de $U = 69$ KV se obtiene:

$$D = 6 + 1,25 \times 69 = 6 + 86,25 = 92,25 \text{ pulgadas} = 2,34 \text{ metros.}$$

Otra de las fórmulas es la siguiente:

$$D = \frac{1}{100} (3,1 U + 31)$$

Donde D es la separación entre conductores en cm., y U la tensión en KV, con esta fórmula se obtiene el siguiente resultado:

$$D = \frac{1}{100} (3,1 \times 69 + 31) = \frac{1}{100} (213,9 + 31) = 244,9 \text{ cm.}$$

$$D = 2,449 \text{ m.}$$

La Westinghouse en estructuras de madera y con una disposición horizontal de los conductores y sumiendo un vano promedio de 170 metros recomienda una separación de 14 pies o 3,35 metros.

En base de datos publicados por V.V. Lewis: "Coordination of Insulation and Spacing of Transmission Lines Conductor", G.G. Calabrese en su libro: "Componentes Eléctricas" recomienda como un valor aproximado de espaciamiento en caso de una configuración vertical, el obtenido por medio de la siguiente fórmula:

$$D = 1,6 + 0,064 U \quad (\text{separación en pies})$$

Donde:

D es la separación en pies entre el conductor medio y los dos laterales.

U es la tensión entre fases en KV.

De donde se tiene:

$$D = 1,6 + 0,064 \times 69 = 6,016 \text{ pies} = 1,83 \text{ metros.}$$

1.7.2.- Conclusiones.

Tratándose de que los conductores estarán en una disposición vertical y asumiendo un vano promedio de unos 100 metros, ya que esto estará limitado por atravesar la Barra Oeste N° 2 en zonas urbanas, se asume para el cálculo eléctrico de la línea - una separación entre conductores de 2,40 metros, que es aproximadamente el valor promedio de los datos obtenidos por las dos primeras fórmulas antes expuestas.

Cuando se efectúe el cálculo mecánico, si existieren vanos de gran longitud, habría que conocer la separación exacta de los conductores en base de la flecha existente y se harían los ajustes necesarios para su corrección en cuanto a la distancia entre conductores sobre todo analizando la situación de separación en medio vano y viendo el tipo de estructura a utilizar en ese vano.

En caso de utilizarse una estructura de celosía, debido a la disposición triangular de los conductores la separación de eg

tos entre sí será en tanto mayor teniendo sobre todo en cuenta las condiciones adversas de viento en el medio vano de la línea.

Como los conductores están dispuestos en una forma diferente que la triangular equilátera, pero con sus respectivas transposiciones a lo largo de la línea, para obtener con esto un circuito balanceado, se puede calcular la distancia media geométrica a partir de la raíz cúbica del producto de las tres distancias:

$$DMG_{3c} = \sqrt[3]{S_{ab} \cdot S_{bc} \cdot S_{ca}}$$

Como los tres conductores estarán situados en un mismo plano vertical las distancias serán: $S_{ab} = 2,40 \text{ m.}$; $S_{bc} = 2,40 \text{ m.}$; $S_{ca} = 2 \times 2,40 \text{ m.}$

Por tanto: $DMG_{3c} = \sqrt[3]{1,26 \times 2,40 \text{ m.}} = 3,02 \text{ metros (9.90 pies).}$

Esta distancia media geométrica se utilizará para el cálculo eléctrica de la Barra Cesta N° 2.

Al entrar en el estudio de los aisladores, se hará un análisis más detenido sobre el nivel de aislación, ya que este no solo, es definido por la cadena de aisladores, sino también por las distancias mínimas entre conductores y poste y entre conductores.

1.8.- ALTURA DE LOS CONDUCTORES

1.8.1.- Generalidades.

Para la determinación de la altura de los conductores, es necesario conocer primeramente la altura mínima de estos sobre el nivel del suelo para una tensión de 69 KV.

La altura mínima de los conductores se basa principalmente en las normas existentes en cada país y que se fundamentan en experiencias de seguridad en la construcción de líneas aéreas. Estas normas dan la altura mínima requerida para los diferentes casos o problemas particulares que se encuentre una línea durante su trayecto. Así existen regulaciones para cuando la línea cruce líneas férreas, zonas urbanas, zonas rurales, a lo largo de caminos, etc. Por el momento no existe ninguna norma oficial en el país que regule la altura mínima de los conductores, sin embargo existe un folleto para uso interno de INCEL sobre: "Especificaciones técnicas generales para proyecto y construcción de líneas de transmisión" OIG- 19-VII-66. A continuación en la tabla 1-19 se ha copiado la parte pertinente a líneas de 69 KV sobre distancias admisibles en metros.

ESPECIFICACIONES DE INGEN. SOBRE ALTURA DE CONDUCTORES

TIPOS DE CRUCE	DISTANCIAS MINIMAS ADMISIBLES EN METROS				ANGULO DE CRUCE
	VERTICAL		HORIZONTAL		
Zonas rural	De la superficie al suelo.	6,5	Del edificio al conductor inclinado.	4	Cualquiera
Zonas pobladas y terrenos de fábricas.	Idem	7,5	Idem	4	Cualquiera
Cunetas principales pavimentadas.	De la rasante	7,5	Del soporte hasta el borde exterior de la cuneta.	2,5	Mínimo 45°
Cunetas secundarias pavimentadas.	Idem	7,0	Idem	2,5	Mínimo 30°
Vías de ferrocarril.	Desde la máxima altura de galibo *	3,5	Del soporte hasta el eje de las vías.	3,5	Mínimo 45°
Edificios	De la parte más cercana del edificio en la peor condición	4,0	De la parte más cercana del edificio en la peor condición.	4	
Líneas de alta y baja tensión. Incluye líneas de telecomunicaciones.	Desde líneas con hilos de guardia.	3,0	Desde cualquiera parte del soporte el conductor de otra línea en la peor condición.	5	Mínimo 45°

* Como complemento de este cuadro proporcionado por INGENI, se

debe indicar que de acuerdo a las normas americanas "la altura de galibo sobre los carriles será de 4,80 m."

La altura de los conductores también está sujeta a la longitud del vano y del tipo de estructura a utilizarse, tratándose de postes tubulares metálicos las longitudes normales de acuerdo al catálogo de la Unión Metal Manufacturing Co. de E.U. son de 40' (12,2 m), 60' (18,3 m), 80' (24,4 m) y 100' (30,48 m) por lo mismo la altura de los conductores de acuerdo a las condiciones del terreno u otras deberán también sujetarse a la altura del poste metálico empleado. Aunque no es parte de esta tesis el estudio de las estructuras de soporte, pero bien se podría indicar que en la Barra Oeste se podrían utilizarse los postes de 80 pies y de 60 pies. Los primeros cuando existan cruces con otras líneas y de 60 pies en los demás casos, en todo caso deberá ser fruto de un estudio exhaustivo posterior, pues se puede también emplear postes de concreto con longitudes mayores y todo dependerá del aspecto urbanístico y económico, analizando también la topografía del lugar.

Las normas únicamente dan las alturas mínimas requeridas con respecto al terreno en cualquier punto de la línea y a una temperatura de trabajo de 50°C (122°F) y por lo mismo, el Ingeniero diseñará en base del vano promedio de la línea y de sus respectivas flechas, la altura de los conductores en las estructuras de soporte.

1.6.2.- Conclusiones.

Teniendo en cuenta los criterios antes expuestos se puede concluir

la altura de 9 metros sobre el suelo desde el conductor colocado en la parte inferior en las estructuras tubulares o postes de hormigón en zonas donde no existan cruces con líneas de otros circuitos, ya que el vano promedio será de alrededor de 100 metros.

En lugares donde existan problemas de cruces con otras líneas de distribución primaria y secundaria de la red de Quito se puede emplear la altura de 12 metros, ya que la altura del conductor más alto en la red primaria de Distribución es de 8,5 metros, por tanto al emplear la altura de 12 metros se considera que si existe la suficiente distancia de seguridad entre los dos circuitos eléctricos.

En caso de utilizar estructuras de celosía donde existieren en grandes vanos y existan por tanto grandes flechas, la altura de los conductores será mucho más grande. En la línea A-lao-Niababa, de acuerdo a las especificaciones de INECEL, la altura de los conductores es de 10,5 metros. La Westinghouse en las características típicas de las líneas para una de 69 KV y un vano promedio de 600 pies en estructuras de acero en celosía, la altura es de aproximadamente 40 pies (12,2 m).

En cuanto a la separación vertical de los conductores se puede seguir y aplicarse todos los criterios utilizados por INECEL en la tabla 1-19:

1.9.- SEPARACION MINIMA DE LOS CONDUCTORES DE SU APOYO

1.9.1.- Generalidades.

La separación minima de los conductores de su apoyo se basa en la distancia minima requerida para que no salte arco entre el conductor y su apoyo aun en las peores condiciones desfavorables en contra. Existen diferentes normas de acuerdo a la experiencia en construcción y diseño en cada país.

Aef en Alemania para tensiones mayores de 15 KV la separación en metros será:

- a) Con aisladores rígidos o de cadena en la posición normal de esta última:

$$D = 0,1 + \frac{U}{150} ; \text{ donde, } D \text{ es la separación en metros}$$

y U tensión operativa en kilovoltios.

- b) Con aisladores de cadena cuando esta se encuentra inclinada bajo la acción de un viento de 125 kg/m^2 de superficie plana:

$$D = \frac{U}{150}$$

En caso de utilizarse postes tubulares o de hormigón los aisladores son del tipo tubular rígidos aplicando la fórmula se obtiene:

$$D = 0,1 + \frac{69}{150} = 0,1 + 0,46 = 0,56 \text{ m.}$$

En Checoslovaquia se utiliza la siguiente fórmula:

$$d = 5 + \frac{3U}{4} \text{ en cm.}$$

$$d = 5 + \frac{3 \times 69}{4} = 5 + 51,8 = 56,8 \text{ cm.}$$

En el Cable Research Handbook de Inglaterra indica lo siguiente: "Para aisladores rígidos la distancia entre el conductor y el apoyo será de 1,07 m. para tensiones desde 66 KV hasta 132 KV".

"Para aisladores de cadena, la distancia entre el conductor y el apoyo será la misma que para los aisladores rígidos suscitados en el 75% de la longitud de la cadena".

1.9.2.- Conclusiones.

Todas estas fórmulas indican la distancia mínima que está en función de la tensión y que sirven de guía para el diseño de la línea. En esta tesis se utilizará, en base de las fórmulas expuestas anteriormente, la distancia mínima que debe existir entre los apoyos y los conductores sea de 60 cm. cuando se utilizan aisladores tipo rígido. Y cuando se utilicen aisladores tipo cadena, esta distancia de 60 cm., será la mínima que debe existir entre el apoyo y los conductores cuando las cadenas tomen la inclinación correspondiente al viento previsto en el estudio del cálculo mecánico en el capítulo tercero de esta tesis.

1.10.- PROTECCION DE LA LINEA CONTRA CAUSAS EXTERNAS.

1.10.1.- Generalidades.

Dada la importancia del mantenimiento de un servicio permanente a Quito y de la conservación de la Barra Oeste N° 2, es necesario que se entre a considerar acuciosamente sobre las sobretensiones que se pueden producir en líneas, o sea el aumento accidental de la tensión sobre la prevista como normal de 69 KV para los conductores para luego analizar una protección adecuada para la Barra.

Las causas que dan origen a estas sobretensiones son diversas, reuniéndose en las de origen interno, externo y accidental.

Unicamente se tratará de las sobretensiones de origen externo o sea las producidas por fenómenos atmosféricos, por ser estas las más peligrosas para la línea.

Se analizarán brevemente sus causas para luego procurar buscar una solución adecuada y satisfactoria de protección de esta línea de subtransmisión contra sus efectos destructores.

Pueden ser tres las causas principales de estas sobretensiones de origen externo.

Primera Causa:

Las nubes cargadas de electricidad si están próximas a las líneas, inducen por influencia, grandes cargas estáticas de signo contrario en los conductores o también comunican a los mismos esta carga por medio del granizo o partículas electrificadas.

Es necesario evitar que se produzca este acumulamiento de carga, pues se capaz de producir grandes diferencias de potencial entre los conductores y tierra. Esto sucede cuando desaparece repentinamente la carga opuesta de la nube que induce, debido a que por ejemplo salte un rayo entre esta nube y otra nube de carga contraria o con la tierra efectuándose así una compensación de carga. Entonces la carga de la línea queda libre, pues ya no es atraída por la carga opuesta de la nube, surgiendo sobretensiones que pueden originar descargas eléctricas.

Por tanto es necesario buscar un medio que ayude a llevar estas cargas a tierra, sin producir descargas disruptivas que causen daños a las líneas. La tensión inducida creada por las nubes se puede calcular por la siguiente fórmula:

$V = a.g.h.$ Donde: V = Tensión inducida en voltios.
 a = Factor menor que la unidad que depende de la velocidad de variación del campo creado por la nube y de la distribución de sus cargas.
 g = gradiente en (V/cm) que depende del lugar en que se encuentre la línea

y en el instante considerado,
la altura de la línea en ese.

Según Peek da un valor para g de 3.300 V/cm (100 KV/pie), Ro-
vinder deduce de varias experiencias realizados valores de g
(ag) de hasta 2.500 V/cm (80 KV/pie). Existen otros métodos
de cálculo dados por Wagner y Neumann.

Estas tensiones pueden disminuirse por medios de cables a tie-
rra o hilos de guardia colocados sobre las estructuras a
fin de que las cargas estáticas vayan eliminándose a medida
que se van originando, puesto que estos cables, tienen en co-
nexión a tierra.

Segunda Causa:

Es la caída directa de un rayo sobre los conductores o sea la
descarga atmosférica entre las nubes y conductores. Esta ca-
gunda causa es la más peligrosa y frecuente.

Es interesante conocer que el rayo consiste en uno o más im-
pulsos de corriente superpuestos a una corriente más o menos
continua. Casi al final de la descarga se nota un cambio de
polaridad de negativo a positivo y se aquí cuando se regis-
tran las máximas corrientes. Luego se produce la descarga -
de retorno positiva que sube por el camino abierto por la de-
carga inicial.

Los golpes de rayos directos producen tensiones del orden de

de 10^5 hasta 10^6 voltios, y en cuanto al valor de la corriente varía entre 1.000 y 200.000 amperios. Se ha sacado luego de muchas experiencias que es un 50% de los rayos tienen una intensidad superior a los 13.000 amperios y solo un 10% tiene una intensidad superior a los 32.000 amperios.

Los efectos de la descarga varían según sea la clase del cuerpo que ha recibido el impacto sea este conductor o no. En el primer caso el cuerpo se funde mas o menos completamente y el segundo caso a menudo se rompe.

Dada la potencia del rayo es necesario evitar que esta descarga se produzca directamente sobre los conductores, entonces se procura desviar a los rayos hacia hilos de tierra, pararrayos o postes metálicos donde los daños sean menos perjudiciales.

Tercera Causa

Si se producen descargas entre dos nubes o entre una nube y tierra, próximas a una línea de transmisión se producen los efectos de inducción sobre los conductores. La forma de estas sobretensiones son las mismas que las producidas por cargas estáticas inducidas. Su protección contra este carga estática se lo hace con bobinas conectadas directamente a los conductores. Estas bobinas tienen una alta impedancia para impedir el paso de corriente alterna y poca resistencia a la corriente continua.

Las descargas atmosféricas se transmiten sobre las líneas de transmisión bajo la forma de ondas y se superponen a la tensión de servicio.

Los datos respecto a las formas de las ondas son relativos, pues todavía no se ha logrado hacer mediciones precisas.

La forma de la onda de tensión es importante desde el punto de vista del aislamiento y la forma de onda de la corriente interesa para el estudio de los aparatos de protección. Ambas ondas están relacionadas en las líneas de transmisión -- subtransmisión por la impedancia característica de la misma.

1.10.2.- Métodos de Protección

Al entrar en el estudio de los métodos de protección de la línea se debe tener en cuenta, que al se busca la mejor protección, el costo de la línea aumenta considerablemente, de ahí que se deben tener en cuenta los criterios económicos y técnicos para poder llegar a una solución adecuada.

El método ideal sería que "para eliminar el campo electromagnético atmosférico sobre los conductores habría que construir alrededor de ellos una jaula de Faraday, lo que es económica y técnicamente imposible" (P. Marcelino). Los métodos de protección se escogen de acuerdo al criterio que evita que las descargas alcancen a los conductores o si se permiten las descargas en la línea, pero procurando que esta corriente no produzca interrupciones en el servicio. Lo primero se consigue

con cables denominados de tierra o hilos de guardia y lo segundo con dispositivos tales como tubos de protección, sensores de defecto a tierra o interruptores de reconexión a tierra, pararrayos, etc.

La combinación de los dos métodos sería la solución más adecuada técnicamente, pero su costo sería alto. De acuerdo a la técnica moderna se utiliza el cable de tierra para la protección de las líneas y los pararrayos para la protección del equipo en las subestaciones, casa de máquinas, etc.

Por tanto de acuerdo a lo expuesto anteriormente y de acuerdo al criterio de procurar un antillamiento a la Barra de subtransmisión y al mejor servicio de ésta y a su costo económicamente factible, se ha pensado que su solución más aceptable es impedir que las descargas de origen atmosférico entren en los conductores y esto se consigue, aunque no siempre, con el cable de protección de tierra.

Además, la función del hilo de guardia como se ha indicado, es principalmente interceptar la carga de rayos y conducir la carga a la conexión de tierra más cercana, también de alguna protección contra voltajes inducidos, producidos por rayos que han caído cerca. Hace una fuerza mecánica a la línea y provee una ruta de retorno de corriente de secuencia cero, reduce la interferencia inductiva con líneas en paralelo de telecomunicaciones.

Por tanto en base de lo expuesto en la Barra Oeste N° 2 se utilizará como protección un hilo de guardia o cable protector de tierra.

1.10.3.- FACTORES DE DISEÑO.

Los principales factores para el diseño de una línea de transmisión basados en la teoría de la onda directa de un rayo sobre la línea están resumidos por el manual de la Westinghouse Electrical Transmission and Distribution y son los siguientes que se han copiado literalmente:

- " 1.- Se deben colocar hilos de guardia o cables protectores de tierra, que tengan la suficiente resistencia mecánica, para proteger adecuadamente a los conductores de la línea de las cargas directas del rayo".
- " 2.- Un completo y efectivo aislamiento de la estructura se puede obtener con una adecuada distancia entre los conductores a la torre y al suelo".
- " 3.- Se debe mantener una adecuada distancia entre el cable protector y los conductores en base del nivel de voltaje de protección utilizado para el diseño de la línea, para prevenir que salte el arco especialmente en medio vano".
- " 4.- El diseño, pero igualmente importante factor es que se debe asegurar una baja resistencia aléctrica de las fundaciones de las torres a valores que adecuadamente se justifiquen".

Al hacerse el diseño de la Barra Oeste E° 2 se procurará aplicar estos factores a medida que esto sea posible.

1.11.- CABLE PROTECTOR O CABLE DE TIERRA.

1.11.1.- Generalidades.

El empleo y ventajas del cable protector fue descrita brevemente anteriormente. El material de este y su sección son comúnmente diferentes de los conductores de fase.

En los Estados Unidos generalmente se ha utilizado acero galvanizado como material para el cable protector, aunque en los últimos años se utiliza Alucoveld en mayor proporción que el acero galvanizado especialmente en líneas de extra alta tensión.

El Alucoveld es un «lambre de acero de alta tenacidad mecánica, cubierto y soldado firmemente con una capa de aluminio puro. Las ventajas del cable de Alucoveld sobre el acero galvanizado es que la capa de Aluminio «ofrece una mejor protección contra la corrosión atmosférica más una muy buena conductividad para la correcta operación de los relés de protección». (Copperveld Steel Company).

También se ha utilizado conductores de Copperveld como cables de tierra o hilos de guardia, aunque actualmente debido al alto costo del cobre en el mercado internacional dificulta su empleo, a pesar de tener alta resistencia mecánica y buena -

conductibilidad eléctrica.

Como en todo problema de ingeniería un buen balance entre el aspecto técnico y económico son los factores que determinan la solución más adecuada e indiquen la clase de material a utilizarse como cable protector.

A continuación se indica en la tabla 1-20 las principales características del cable de acero galvanizado, del Alusoweld y del Copperweld para una resistencia final equivalente al $3/8"$ de diámetro de acero galvanizado, tipo alta resistencia mecánica.

TABLA 1-20

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE ACERO GALVANIZADO, DEL ALUSOWELD Y DEL COPPERWELD.

	$3/8"$ Acero galvanizado	Alusoweld $3/8"$ (7 H ⁹⁸)	Copperweld $3/8"$
Resistencia final (libras)	10,600	10,280	11,440
Diámetro nominal (pulgadas)	0,375	0,349	0,365
Sección (pulg. ²)	0,07911	0,06185	0,09077
Peso (lbs/1.000 pies)	273	178,1	323,9
Coefficiente de expansión lineal por 1°F.	$6,6 \times 10^{-6}$	$7,2 \times 10^{-6}$	$7,2 \times 10^{-6}$

Módulo inicial de elasticidad	23×10^6	23×10^6	23×10^6
Resistencia eléctrica /1.000 pies a 68°F	1.13	0,6528	0,3081
	para 15 mm pericos.		

De un rápido análisis se puede observar que el que mejor ventajas técnicas ofrece es el Copperweld. Pero al considerarse el aspecto económico mientras el acero galvanizado cuesta US. \$ 55,12 los 1.000 pies FAB Nueva York el Copperweld cuesta US. \$ 200. El Alunoweld tiene unas características técnicas y económicas intermedias entre el acero galvanizado y el copperweld. El uso del Alunoweld se le hace principalmente en sectores donde se produce mucha corrosión, como puede ser en zonas tropicales, por tanto este no es el caso para la Barra Oeste N° 2.

Para esta línea se ha escogido el acero galvanizado para el hilo de guardia, pues además de su alta resistencia económica, su precio es el más bajo de los otros dos metales analizados.

1.11.2.- SECCION DEL CABLE PROTECTOR.

Generalmente se utilizan secciones de 25 hasta 50 mm². Existen normas en cada país al respecto. El criterio de selección de la sección del hilo de guardia se lo hace principalmente en base a las experiencias en construcción y operación de líneas, tomando la frecuencia de los rayos en la zona donde estará la línea, ya sea considerando un caso intermedio

o datos estadísticos, se debe analizar también las intensidades de los rayos que según registros estadísticos varía entre 10^4 A y 10^5 A.

Un rayo puede caer en cualquier línea, tenga ésta, cualquier clase de tensión por lo que resulta que se debería proteger a todas las líneas con el mismo nivel de aislación, lo que es evidentemente antieconómico, y por estas razones se adopta principalmente el criterio de calcular el nivel de aislación en función de las sobretensiones internas.

De lo anterior se puede concluir que las líneas de tensiones medias, dentro de la alta tensión, no estarán suficientemente protegidas por el hilo de guardia.

En base a la práctica en la protección de líneas dentro del sistema de transmisión y subtransmisión de la ciudad de Quito, se adopta el cable de acero galvanizado de 7 hilos de $3/8$ de pulgada de diámetro nominal (9,14 mm) de $51,08 \text{ mm}^2$ de sección y de alta resistencia mecánica de acuerdo a las especificaciones ASTM., A122-41, A128-41.

A continuación en la tabla 1-21 se dan las principales características del cable de acero galvanizado de $3/8$ ".

Tabla 1-21

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE ACERO GALVANIZADO DE 3/8"

Diámetro del cable	
Nominal: pulg.	3/8
Efectivo: mm.	9,14
Nº de hilos	7
Diámetro del hilo galvanizado	
en mm.	3,05
en pulg.:	0,120
Sección del cable	
en mm ²	51,08
en pulg. ²	0,07911
Peso del cable	
en Kgr/Km	406
libras/1.000 pies	273
Carga mínima de rotura	
en Kgr.	4.899
en libras	10.800
Coefficiente de expansión lineal	
Por°C	12×10^{-6}
Por°F	$6,6 \times 10^{-6}$
Módulo inicial de elasticidad	
Kgr/cm ²	$16,2 \times 10^5$
lbs/pulg. ²	$20,3 \times 10^6$
Módulo final de elasticidad	
Kgrs/cm ²	$16,1 \times 10^6$
lbs/pulg. ²	$25,8 \times 10^6$

1.11.3.- DISPOSICION DEL CABLE PROTECTOR.

La eficiencia de la protección de la línea con el cable de tierra depende de la posición de este con respecto de los conductores de fase, procurando siempre dar un apantallamiento a la línea.

Existen varios criterios para la resolución de este problema sin existir una solución cualitativa al problema y las soluciones que se les da son únicamente experimentales.

Así se tiene, que según Schwaiger "la zona protegida por el cable de tierra o hilo de guardia, está determinada por círculos de radio iguales a la altura sobre el suelo del cable de tierra, como se indica en la siguiente figura, (Fig. 1-15) donde H es la altura del cable desde el suelo.

Y esta zona queda disminuida por lo que se llama zona de dispersión y por lo mismo hay que tomar en cuenta un ancho del 2 al 4% del radio correspondiente" (P. Marcelino Líneas y redes eléctricas).

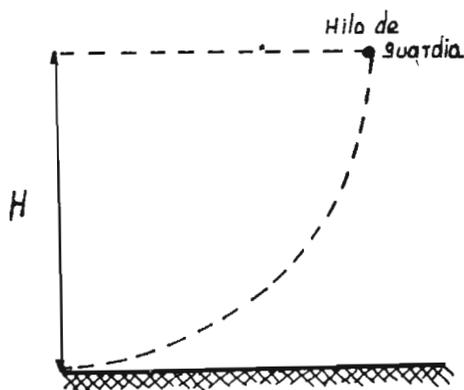


Fig. 1-15

que tienen el criterio del ángulo de rayo a una posición del cable de acuerdo al ángulo respecto a los conductores, ellos con debe ser menor de los 40 grados para contra los golpes directos de los rayos.

el ángulo de apantallamiento fuese de 20

grados o sea que los conductores exteriores quedasen dentro de una línea que pasando por el cable de tierra forma un ángulo de 30 grados con la vertical".

El manual de la Westinghouse recomienda no excederse de un ángulo de 30 grados indicando que la probabilidad de una descarga lateral es pequeña.

En los Estados Unidos, en la actualidad, se utiliza generalmente un ángulo de protección de 30 grados y llegando aún a utilizarse ángulos menores de 12 grados, como es en las líneas construidas por Tennessee Authority en Tennessee y en Alabama & Miss., puestas en operación el 15 de Mayo de 1965 y el 15 de Mayo de 1966 respectivamente. Estas líneas tienen un voltaje nominal de 500 KV y utilizan 2 conductores de Alucoweld de 7 N° 9 AWG como hilos de guardia.

En Alemania Occidental tienen un criterio más liberal sobre el ángulo de protección pues utilizan ángulos entre 30 y 40 grados, así por ejemplo en una línea de 380 KV construida por Rheinisch Westfälisches Elektrizitätswerk A.G. utilizan un ángulo de 38 grados.

En la revista Electrical World, Vol. 161 N° 13, de Marzo 30 de 1964 en el artículo "Soviéticos construyen una red de 500 KV en Siberia" y en el párrafo correspondiente al titular: "Resuelto el problema de los rayos" se encuentra lo siguiente:

"Los soviéticos claiman haber resuelto para siempre el problema de las sobre tensiones producidas por los rayos con el esta

blecimiento de un ángulo correcto de protección entre el cable de tierra y los conductores energizados de la línea de transmisión. En la línea de Break el ángulo de apantallamiento se ha fijado entre 20 y 25 grados. Ellos dicen que la línea es prácticamente a 100% a prueba de rayos, con una salida de servicio calculada bien por debajo del 1%.

En todo caso como se ha indicado anteriormente no se puede aplicar el mismo criterio para todas las zonas, es necesario conocer la frecuencia de los rayos en cada una, para de acuerdo a esto ver si se da una menor o mayor protección a la línea.

En el caso de la Barra Oeste N° 2 por asumirse que se emplearán postes tubulares de acero o de hormigón y estar los conductores de fase en una posición vertical, el cable protector irá en la parte superior de los postes y a una altura suficiente para que el ángulo de apantallamiento no sea mayor de 20 grados.

1.11.4.- DISTANCIA MÍNIMA VERTICAL ENTRE EL HILO DE GUARDIA Y LOS CONDUCTORES DE FASE.

La distancia entre el hilo de guardia y los conductores no se puede conocer con exactitud hasta que no se haya hecho el estudio del nivel de aislación de la línea y se conozca el número de aisladores utilizados en la misma.

Lewis ha desarrollado una fórmula para calcular la distancia

mínima entre el hilo de guardia y los conductores a base de la distancia mínima entre el conductor y el soporte, como esta distancia se fijó en 0,60 m., entonces la distancia mínima vertical entre el hilo de guardia y los conductores será:

$$d_g = 2 \times d_{\min.} = 2 \times 0,60 \text{ m.} = 1,20 \text{ m.}$$

Y ésta será la separación mínima vertical que se utilizará en la Barra Caste N° 2 para su diseño eléctrico.

1.11.3.- GRADO DE PROTECCION DE LA LINEA CON EL CABLE PROTECTOR.

El grado de protección dado por el hilo de guardia a los conductores de la línea se puede calcular por la siguiente fórmula:

$$\eta = \frac{V}{V_1}$$

Esta fórmula indica la relación del potencial que toma un conductor cualquiera sin el cable protector y del potencial que el conductor asume con el hilo de guardia. Luego de un análisis numérico para el plano vertical que pasa por eje del hilo de guardia se tiene:

$$\eta = \frac{V}{V_1} = 1 - \frac{H}{x} \frac{\ln\left(1 + \frac{x}{H}\right) - \ln\left(1 - \frac{x}{H}\right)}{\ln \frac{2H}{r_0}}$$

Donde H es la altura vertical del cable protector desde el sue

log λ la altura vertical del conductor desde el suelo; r_0 es el radio del cable protector.

El valor de H para las Barra Oeste N° 2 de acuerdo a las distancias mínimas encontradas es $H; 9 \text{ m.} = 2,4 + 2,4 + 1,2 \text{ m.} = 15,0 \text{ m.}$
 $x = 13,8 \text{ m}$ altura del primer conductor superior,
 $r_0 = 9,14 \text{ mm}/2 = 4,57 \text{ mm} = 4,57 \times 10^{-3} \text{ m.}$

$$\eta = \frac{V}{V_1} = 1 - \frac{15}{13,8} \frac{\ln \left(1 + \frac{13,8}{15} \right) - \ln \left(1 - \frac{13,8}{15} \right)}{\ln \frac{2 \times 15}{4,57 \times 10^{-3}}}$$

$$\eta = 1 - 1,085 \left(\frac{\ln 1,92 - \ln 0,08}{\ln 6560} \right) = 1 - 1,085 \left(\frac{3,17806}{8,79026} \right)$$

$$\eta = 1 - 0,392 = 0,608$$

Este valor es el grado de protección para el primer conductor de la Barra Oeste N° 2 con el cable protector de tierra.

1.12.- PUESTA A TIERRA DE LAS ESTRUCTURAS O PONTES EN LA LÍNEA.

1.12.1.- Generalidades.

Uno de los factores principales que se había indicado que se debía tener en cuenta para el buen diseño de la Barra Oeste N° 2 es el problema de la puesta a tierra.

Aquí únicamente se considera la puesta a tierra de las estructuras o puentes tubulares o de hormigón únicamente a lo largo de la línea y no a sus terminales, pues este último problema se debe estudiar al hacerse el diseño de las respectivas subestaciones.

2024.

Si en esta línea se tratase únicamente de postes metálicos o estructuras metálicas de acero, la corriente del rayo es conducida desde el cable de guardia hasta la conexión o puesta a tierra, por lo mismo en la estructura metálica se tendrá un potencial aproximadamente igual al de la corriente del rayo multiplicado por el valor de la impedancia de la conexión a tierra. Y si este potencial excede el nivel de aislamiento de la línea entonces se producirá un arco.

Debido a que el valor de la corriente de los rayos es muy grande es muy importante tratar de reducir la impedancia de tierra a valores tan bajos como económicamente sean posibles. (En caso de utilizarse postes de hormigón se deberá colocar una adecuada conexión desde el hilo de guardia a tierra.).

El factor que más influencia en la resistencia de la puesta a tierra es la resistividad del suelo que depende de las condiciones locales de este. La resistividad del suelo puede variar desde entre pocas centenas de ohmios por centímetro cúbico (humus) hasta varios centenas de miles de ohmios por centímetro cúbico (tierra rocosa).

La humedad, en particular, ocasiona gran diferencia en la efectividad de una conexión a tierra, así por ejemplo en la época lluviosa un electrodo puede tener una resistencia de 25 ohmios, mientras que durante la época de verano o seca este valor puede duplicarse.

La temperatura del suelo tiene un efecto inverso pues a mayor

temperatura la resistencia disminuye viceversa.

De estos factores se *deduce* la necesidad de utilizar jabalinas o barras metálicas de tierra que son de copperweld o acero galvanizado de forma cilíndrica y que se les instala verticales en el suelo y tienen una longitud suficiente, para que éstas lleguen a zonas del suelo de permanente humedad y a sectores donde no exista una mayor influencia de la temperatura exterior. Además con estas jabalinas se reduce la resistencia de puesta a tierra hasta valores deseados.

Se debe anotar que de experiencias realizadas, el factor humedad no es el predominante, pues se ha dado el caso de que jabalinas metálicas de puesta a tierra que se ha introducido en lechos de ríos o en arroyos, han presentado alta resistencia a la tierra, y esto se ha debido a que el agua es relativamente pura y con alta resistencia eléctrica y por lo mismo se debe analizar también si el suelo contiene los suficientes componentes naturales que faciliten la conducción eléctrica.

De mediciones efectuadas en diferentes épocas del año, en distintos lugares de la ciudad de Quito por parte de la Empresa Eléctrica Quito S.A., se ha obtenido que la resistividad del suelo varía entre 3.600 y 7.540 ohms-centímetros, valores que corresponden a las características de un suelo húmedo ya que éste puede variar de acuerdo a las normas existentes entre 1.000 a 10.000 ohms-centímetro o sea 10 a 100 ohms-metro.

De acuerdo a las especificaciones suministradas por IBERCEL, la resistencia de puesta a tierra no debe superar el valor de 10 ohmios para una resistencia específica del suelo de hasta 10^4 ohmios-centímetros. Por lo mismo se desprende la necesidad de la utilización de jabalinas metálicas de puesta a tierra para poder mantener a ésta, dentro de los valores recomendados por IBERCEL.

Además, por atravesar la Barra Oeste N° 2 zonas urbanas, se debe proteger a las personas de daños o accidentes que se podrían producir en estas, por gradientes de tensión ocasionadas por corrientes de puesta a tierra que se podría producir por ejemplo por un desperfecto en la aislación de la línea, y entonces una adecuada protección se puede obtener con el empleo de los antes indicados electrodos o jabalinas de puesta a tierra conectados a los postes o estructuras metálicas.

1.12.2.-Diámetro de las Jabalinas o barras metálicas.

El diámetro mínimo de las jabalinas está determinado más por criterios mecánicos que eléctricos, pues es indispensable que la jabalina tenga cierta rigidez mecánica, para que se pueda clavar más fácilmente en el suelo. El efecto del diámetro de la jabalina en las características eléctricas es prácticamente despreciable.

Los diámetros de la jabalina de acero de construcción normal varían entre 12,7 mm (1/2 pulgadas) hasta 50 mm (2 pulgadas).

Las jabalinas de Copperweld Standard varían entre 9,53 mm. (3/8 de pulgada) hasta 25,40 mm (1 pulgada).

La jabalina de 5/8 de pulgada es ampliamente usada en los Estados Unidos y Canadá, "debido a que se lo puede utilizar en casi todos los tipos de suelo" (Copperweld Steel Company).

El National Electric Code sugiere que el diámetro de las jabalinas no sea menor de 1/2 pulgada.

En base de los criterios antes expuesto y a la práctica utilizada en Ecuador se escoge como diámetro de las jabalinas a utilizarse en la Barra Oeste N° 2 de 5/8 de pulgada (15,88 mm).

1.12.3.- Materiales de las jabalinas.

Por muchos años se ha utilizado jabalinas de Copperweld, pero en la actualidad debido a su costo alto se ha preferido la utilización de acero galvanizado. El empleo de Copperweld o acero galvanizado no afecta mayormente en las características eléctricas de la puesta a tierra. Por tanto se puede considerar esto como un problema netamente económico y en razón de esto último, por su precio menor se escoge el acero galvanizado como material de las jabalinas a emplearse en la Barra Oeste N° 2.

1.12.4.- Longitud de las jabalinas metálicas.

La longitud de las jabalinas ayuda para obtener una baja y e-

fectiva resistencia de puesta a tierra.

Las jabalinas de acero galvanizado varían entre 2 a 5 metros de longitud y las de copperweld Standard entre 5 pies (1,5 m) y 30 pies (9m,14).

Ya que la resistencia de puesta a tierra formada por una jabalina metálica es principalmente función de su longitud; se han desarrollado varias fórmulas para el cálculo de la resistencia en función de la longitud y por lo mismo dependerá de la resistencia de puesta a tierra deseada, la longitud y número de jabalinas o varillas metálicas a utilizarse. A continuación se expone dos de las fórmulas más usadas:

$$R_j = \frac{P}{2\pi L} \ln \frac{2L}{a} \quad (\text{ohms}) \quad \text{donde } P \text{ es la resistividad del suelo en ohmio-metro.}$$

L es la longitud de la jabalina en metros y a es el radio en metros de la jabalina.

Otra fórmula es:

$$R_j = \frac{P}{2L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) \quad \text{Ohmios.}$$

donde P es la resistividad del suelo (ohmio por centímetro cúbico).

L es la longitud de la varilla en pies (cm).

a es el radio de la varilla (cm)

ln es logaritmo natural.

Las jabalinas de 8 pies de longitud (2,44 m) han sido ampliamente usadas y se ha establecido en Estados Unidos como la longitud mínima a ser usada en puestas a tierra. Esta longitud es económica y fácil de manejar para su colocación en el suelo y se aplica esta longitud para tipos y condiciones comunes de suelo.

Aplicando la primera fórmula para jabalinas de 2,44 metros (8 pies) de longitud y 15,88 mm. (5/8") de diámetro se obtiene lo siguiente:

Se toma un valor promedio de resistividad del suelo de 50 ohmio-metro.

La es 2,44 metros: a el radio 7,94 mm de radio.

$$R = \frac{50 \text{ ohmio-metro}}{2 \times \pi \times 2,44 \text{ m.}} \left(\ln \frac{2 \times 2,44 \text{ m}}{7,94 \times 10^{-3} \text{ m}} \right) \text{ (ohmios)}$$

$$R = 3,26 \ln 6,16 = 3,26 \times 6,42 = 20,9 \text{ ohmios.}$$

La resistencia del electrodo o jabalina de 5/8 de pulgada y 8 pies de longitud es por lo tanto de aproximadamente 21 ohmios.

En experiencias realizadas por British Columbia Hydro and Power Authority de Vancouver, Canadá, para un tipo de suelo entre 10 y 100 ohmio-metro similar por lo mismo al suelo de este estudio, e imponiéndose una condición de no tener una resistencia de puesta a tierra mayor de 6 ohmios, encontraron que

este valor se podría obtener con cuatro jabalinas de 25 cables por milla, lo que equivaldría aproximadamente, si las estructuras estuviesen a intervalos regulares de una jabalina cada 400 metros.

En base de los criterios anteriores y considerando que el v_m no promedio en zonas urbanas, será de 100 metros, se considerará en caso de postes de hormigón que todos los postes de ángulos, así como también los cinco primeros, postes a partir de cada subestación y alternadamente los postes de tangencia para la Barra Ceste N° 2, sean conectados a tierra por medio de una jabalina de acero galvanizado de 5/8 de diámetro y 8 pies de longitud, con esto indudablemente se tendrá una resistencia de puesta a tierra menor que 6Ω . Estas jabalinas deberán ser similares a las indicadas en los catálogos de Line Material Industries DS 1 B 18 y viene provista de una abrazadera de acero galvanizado que sirve para conectar un alambre sólido para los números 8 AWG a 4/0, el peso aproximado de esta jabalina es de 8,30 libras.

Esta jabalina irá conectada al poste o a la estructura por medio de un alambre de acero galvanizado N° 4 AWG. La conexión de este alambre a la estructura de acero galvanizado o poste metálico se lo hará utilizando la conexión "Caldwell" tipo WF (Canadian Line Material) con este sistema se impediría rotos o malas conexiones al utilizarse cualquier otro sistema de conexión. En caso de postes tubulares de acero o en estructuras metálicas deberán ser conectados a tierra cada una de ellos

por medio de jabalinas para dar una suficiente seguridad eléctrica.

1.12.5.- Localización de las varillas o jabalinas.

La localización de las varillas debe estar de acuerdo a las normas existentes en cada país, así por ejemplo en el Canadá la jabalina debe estar a por lo menos 18" (45,8 cms), del poste o estructura, con el fin de proporcionar un espacio adecuado para mantenimiento.

En cuanto a la profundidad entre el nivel del suelo y la jabalina varía de acuerdo a las circunstancias, pues cuando esta se encuentra en caminos se debe colocar a por lo menos 8" (20,4 cms) debajo del nivel del suelo. En terrenos de propiedad privada se debe colocar a por lo menos 12 pulgadas (30,7 cms) debajo del nivel del suelo.

Cuando en el Ecuador no existen ningunas normas al respecto, se adopta para la Barra Oeste N° 2, como una profundidad mínima entre el nivel del suelo y la jabalina de 35 cms. y a una distancia mínima de las estructuras de 30 cms.

CAPITULO II

CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LA LINEA Y AISLADORES

2.1.- CONSTANTES ELECTRICAS DE LA LINEA.

2.1.1.- Generalidades.

Una vez encontrados y fijados los parámetros principales de la Barra Certe N° 2, es necesario conocer las constantes eléctricas de la línea con el fin de poder hacer su cálculo eléctrico.

En general, las constantes básicas de una línea son la resistencia R , la reactancia inductiva $X = \omega L$, la susceptancia $b = \frac{1}{X}$ $= \omega C$ y la conductancia g .

La resistencia R de la línea se suma vectorialmente a la reactancia inductiva $X = j\omega L$ formando la impedancia \bar{Z} de la línea.

La susceptancia $b = j\omega C$ y la conductancia g de la línea forman una impedancia capacitiva en paralelo con la línea designada admitancia \bar{Y} de la línea.

Estas constantes se encuentran siempre en una línea y están uniformemente distribuidas a lo largo de los conductores de manera que sus valores, pueden expresarse por unidad de longitud de la línea ya sea por 1 milla o por 1 kilómetro. Por esta razón se llaman constantes básicas de la línea.

Posteriormente al hacerse el cálculo de estas constantes se analizarán cómo y qué magnitud afectan estos factores en una línea específica y en particular en la Barra Oeste N° 2.

Las constantes generalmente se calculan para que sean útiles para la aplicación de los principios de las componentes simétricas a la solución de problemas de sistemas de fuerza donde se necesitan las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de las líneas de transmisión.

De ahí que los valores o entidades que se necesitan para ser utilizados en estos cálculos sean las resistencias, reactancias inductiva y capacitiva de secuencia positiva, negativa y cero.

A continuación y siguiendo lo que se ha indicado anteriormente se calculan estos valores secuenciales para los varios tipos de conductores en estudio para la Barra Oeste N° 2.

Para simplificar el cálculo de estas constantes, se ha indicado que se asume como si toda la línea estuviese sustentada sobre postes tubulares o de hormigón y sus conductores estuviesen colocados en una disposición vertical y con las transposiciones necesarias a lo largo de la línea.

2.1.2.- Resistencia a la corriente de secuencia positiva y negativa.

La resistencia en los conductores aéreos está afectada por tres

factores que son los más importantes y que son la temperatura, frecuencia y densidad de corriente. Se podría hacer un cálculo detallado en base de estos factores con el fin de encontrar las resistencias para los conductores preseleccionados, pero - las tablas del Transmission and Distribution Reference book de la Westinghouse da los valores suficientemente exactos como pa- ra ser utilizados en este proyecto.

Los valores α indicados se los exprese en ohmios por centímetro y por milla. Para propósitos de diseño se utiliza la resistencia de los conductores a una temperatura de 50°C (122°F) y a 60 ciclos. Para el conductor Merlin 336,44 MCM, 18 Al/ 1 Acero, no se encuentra los valores de la resistencia en las tablas de la Westinghouse.

La resistencia de este conductor en corriente continua a 20°C (68°F), es de 0,1686 ohmios/Km o sea de 0,2714 ohmios/milla, - estos datos han sido tomados del catálogo de Alcan.

Para los conductores de hasta secciones de 500 MCM se puede despreciar el efecto pelicular por ser este muy pequeño, y se puede considerar la resistencia a corriente continua igual a la resistencia de corriente alterna, y ya que el conductor Merlin - está dentro de estos límites se puede asumir de que la resistencia de corriente continua sea igual a la alterna y por lo mismo se puede aplicar la fórmula para encontrar el aumento de la resistencia por efecto de la variación de la temperatura desde 20°C a 50°C .

También se desprecia el efecto de aumento de la resistencia, por la corriente, por ser este conductor de Aluminio-acero y por lo mismo tener una componente de material magnético que es el acero donde ocurre pérdidas adicionales de hierro y magnéticas, dependiendo de la magnitud de la corriente que circule por dicho conductor.

La resistencia a 50° C se encuentra por medio de la siguiente fórmula:

$$R_{T_{50}} = R_{T_{20}} \left(\frac{R + T_2}{R + T_1} \right) \quad \text{Donde: } T_2 = 50^{\circ}\text{C}$$
$$T_1 = 20^{\circ}\text{C}$$
$$R = 228,1$$

$$R_{T_{50}} = 0,1686 \left(\frac{228,1 + 50}{228,1 + 20} \right) = 0,1686 \left(\frac{278,1}{248,1} \right) \Omega/\text{Km.}$$

$$R_{T_{50}} = 0,1686 \times 1,12 = 0,189 \Omega/\text{Km.}$$

$$R_{T_{50}} = 0,2714 \times 1,12 = 0,305 \Omega/\text{milla.}$$

A continuación en la tabla B-1 se indican las diferentes resistencias de los conductores en estudio con las características antes anotadas.

TABLA 2-1

RESISTENCIA DE LOS CONDUCTORES

CONDUCTOR	RESISTENCIA A 50° C EN OHMS	
	Por milla	Por Km.
Merlin (336,4 NCM) 18 Al/1 Acero	0,305	0,189
Linnet (336,4 NCM) 26 Al/7 Acero	0,306	0,1901
Grigolo (336,4 NCM) 30 Al/7 Acero	0,306	0,1901
Ibis (397,5 NCM) 26 Al/7 Acero	0,259	0,1609
Lark (397,5 NCM) 30 Al/7 Acero	0,259	0,1609

2.1.3.- Reactancia Inductiva.

Como consecuencia del campo magnético variable que rodea a los conductores se produce el efecto inductivo que da lugar a la reactancia inductiva $X = \omega L$.

2.1.3.1 Reactancia Inductiva a las corrientes de Secuencia Positiva y Negativa.

Los valores de la reactancia inductiva en ohms, por conduc-

ter y por milla y a la distancia de 1 pie se los puede tomar del recuento de las tablas de la Westinghouse, con excepción de los valores para el conductor Berlin, que se los encontrará en base de los cálculos que se efectuarán a continuación:

La reactancia inductiva de un conductor se puede considerar como la suma de dos componentes:

"La reactancia inductiva debido al flujo dentro de un radio de un pie medido desde el centro del conductor incluyendo el flujo interno del conductor" y

"La reactancia inductiva debido al flujo externo desde una distancia exterior de un pie de radio hasta una distancia determinada". (Symmetrical Components por Wagner y Evans).

Teniendo en cuenta lo anterior se ha desarrollado una fórmula práctica para el cálculo de la reactancia inductiva y que es la siguiente:

$$X = 0,2794 \frac{f}{60} \log_{10} \frac{1}{RMO} + 0,2794 \frac{f}{60} \log_{10} DMS$$

en ohms por conductor y por milla.

donde f es la frecuencia en ciclos por segundo, RMO es el radio medio geométrico del conductor en pies, DMS es la distancia aritmética geométrica de la separación de los tres conductores.

Al primer término de la ecuación de la reactancia inductiva se le puede llamar X_a y al segundo término X_b , y la ecuación se -

transformaría en:

$$X = X_a + X_d$$

donde: X_a es la reactancia inductiva debido al flujo interno y al externo de un conductor hasta un radio de 1 pie desde el centro del conductor.

X_d es la reactancia inductiva debido al flujo de los alrededores del conductor desde fuera de un radio de 1 pie hasta un radio equivalente a la distancia media geométrica entre los conductores, en pies.

Para el conductor Merlin hace falta conocer el valor de X_a , - pues el valor de X_d se puede tomar de las t curvas de la Westing house donde se dan los diferentes factores de espaciamento de la reactancia inductiva.

Como el conductor Merlin está compuesto de 18 hilos de Aluminio y 1 de Acero, la mayor parte de la corriente fluye por el Aluminio debido a su mayor área y a su mayor conductividad. La inductancia de esta parte o sea de la sección de aluminio se la puede calcular primero y el efecto del alma de acero - considerar como una corrección que se le debe aplicar después y en base de estas consideraciones se puede entrar directamente al cálculo.

La distancia media geométrica, considerando únicamente los 18

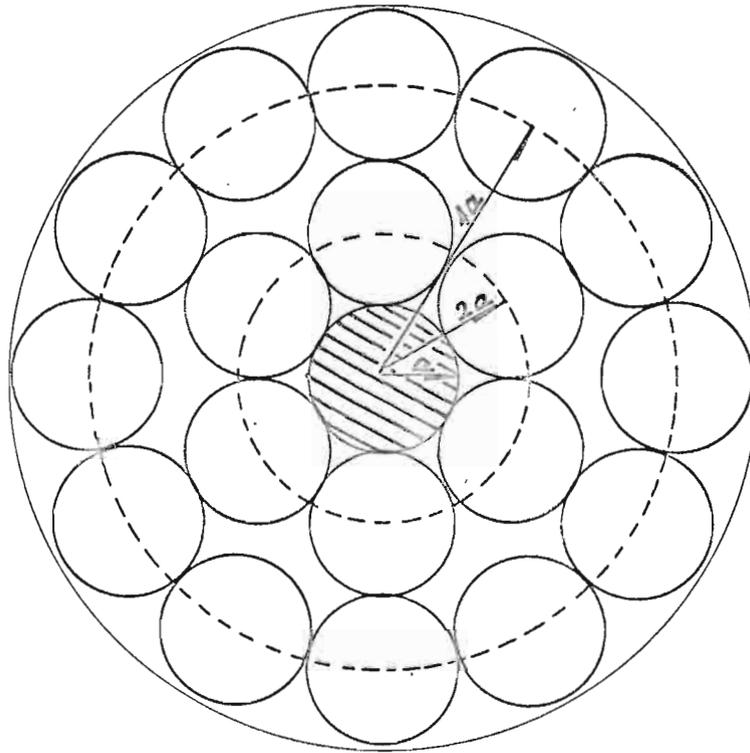


FIG. 2-1

ACSR CON 18 Al/1 ACERO (MERLIN)

hilos de aluminio de acuerdo a la figura 2-1, se lo puede colocar en base de los siguientes valores:

El cable contiene 18 hilos de aluminio con un radio de "a" y un radio medio geométrico de cada hilo de: $b = 0,7788a$.

Para $n = 18$, se debe tener una $n^2 = 324$ rafa para todas las dig

tancias medias geométricas y dentro del radical se presentarán los siguientes términos:

18 términos serán el radio medio geométrico de 0,7788a de los 18 hilos de aluminio: $(0,7788a)^{18}$.

30 términos serán las distancias entre cada uno de los 6 hilos de la primera capa: $[(2a)^2 (12a^2) 4a]^6 = 2^{36} \cdot 3^6 \cdot a^{30}$.

144 términos serán las distancias entre cada hilo de la primera capa (6 hilos) y cada hilo de la segunda capa (12 hilos):

$$(2a)^{12} \cdot (3a^2)^{12} \cdot (12a^2)^{12} \cdot (20a^2)^{12} \cdot (20a^2)^{12} \cdot (6a)^{12} \cdot (37a^2)^{12} = 2^{46} \cdot 3^{24} \cdot 5^{24} \cdot 7^{12} \cdot 37^{12} \cdot a^{144}$$

132 términos serán las distancias entre cada uno de los 12 hilos (12 x 11) de la segunda capa: $(2^{24} \cdot a^{24}) (2^{48} \cdot a^{24}) (2^{60} \cdot a^{24})$

$$(3^{12} \cdot 2^{48} \cdot a^{24}) (2^{24} \cdot 3^{12} \cdot 5^{12} \cdot a^{24}) (23^6 \cdot a^{12}) = 2^{240} \cdot 3^{24} \cdot 5^{12} \cdot a^{132}$$

Número total de términos dentro del radical: 324.

El radio medio geométrico para los 18 hilos de aluminio será:

$$RMO = \sqrt[324]{(0,7788a)^{18} (2^{36} \cdot 3^6 \cdot a^{30}) (2^{96} \cdot 3^{24} \cdot 5^{24} \cdot 7^{12} \cdot 37^{12} \cdot a^{144}) (3^{24} \cdot 2^{240} \cdot 5^{12} \cdot a^{132})}$$

$$RMO = a \sqrt[324]{0,7788^{18} \cdot 2^{372} \cdot 3^{54} \cdot 5^{36} \cdot 7^{12} \cdot 37^{12}}$$

$$RMG = a \sqrt[324]{0.7788^{16} \cdot 2^{372} \cdot 3^{54} \cdot 5^{36} \cdot 7^{12} \cdot 37^{12}} = a (0.7788^{1/8} \times 2^{27/24} \times 3^{9/24} \times 5^{3/24} \times 7^{1/24} \times 37^{1/24})$$

Resolviendo por medio de logaritmos se tienen:

$$(0.055/\log 0.7788 + 1.148/\log 2 + 0.167/\log 3 + 0.111/\log 5 + 0.037/\log 7 + 0.037/\log 37)$$

$$= 1.994 + 0.346 + 0.080 + 0.078 + 0.031 + 0.098 = 0.587$$

$$\text{antilog } 0.587 = 3.864$$

$$RMG = 3.864a.$$

La circunferencia exterior del conductor de 19 hilos (Merlin) tiene un radio $R = 5a$, por tanto:

$$RMG = \frac{3.864 R}{5} \approx 0.773R$$

Calculando el valor de R :

$$a = \frac{0.1367}{2} \text{ pulgadas.}$$

$$R = 5a = 5 \times \frac{0.1367}{2} = 0.342 \text{ pulgadas}$$

Por tanto el radio medio geométrico será:

$$RMG = 0.342 \times 0.773 = 0.2644 \text{ pulgadas}$$

$$\text{en pies: } \frac{0.2644}{12} = 0.022 \text{ pies}$$

Una vez conocido el EMG del conductor Merlin se puede calcular el valor de X_a :

$$X_a = 0,2794 \frac{f}{60} \log_{10} \frac{1}{\text{EMG}} \text{ ohmios por condug}$$

$$\text{tor por fase; } X_a = 0,2794 \log_{10} \frac{1}{0,022} = 0,2794 \log 45,45 =$$

0,463 ohmios/fase/milla a distancia de 1 pie.

Se conoce además que la resistividad del acero es alrededor de 110 ohmios por mil pies a 20°C y la del Aluminio alrededor de 17 ohmios por 100 pies.

Por lo mismo el aluminio conduciría $\frac{18}{1} \times \frac{110}{17} = 116,5$ veces más corriente que el acero.

El acero conduciría $\frac{1}{117,5} \times 100 = 0,85\%$ en el conductor bajo consideración.

A continuación se calculará el efecto sobre la inductancia debida a la corriente que circula por el núcleo de acero y esto se aplicará como una corrección a los cálculos hechos anteriormente y en los cuales se despreció el efecto de esta corriente.

Se debe notar que al quitar el 0,85% de la corriente del aluminio ya que esta se considera que fluye ahora por la sección del acero, esto no afecta el flujo magnético externo del conductor y únicamente afecta aumentando la densidad de flujo en la sección del aluminio por una cantidad que varía desde cero en la parte exterior hasta un máximo en la parte interior del ...

aluminio, donde antes la densidad del flujo era cero.

La densidad de flujo en el acero también se incrementa ya que anteriormente se había considerado como que la corriente del núcleo fuese cero. Para hacer estos cálculos se considera como si la sección compuesta por el aluminio como un tubo de diámetro interior de 0,1367 pulgadas y un diámetro exterior de 0,6835 pulgadas, el incremento en líneas de flujo por metro de longitud debido al incremento del flujo en el aluminio es igual a:

$$B = 10^{-7} \left\{ \int_{0.06835}^{0.34175} \frac{4\pi I}{2\pi x} \left[0.0085 + 0.9915 \frac{x^2 - 0.06835^2}{0.34175^2 - 0.06835^2} \right] dx - \int_{0.06835}^{0.34175} \frac{4\pi I}{2\pi x} \left[\frac{x^2 - 0.06835^2}{0.34175^2 - 0.06835^2} \right] dx \right\}$$

INTEGRANDO PARCIALMENTE SE TIENE:

$$\begin{aligned} (1) &= 10^{-7} \int_{0.06835}^{0.34175} \frac{4\pi I}{2\pi x} (0.0085) dx = 10^{-7} \frac{4\pi I}{2\pi} (0.0085) [\ln x]_{0.06835}^{0.34175} \\ &= 10^{-7} 2I (0.0085) [\ln 0.34175 - \ln 0.06835] = 10^{-7} 2I (0.0085) \ln \frac{0.34175}{0.06835} \\ &= 10^{-7} \cdot 0.017I \cdot 1.60944 = 0.026 \times 10^{-7} I \text{ líneas por punto} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} (2) &= 10^{-7} \int_{0.06835}^{0.34175} \frac{4\pi I}{2\pi x} \left[\frac{0.9915(x^2 - 0.06835^2)}{0.34175^2 - 0.06835^2} \right] dx = \\ &= \left[\frac{10^{-7} \cdot 2 \cdot 0.9915}{0.34175^2 - 0.06835^2} I \left(\frac{x^2}{2} - 0.06835^2 \ln x \right) \right]_{0.06835}^{0.34175} = \\ &= 19.3 \times 10^{-7} I (0.0513 - 0.0075) = 19.3 \times 0.0438 \times 10^{-7} I = \\ &= 0.846 \times 10^{-7} I \text{ líneas por metro} \end{aligned}$$

$$(3) = -10^{-7} \int_{0.06835}^{0.34175} \frac{4\pi I}{2\pi x} \left(\frac{x^2 - 0.06835^2}{0.34175^2 - 0.06835^2} \right) dx$$

$$= -\frac{2I \times 10^{-7}}{0.1025} (0.0438) = -0.854 \times 10^{-7} I \quad \text{lineas por metro}$$

$$B = (1) + (2) + (3) = (0.026 + 0.846 - 0.854) 10^{-7} I = 0.018 \times 10^{-7} I$$

$$B = 1.8 \times 10^{-9} I \quad \text{lineas por metro}$$

donde I se expresa en Amp.

Para encontrar la inductancia se divide el valor encontrado pa
ra I corriente y se obtiene la inductancia en henries por metro
de longitud: $L = 1,8 \times 10^{-9}$ henries por metro y como una mi-
lla tiene 1.690,4 metros la inductancia por milla será:

$$1.690,4 \times 1,8 \times 10^{-9} \text{ henries por milla} = 3,04 \times 10^{-6} \text{ henries}$$

$$\text{por milla} = 0,00304 \text{ milihenries por milla.}$$

De resultados experimentales se ha encontrado que en los cables
de acero el valor promedio de la inducción es 1,5 milihenries

por milla, el cual varía con la corriente que circula.

Utilizando este valor en los cables ACSE y multiplicando esta cantidad por el cuadrado de la fracción de la corriente que circula por el núcleo de acero: $(0,0035)^2 \times 1,5 = (72,4 \times 10^{-6}) \times 1,5 = 0,000108$ millihenrios por milla.

Por tanto el incremento total debido a la presencia del acero en el núcleo del conductor Merlin es : $0,00304 + 0,000108 = 0,003148$ mh/milla.

El valor del incremento de la reactancia inductiva por este efecto se calculará por medio de la siguiente fórmula:

$X = W \cdot L = 2 \pi f \cdot L$; donde: f es la frecuencia, 60 cps.
 $L = 3,148 \times 10^{-6}$ henrios.

$X = 2 \times 3,14 \times 60 \times 3,148 \times 10^{-6} = 1,185 \times 10^{-6} = 0,001$ ohmio por milla.

Sumando este valor al ya encontrado se tiene:

$0,463 + 0,001 = 0,464$ ohmios por milla por conductor.

Como se puede notar el efecto del núcleo de acero en secciones relativamente pequeñas se lo suele despreciar, de igual forma el efecto pelicular por ser un valor pequeño.

A continuación en la tabla 2-2 se indican los valores de X_a y X_d para los diferentes conductores en consideración. El valor de X_d se puede tomar directamente de las tablas de la Vesting-

house en base de la distancia media geométrica o llamado "espaciamiento equivalente de los conductores", este valor se indicó que era alrededor de 9,90 pies, X_d también se lo puede encontrar en base de la fórmula:

$$X_d = 0,2794 \frac{f}{60} \log D_{eq} \text{ y para los valores de } f = 60 \text{ cps y -}$$

$D_{eq} = 9,90$ pies se tiene que $X_d = 0,2794 \times 0,996 = 0,278$ ohmios por milla.

TABLA 2-2

REACTANCIA INDUCTIVA DE LOS CONDUCTORES

SECCION	REACTANCIA INDUCTIVA A 60 CPS EN OMBION					
	X_a , -por milla	X_a por Km	X_d por milla	X_d por Km	X_L * por milla	X_L * por Km.
Merlin (336,4 MCM)	0,464	0,2888	0,278	0,1729	0,743	0,4617
Linnet (336,4 MCM)	0,451	0,2802	0,278	0,1729	0,729	0,4531
Oriole (336,4 MCM)	0,445	0,2765	0,278	0,1729	0,723	0,4494
Ibis (397,5 MCM)	0,441	0,2740	0,278	0,1729	0,719	0,4469
Lark	0,435	0,2703	0,278	0,1729	0,713	0,4432

* $X_L = X_a + X_d$

2.1.3.2 Resistencia y reactancia inductiva a las corrientes de seguridad cero.

La resistencia y la reactancia inductiva de secuencia cero se les ha considerado conjuntamente debido a que ambos valores están afectados por dos factores que son la resistividad del suelo y la distribución de la corriente en la tierra.

Las fórmulas prácticas desarrolladas para encontrar la impedancia de secuencia cero de las líneas aéreas utilizan los valores ya conocidos de R_a , X_a y X_d tanto para los conductores de fase como para el hilo de guardia de la Barra Cero N° 2. El valor de R_a para el hilo de guardia de acero galvanizado es de $R_a(g) = 2.58$ ohmios por milla a 50°C y la reactancia inductiva para este mismo conductor es $X_{a(g)} = 0.984 \Omega/\text{milla}$ hasta la distancia de 1 pie desde el centro del conductor.

El valor de la reactancia inductiva del hilo de guardia debido a su espaciado equivalente, $X_{d(g)}$ se lo puede calcular de la siguiente manera:

$$X_{d(g)} = \frac{1}{3} [X_{d(ag)} + X_{d(bg)} + X_{d(cg)}]$$

que da el valor del espaciado equivalente entre el hilo de guardia y los conductores de fase.

$$X_{d(g)} = \frac{1}{3} (0.165 + 0.299 + 0.362) \text{ ohmios/milla.}$$

$$X_{d(g)} = 0.2753 \text{ ohmios/milla.}$$

Pero además es necesario conocer los valores de R_e y X_e que son el resultado del uso de la tierra como camino de retorno de la corriente de secuencia cero. Estos valores se pueden

calcular por medio de las siguientes fórmulas:

$$R_e = 0,00477 f (\text{ohmios por fase por milla}) \text{ y}$$

$$X_e = 0,006985 f \log_{10} (4,6655 \times 10^6 \frac{\rho}{f}) \text{ ohmios por fase por}$$

milla donde f es la frecuencia que en este caso es 60 cps y ρ es la resistividad del suelo en ohmios por metro cúbico y para este estudio es de 50 ohmios-metro.

Por tanto se tiene:

$$R_e = 0,286 \text{ ohmios por fase por milla.}$$

$$X_e = 2,762 \text{ ohmios por fase por milla.}$$

La fórmula de la impedancia de secuencia cero Z_{00} , para un circuito trifásico y con hilos o cables de tierra y en base de los valores antes indicados es la siguiente:

$$Z_{00} = Z_{00}(a) - \frac{Z_{00}^2(a_g)}{Z_{00}(g)}$$

donde:

$Z_{00}(a)$ = Impedancia propia de secuencia cero del circuito trifásico en ohmios por fase por milla.

$Z_{00}(g)$ = auto impedancia de secuencia cero de n hilos o cables de tierra en ohmios por fase por milla.

$Z_{00}(a_g)$ = Impedancia mutua de secuencia cero entre el circuito trifásico como un grupo de conductores y el hilo o hilos de guardia como el otro grupo de conductores en ohmios por fase por milla. Estos valores se pueden calcular en base de las cantidades conocidas R_a , X_a , X_d , R_e , X_e , $Z_{00}(g)$ y $X_a(g)$ de la =

siguiente manera:

$Z_0(a) = R_a + R_e + j(X_e + X_a - 2X_d)$ en ohmios por fase por milla.

Para $n = 1$ hilo de guardia:

$Z_0(g) = 3R_a(g) + R_e + j(X_e + 3X_a(g))$ en ohmios por fase por milla.

$Z_0(ag) = R_e + j(X_e - 3X_d(g))$ en ohmios por fase por milla.

Una vez indicados estos valores se puede entrar directamente en el cálculo de la resistencia y reactancia inductiva a las corrientes de secuencia cero.

Para el conductor Berlin = 336,4 MCM 18Al/1 Acero:

$Z_0(a) = 0,305 + j286 + j(2,762 + 0,464 - 2 \times 0,278)$

$Z_0(a) = 0,591 - j2,670$ ohmios por fase por milla.

$Z_0(g) = 3 \times 6,681 + 0,286 - j(2,762 + 3 \times 0,984)$

$Z_0(g) = 20,329 + j9,714 = 21,02 / 74,5^\circ$ ohmios por fase por milla.

$Z_0(ag) = 0,286 + j(2,762 - 3 \times 0,2753)$

$Z_0(ag) = 0,286 - j 1,926$ ohmios por fase por milla. = $1,96 / 8,4^\circ$

$Z_0 = 0,591 + j 2,670 - \frac{(1,96 / 8,4^\circ)^2}{21,02 / 74,5^\circ}$

$Z_0 = 0,591 + j 2,670 - 0,1825 / -57,2^\circ =$

$Z_0 = 0,591 + j 2,670 - (0,039 + j 0,153)$

$Z_0 = \underline{0,492} + j \underline{2,823}$ ohmios por fase por milla.

Para el conductor Linnet 336,4 MCM 26Al/7 Acero.

$$Z_0(a) = 0,306 + 0,286 + j(2,762 + 0,451 - 2 \times 0,278)$$

$$Z_0(a) = 0,592 + j 2,657 \text{ ohmios por fase por milla}$$

$$Z_0(g) = 20,329 + j 5,514 = 21,02 \underline{/74,9^\circ} \text{ ohmios por fase por milla.}$$

$$Z_0(ag) = 0,286 + j 1,936 = 1,96 \underline{/8,4^\circ} \text{ ohmios por fase por milla.}$$

$$Z_0 = 0,592 - j 2,657 - \frac{(1,96 \underline{/8,4^\circ})^2}{21,02 \underline{/74,9^\circ}} = 0,592 + j 2,657 - 0,099 + j 0,153.$$

$Z_0 = \underline{0,493} + j \underline{2,821}$ ohmios por fase por milla.

Para el conductor ACSR Oriole 336,4 MCM 30Al/7 Acero.

$$Z_0(a) = 0,306 + 0,286 + j(2,762 + 0,445 - 2 \times 0,278)$$

$$Z_0(a) = 0,592 + j 2,651 \text{ ohmios por fase por milla.}$$

$$Z_0(g) = 20,329 + j 5,714 = 21,02 \underline{/74,9^\circ} \text{ ohmios por fase por milla.}$$

$$Z_0(ag) = 0,286 + j 1,936 = 1,96 \underline{/8,4^\circ} \text{ ohmios por fase por milla.}$$

$$Z_0 = 0,592 + j 2,657 - \frac{(1,96 \underline{/8,4^\circ})^2}{21,02 \underline{/74,9^\circ}} = 0,592 + j 2,651 - 0,099 + j 0,153.$$

$Z_0 = \underline{0,493} + j \underline{2,804}$ ohmios por fase por milla.

Para el conductor ACSR Ibis, 397,5 MCM 26Al/7 Acero,

$$Z_0(a) = 0,259 + j 0,286 + j (2,762 + 0,441 - 2 \times 0,278)$$

$$Z_0(a) = 0,545 + j 2,697 \text{ ohms por fase por milla.}$$

$$Z_0(g) = 20,329 + j 5,714 = 21,02 \angle 14,5^\circ \text{ ohms por fase por milla.}$$

$$Z_0(ag) = 0,286 + j 1,936 = 1,96 \angle 8,4^\circ \text{ ohms por fase por milla.}$$

$$Z_0 = 0,545 + j 2,697 - \frac{(1,96 \angle 8,4^\circ)^2}{21,02 \angle 14,5^\circ} = 0,545 + j 2,647 - 0,099 + j 0,153.$$

$$Z_0 = \underline{0,446 + j 2,80} \text{ ohms por fase por milla.}$$

Para el conductor ACSR Lark 397,5 MCM, 30Al/7 Acero,

$$Z_0(a) = 0,259 + 0,286 + j(2,762 + 0,439 - 2 \times 0,278)$$

$$Z_0(a) = 0,545 + j 2,641$$

$$Z_0(g) = 20,329 + j 1,936 = 21,02 \angle 74,5^\circ \text{ ohms por fase por milla.}$$

$$Z_0(ag) = 0,286 + j 1,936 = 1,96 \angle 8,4^\circ \text{ ohms por fase por milla.}$$

$$Z_0 = 0,545 + j 2,641 - \frac{(1,96 \angle 8,4^\circ)^2}{21,02 \angle 74,5^\circ} = 0,545 + j 2,641 - 0,099 + j 0,153.$$

$$Z_0 = \underline{0,446 + j 2,794} \text{ ohms por fase por milla.}$$

A continuación en las tablas 2-3 y 2-4 se hace un resumen de los valores de las resistencias y reactivancias inductivas a las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero, en ohmios por fase por milla y en ohmios por fase por kilómetro para los diferentes conductores en estudio.

TABLA 2-3

RESISTENCIAS Y REACTANCIAS INDUCTIVAS EN LOS CONDUCTORES POR MILLA

Tipo de conductor	Resistencia y Reactancia Inductiva de secuencia positiva y negativa. (ohmios por fase por milla).	Resistencia y Reactancia Inductiva de secuencia cero. (ohmios por fase por milla).
Merlin 336,4 MCM	0,305 + j 0,743	0,492 + j 2,823
Linnet 336,4 MCM	0,306 + j 0,729	0,493 + j 2,810
Oriole 336,4 MCM	0,306 + j 0,723	0,493 + j 2,804
Ibis 397,5 MCM	0,259 + j 0,719	0,446 + j 2,800
Lark 397,5 MCM	0,259 + j 0,713	0,446 + j 2,794

TABLA B-4

RESISTENCIAS Y REACTANCIAS INDUCTIVAS EN LOS CONDUCTORES POR KM.

Tipo de Conductor	Resistencia y Reactancia Inductiva de secuencia positiva y negativa. (Ohmios por fase por Km).	Resistencia y Reactancia Inductiva de Secuencia cero. (Ohmios por fase por Km).
Merlin 336,4 MCM	0,189 + j 0,4617	0,306 + j 1,753
Linnet 336,4 MCM	0,190 + j 0,4531	0,307 + j 1,745
Oriole 336,4 MCM	0,190 + j 0,4494	0,307 + j 1,741
Ibis 397,5 MCM	0,161 + j 0,4469	0,278 + j 1,739
Lark 397,5 MCM	0,161 + j 0,4432	0,278 + j 1,735

2.1.4. Reactancia Capacitiva.

El campo eléctrico variable que se producen entre los conductores de la línea y entre conductores y tierra es la causa de que se produce un efecto capacitivo entre los conductores y entre cada conductor y tierra que se indica por el valor de la susceptancia $b = \omega C$ y que deja que se produzca una corriente de desplazamiento en paralelo a la corriente de carga transportada por la línea.

El valor inverso de la susceptancia es la reactancia capacitiva

va X' valor que se encuentre fácilmente en tablas.

2.1.4.1 Reactancia Capacitiva "Shunt" a las corrientes de Secuencia Positiva y Negativa.

El efecto de la capacitancia (C) en líneas de transmisión que no pasen de 50 millas de longitud, generalmente se lo puede despreciar ya que los cálculos basados en esta suposición dan un error de los resultados en el orden de un medio por ciento. Y además la capacitancia es un factor de poca importancia en líneas de media y baja tensión y bajo condiciones normales de operación.

La corriente de carga de una línea de transmisión afecta en general en lo que respecta a la caída de tensión a lo largo de la línea, regulación, eficiencia, factor de potencia y en la estabilidad del sistema del cual la línea es parte.

Los efectos de la capacitancia en una línea de transmisión son útiles para el estudio de problemas tales como el efecto corona y en los casos transitorios que pueden ocurrir en la línea o sistemas de transmisión cuando ocurren fallas.

Teniendo en cuenta que la Barra Oeste N° 2 tendrá una longitud de apenas 16 Km aproximadamente, para el cálculo eléctrico de la línea se despreciará el efecto de la capacitancia en la línea. Sin embargo a manera de información, ya que no se los utilizará en esta tesis se indican los valores de la Reactancia capacitiva Shunt a las corrientes de secuencia positiva y nega

tiva, y que están calculados en base de las fórmulas dadas por el Reference Book de la Westinghouse.

Utilizando la fórmula que da el citado libro $X_1^2 = X_2^2 = X_a^2 + X_d^2$. Donde X_a son los valores de los conductores ya sea en base de las tablas de la Westinghouse o que se le puede calcular por medio de la siguiente fórmula: $X_a = 0,0683 \frac{60}{f} \log \frac{1}{r}$ (megachmios/fase/milla) donde f es la frecuencia en ciclos por segundo y r , a diferencia del cálculo de la reactancia inductiva donde se utiliza el radio medio geométrico, en los cálculos de capacitancia se utiliza el radio físico actual del conductor en pies. El término X_a toma en cuenta el flujo electrostático dentro de un radio de un pie.

El término X_d toma en cuenta el flujo eléctrico entre el radio de un pie y la distancia media geométrica de los conductores, y se le puede calcular por medio de la siguiente fórmula:

$X_d = 0,0683 \frac{60}{f} \log DNG$. Calculando estos valores para el conductor Merlin 336,4 ACSR, ya que no existen los valores para este conductor en las tablas se tiene: Radio exterior del conductor Merlin: $r = 0,34175$ pulgadas. Este valor en pies se encuentra dividiendo para 12; $r = \frac{0,34175}{12}$ pies; $f = 60$ cps.

$$X_a = 0,0683 \log \frac{12}{0,34175} = 0,0683 \log 35,1 = 0,1055 \text{ megachmios/}$$

fase/milla. $DNG = 9,90$ pies.

$$X_d = 0,0683 \log 9,90 = 0,0681 \text{ megachmios por fase por milla.}$$

A continuación se ha resumido los valores de las reactancias capacitivas de los diferentes conductores en estudio en la Tabla 2-5. Estos valores fueron tomados de las tablas de la Westinghouse, con excepción de los valores del conductor Merlin.

TABLA 2-5

REACTANCIAS CAPACITIVAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LOS CONDUCTORES

TIPO DE CONDUCTOR.	REACTANCIA CAPACITIVA "SHUNT" DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA			
	En megohmios/fase/milla		En megohmios/fase/Km.	
	X'ca	X'cd	X'ca	X'cd
	a 1 pie de separación	Factor de espaciamiento	a 1 pie de separación	Factor de espaciamiento
Merlin 336,4 MCM	0,1055	0,0681	0,1697	0,1095
Linnet 336,4 MCM	0,1039	0,0681	0,1674	0,1095
Oriole 336,4 MCM	0,1032	0,0681	0,1660	0,1095
Ibis 397,5 MCM	0,1015	0,0681	0,1634	0,1095
Lark 397,5 MCM	0,1005	0,0681	0,1660	0,1095

2.1.4.2. Reactancia capacitiva "Shunt" de secuencia cero.

La reactancia capacitiva "Shunt" se puede calcular por medio de

de la siguiente fórmula:

$$X'e = X'e(a) - \frac{X'e(sg)^2}{X'e(s)} \text{ (megachmios/fase/milla)}$$

donde $X'e(s)$ es la reactancia de secuencia cero de un circuito y viene expresada bajo la siguiente fórmula:

$$X'e(s) = X'a + X'e - 2X'd \text{ (Megachmios/fase/milla).}$$

Donde:

$X'a$ es un valor ya conocido y que varía de acuerdo a cada tipo de conductor en estudio.

$X'd$ es igual a 0,068; megachmios/fase/milla y que fue calculado anteriormente y este valor es constante para todos los tipos de conductores en estudio.

$X'e$ es un valor que toma en cuenta el flujo externo hasta el radio de un pie y es una función del espaciamiento del conductor imagen y se le puede calcular por medio de la siguiente fórmula:

$$X'e = \frac{12,39}{f} \log 2h \text{ (Megachmios/fase/milla).}$$

donde h es la altura del conductor sobre el suelo en pies y f es la frecuencia en ciclos por segundo.

Para el caso presente de la Barra Ceste N° 2 se ha tomado para el valor de h la altura media de los conductores que es de 11,40 m. equivalente a 36,39 pies y f es 60 cps.

Luego se tiene:

$$X'e = \frac{12,30}{60} \log (2 \times 36,39) \text{ megachnias/fase/milla.}$$

$$X'e = 0,382 \text{ megachnias/fase/milla.}$$

Este valor es constante para todos los conductores en estudio.

$X'o_{(ag)}$ es el valor de la inductancia de secuencia cero entre un circuito y el hilo de guardia y se lo puede calcular por medio de la siguiente fórmula:

$$X'o_{(ag)} = X'e - 3X'd \text{ (megachnias/fase/milla).}$$

Donde:

$$X'e = 0,382 \text{ megachnias/fase/milla.}$$

$$X'd = 0,0681 \text{ megachnias/fase/milla.}$$

Luego:

$$X'o_{(ag)} = 0,382 - 3 \times 0,0681 = 0,1777 \text{ megachnias/fase/milla.}$$

$X'o_{(g)}$ es la inductancia de secuencia cero del hilo de guardia y se expresa por medio de la siguiente fórmula:

$$X'o_{(g)} = 3X'a_{(g)} + X'e_{(g)} \text{ megachnias/fase/milla.}$$

Donde:

$X'_{ca}(g)$ es la inductancia capacitiva "Shunt" del hilo de guardia y se lo puede calcular en base de la fórmula siguiente:

$$X'_{ca}(g) = 0,0683 \log \frac{1}{r} \text{ megohmios/fase/milla.}$$

Donde:

r es el radio físico del conductor 0,06 pulgadas equivalente a 0,06/12 pies, por tanto:

$$X'_{ca}(g) = 0,0683 \log \frac{12}{0,06} = 0,1574 \text{ megohmios/fase/milla.}$$

$X'_{co}(g)$ = se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$X'_{co}(g) = \frac{12,39}{f} \log 2h \text{ en megohmios/fase/milla.}$$

donde h es la altura del hilo de guardia en pies sobre el suelo y que para este caso es de 15 metros (49,20 pies).

f es la frecuencia en cps., para este caso es de 60 cps.

Luego se tiene:

$$X'_{co}(g) = \frac{12,39}{60} \log (2 \times 49,20) = 0,204 \text{ megohmios/fase/milla.}$$

Entonces el valor de $X'_{co}(g)$ será igual a:

$$X^{\prime}e(g) + 3 \times 0,1574 + 0,204 = 0,6762 \text{ megachicas/fase/milla.}$$

Una vez conocidos los diferentes valores que son constantes para todos los tipos de conductores en estudio se puede ahora entrar a calcular el de $X^{\prime}e$ para cada uno de los diferentes conductores:

Para el conductor Merlin ACSR 336,4 MCM, 18Al/7 Acero:

$$X^{\prime}e = X^{\prime}e(a) - \frac{X^{\prime}e(ag)^2}{X^{\prime}e(g)} \text{ megachicas/fase/milla.}$$

El valor $\frac{X^{\prime}e(ag)^2}{X^{\prime}e(g)}$ es constante para todos los conductores y es igual a:

$$\frac{0,1777^2}{0,6762} = 0,0467 \text{ megachicas/fase/milla.}$$

Luego se tiene:

$$X^{\prime}e = X^{\prime}a + X^{\prime}e - 2X^{\prime}d = 0,0467$$

En esta ecuación los valores de $X^{\prime}e$, $2X^{\prime}d$ y $0,0467$ son constantes para todos los tipos de conductor el único valor que varía es el de $X^{\prime}a$, en base de esto se tiene:

$$X^{\prime}e = X^{\prime}a + 0,382 - 2 \times 0,0681 = 0,0467 = X^{\prime}a + 0,1991 \text{ M.C./fase/milla.}$$

El valor de $X^{\prime}a$ se toma de las tablas de la Westinghouse y pa-

ra el conductor Herlin fue calculado anteriormente y su valor es de 0,1055 Megachmios/fase/milla, por tanto:

$$X'e = 0,1055 + 0,1991 = 0,3046 \text{ Megachmios/fase/milla.}$$

Para el conductor Linnet ACER 336,4 MCM, 26 Al/7 Acero:

Para este conductor $X'a$ es igual a 0,1039 megachmios/fase/milla.

$$X'e = 0,1039 + 0,1991 = 0,3030 \text{ Megachmios/fase/milla.}$$

Para el conductor Oriole ACER 336,4 MCM (30 Al/7 Acero):

Para este conductor el valor de $X'a$ es de 0,1032 Megachmios/ fase/milla.

$$\text{Por tanto } X'e = 0,1032 + 0,1991 = 0,3023 \text{ Megachmios/fase/milla.}$$

Para el conductor Ibis ACER 397,5 MCM (26 Al/7 Acero):

$$X'a = 0,1015 \text{ Megachmios/fase/milla.}$$

$$X'e = 0,1015 + 0,1991 = 0,3006 \text{ Megachmios/fase/milla.}$$

Para el conductor Lark ACER 397,5 MCM (30 Al/7 Acero):

$$X'a = 0,1006$$

$X'0 = 0,1006 - 0,1991 = 0,2997$ Megohmios/fase/milla.

Los valores calculados para los diferentes conductores se han reunido en la tabla 2-6 que está a continuación.

TABLE 2-6

REACTANCIA CAPACITIVA DE FRECUENCIA CERVO EN LOS CONDUCTORES

TIPO DE CONDUCTOR	REACTANCIA CAPACITIVA "BRUTA" DE FRECUENCIA CERVO	
	Megohmios/fase/milla	Megohmios/fase/Km.
Merlin (18 Al/7 Acero) 336,4 MCM	0,3046	0,4901
Linnat (26 Al/ 7 Acero) 336,4 MCM	0,3030	0,4875
Oriole (30 Al/ 7 Acero) 336,4 MCM	0,3023	0,4864
Ebis (26 Al/7 Acero) 397,5 MCM	0,3006	0,4828
Lark (30 Al/7 Acero) 397,5 MCM	0,2997	0,4836

2.1.5. Conductancia de la línea.

Debido a que los aisladores no son hechos de materiales aislantes perfectos y como consecuencia del campo eléctrico sobre ellos, se producen siempre entre conductor y tierra entre conductores una derivación de corriente activa que es proporcional

a la conductancia g del medio aislante de la línea. Las pérdidas a consecuencia de esta imperfecta aislación es muy pequeña, con valores que son despreciables en el cálculo de caída de tensión, de ahí que no se tomarán en cuenta en el cálculo eléctrico de la Barra Oeste N° 2.

2.2.- CAIDA DE TENSION Y REGULACION DE LA LINEA.

2.2.1.- Generalidades.

Uno de los objetivos más importantes en el cálculo eléctrico de la Barra Oeste N° 2 es la determinación, en base de las constantes básicas de la línea, de la diferencia de tensión que se produce, al transitar una potencia eléctrica dada, entre la tensión al comienzo de la línea que se denomina tensión de salida (U_s) y la tensión en el otro extremo, donde está conectada la carga y que se llama tensión de recepción (U_r). Este cálculo se llama cálculo de la caída de tensión y puede ser expresado en forma de porcentajes.

La regulación de tensión de una línea se considera usualmente como el porcentaje de caída de tensión con respecto a la tensión de recepción.

La Barra Oeste N° 2 es parte de un anillo o línea de subtransmisión y por tanto su alimentación se realiza por sus dos extremos o sea tiene una doble alimentación.

El cálculo de la caída de tensión para este tipo de líneas se

realiza normalmente bajo tres supuestos o casos:

El primer caso sería a la Barra Oeste N° 2 en condiciones normales de operación e sea que ésta está doblemente alimentada y transmite una potencia de 40 MW.

El segundo supuesto sería para el caso de emergencia en que la alimentación se realiza desde cualesquiera de los extremos; es decir desde la subestación Norte o Sur.

El tercer caso sería para el supuesto de que toda la Barra Oeste N° 2 asuma toda la carga del lado, es decir 80 MW pero manteniendo la doble alimentación.

Se podría calcular para un cuarto caso, es decir que como se ha indicado anteriormente, esta Barra podría operar durante cierto tiempo a una tensión de 46 KV ya que se prevé que para corto plazo todo el sistema de transmisión y subtransmisión sería transferido a 69 KV, por tanto habría que calcular la caída de tensión y regulación de la línea para estas condiciones transitorias de operación e sea 46 KV. Se debe acotar que para el segundo, tercero y cuarto caso las caídas de tensión y regulación serán un tanto mayores que para el primer caso pero esto no interesa mayormente ya que estas no son condiciones de operación normal.

Respecto a la potencia a transmitirse por medio de la Barra Oeste N° 2 variará de acuerdo a los supuestos o casos antes indicados, e sea que para el primer caso de operación normal se cal

culará en base del 50% de la demanda calculada dentro del lecho hasta 1985 o sea 40 MW, pues la Barra Oeste N° 2 asumiría el otro 50%.

Para el segundo caso se asumirá también una potencia de 40 MW. Para el tercer caso se asume que la Barra Oeste N° 2 transmite el 100% de la carga del sistema del lecho de subtransmisión o sea 80 MW.

Para el cuarto caso se asume una potencia de 40 MW, similar al primer caso, pues únicamente varía la tensión, que en este supuesto es de 46 KV.

No se considera una quinta posibilidad que sería que la Barra Oeste N° 2 transmite toda la carga del sistema del lecho y con un solo punto de alimentación por ser este un caso muy poco probable.

Al tratarse de una línea de transmisión en general, en que esta es alimentada desde un extremo, la máxima caída de tensión se produce siempre en el extremo abierto o de recepción. Pero al tratarse de una línea o Barra que es alimentada por ambos extremos y donde las tomas de las cargas están distribuidas a lo largo de la línea, como es el caso de la Barra Oeste N° 2 que está en consideración, no se puede definir exactamente de antemano el punto de máxima caída de tensión y de ahí que su cálculo matemático reviste de mayor complejidad que una línea de transmisión cualquiera.

Para facilitar el cálculo de la caída de tensión en la Barra Oeste N° 2 se ha asumido lo siguiente: Que la línea esté alimentada por sus dos extremos, es decir, subestación Norte y Sur, a una misma tensión, pues aun cuando en la realidad es muy poco probable que esto ocurra, esta suposición es lo suficientemente correcta para este tipo de estudio. En caso contrario, o sea si no existiese una de las tensiones de alimentación se produciría una corriente de circulación que se superpondría a las corrientes de carga de la Barra Oeste N° 2. Para analizar este caso habría que utilizar el principio de superposición y además habría que hacerse un análisis general de todo el sistema de transmisión y subtransmisión para conocer exactamente cuales son las tensiones de alimentación en las subestaciones Norte y Sur. También se asume para este cálculo que las cargas a lo largo de la Barra, subestaciones, tienen el mismo factor de potencia este es de 0,9. Además como se ha indicado anteriormente se prescindirá del efecto capacitivo de la línea por tener una longitud sumamente corta y por tanto se tendrá únicamente en cuenta la resistencia y reactancia inductiva de la línea la que podría ser representado por el siguiente diagrama unifilar de la Barra Oeste N° 2, Fig. 2-2. Normalmente para el cálculo de caída de tensión se parte de un valor dado de la tensión de recepción y para el cálculo de la Barra Oeste N° 2 también se asumirá este criterio, ya que sería muy difícil conocer las tensiones de salida que se tendría en las subestaciones Norte y Sur respectivamente, como se conoció en el capítulo I que el punto de corte de la

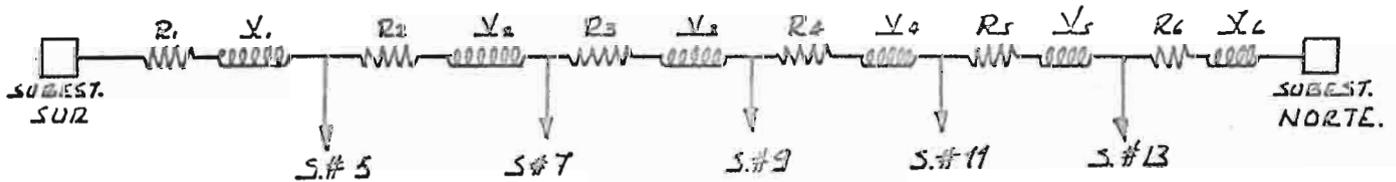


FIG. 2-2

Barra Oeste N° 2 es la subestación N° 9, se asume que allí la tensión de recepción es de 69 KV para el primero y tercer caso, de 46 KV para el cuarto caso. Para el segundo caso se asume la tensión de recepción de 69 KV ya sea en las subestaciones 5 o 13.

Se considera además como que si la Barra Oeste N° 2 fuese una línea triéfrica y con fase equilibrada, o sea que las tensiones compuestas sean iguales entre sí, tanto al principio como al final de la línea, de igual forma se podría considerar las tensiones simples y las caídas de tensión en los tres conductores. Lo que se ha asumido anteriormente, para facilitar el cálculo de la caída de tensión, no afecta mayormente en los resultados finales y estos serán válidos y pueden servir satisfactoriamente en cualquier conclusión técnica sobre este proyecto que se deduzca de los cálculos a realizarse a continuación,

2.2.2.- Cálculo de la caída de tensión y Regulación de la Barra Oeste N° 2.

De acuerdo a lo indicado anteriormente se procederá al cálculo de la caída de tensión y regulación de la Barra Oeste N° 2 en base a los cuatro casos indicados.

Existen varios métodos para hacer el cálculo matemático según sea la precisión con que se quiera calcular esto, pero básicamente se pueden dividir en dos métodos, en el analítico y en el gráfico.

El método analítico es el más laborioso y complicado y se puede considerar que es el más exacto.

El método gráfico se basa en diagramas y cartas, tales como las cartas de regulación de voltaje de Dwight y Herchen y que son de muy alta exactitud y que pueden ser utilizadas para el cálculo de la regulación en líneas de poca o gran longitud.

Al hacerse el cálculo de la caída de tensión para el primer caso en consideración se aplicarían estos dos métodos para poder comparar los dos resultados.

2.2.2.1 Caída de tensión para el primer caso en estudio.

Como ya se contó anteriormente, en este caso se considera a la Barra Oeste N° 2 en su operación normal, es decir con su doble alimentación y una potencia a transmitir de 40 MW. De acuerdo a lo visto y calculado en el numeral 1.5.2., Capítulo I, se encontró que a la subestación N° 9 afluyen dos corrientes I_x e I_y , una desde cada extremo de la línea, y que en este sitio es donde se producirá la más baja tensión de la línea y se le ha llamado a este sitio "punto de corte", pues si se cortase a la Barra Oeste N° 2 en este lugar, nada cambiaría el equilibrio del sistema.

En la figura 2-3 se indica el flujo de las corrientes de acuerdo a lo calculado en el numeral 1.5.2.

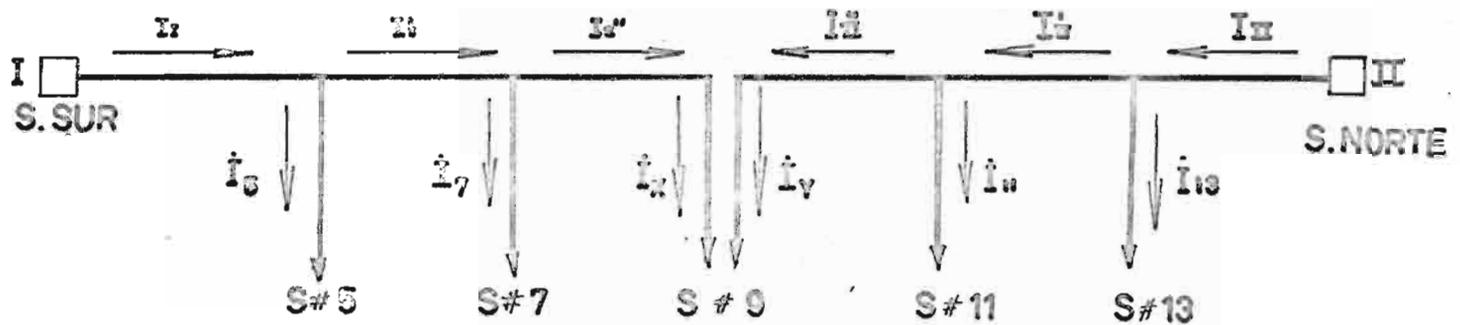


FIG. 2-3

Dados:

$$I_I = I_5 + I_7 + I_x = 190,4 \text{ amperios}; \quad I_{II} = I_{13} + I_{11} + I_y =$$

181,6 amperios.

$$I_5 = I_7 = I_9 = I_{11} = I_{13} = 74,4 \text{ amperios}; \quad I_x = 41,6 \text{ amperios.}$$

$$I'_I = I_7 + I_x = 74,4 \text{ amp} + 41,6 \text{ amp.} = 116 \text{ Amperios.}$$

$$I''_I = I_x = 41,6 \text{ Amperios.}$$

$$I'_{II} = I_{II} - I_y = 74,4 \text{ Amp.} + 32,8 \text{ Amp.} = 107,2 \text{ Amp.}$$

$$I''_{II} = I_y = 32,8 \text{ Amp.}$$

Por tanto para poder calcular la caída de tensión se supone como si la línea estuviese cortada en la subestación número 9 y alimentada por la subestación Sur o Norte separadamente, o sea q' se considere dos tramos de líneas independientes.

La caída de tensión en la Subestación N° 9 será igual para los dos tramos pues las corrientes han sido calculadas inversamente proporcional a las longitudes de los tramos. Por tanto se puede calcular la caída de tensión con cualquiera de los tramos y se tendrá los mismos resultados.

La pérdida de voltaje en una línea trifásica es:

$$\mathcal{E} = |U_S| - |U_R| \text{ y la caída de tensión es } \dot{V}_L = (i - i_L) \sqrt{3}$$

Donde U_S es la tensión de salida y U_R es la tensión de recepción sobre la carga. U_S y U_R son tensiones compuestas entre fases o sea que $U_S = \sqrt{3} E_S$ y $U_R = \sqrt{3} E_R$; E_S y E_R tensiones de fase a neutro.

Cálculo analítico.

Para el cálculo analítico de la caída de tensión se han desarrollado las fórmulas en base de los diagramas vectoriales y para dos casos fundamentales.

El primer caso es para una carga con componente reactiva inductiva y el segundo caso para una carga con componente reactiva capacitiva. Para el cálculo de la Barra Coste N° 2 se considera dentro del primer caso o sea con una carga con componente reactiva inductiva.

Las incógnitas en este tipo de problemas pueden ser R_B o R_R y por tanto las fórmulas están desarrolladas ya sea para encontrar la tensión de salida U_B o R_B o la tensión de recepción U_R o R_R .

Y estas fórmulas son las siguientes y para el caso de carga con componente reactiva inductiva:

$$|U_B| = \sqrt{(U_R \cdot \cos \phi + \sqrt{3} R_L \cdot I)^2 + (U_R \cdot \sin \phi + \sqrt{3} X_L \cdot I)^2}$$

$$|R_B| = \sqrt{(R_R \cdot \cos \phi + R_L \cdot I)^2 + (R_R \cdot \sin \phi + X_L \cdot I)^2}$$

Donde se conocen las tensiones de recepción U_R o R_R

R_L es la resistencia en ohmios de la línea.

X_L es la reactancia inductiva de la línea en ohmios.

I es la corriente en amperios de la línea.

$\cos \phi$ es el factor de potencia en el punto de recepción.

Cuando se conoce la tensión de salida y se desconoce la de re-

cepción las fórmulas para el cálculo son las siguientes:

$$|U_R| = \sqrt{(U_S \cos \phi' - \sqrt{3} R_L I)^2 + (U_S \sin \phi' - \sqrt{3} X_L I)^2}$$

$$|E_R| = \sqrt{(E_S \cos \phi' - R_L I)^2 + (E_S \sin \phi' - X_L I)^2}$$

Donde $\cos \phi'$ es el factor de potencia en el punto de salida.

Estas fórmulas han sido desarrolladas en base del diagrama vectorial (figura 2-4) siguiente, en el cual únicamente se indica una fase.

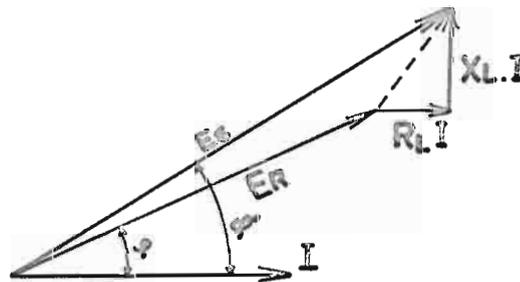


FIG. 2 - 4

Para el cálculo de este primer caso se sabe como conocidas la tensión de recepción de fase a neutro E_R en la subestación número 9 y con un factor de potencia de 0,9.

Por tanto se tiene: $\cos \varphi = 0,9$; $\sin \varphi = 0,436$;

$$E_R = \frac{69,0 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 39,9 \text{ KV}$$

La Barra Oeste N° 2 es una línea que alimenta varias cargas a las subestaciones y además se ha indicado que esta línea se puede dividir en dos tramos sin que esto afecte al cálculo de la caída de tensión.

Para este cálculo se ha tomado el tramo que es alimentado por la subestación Norte y tiene como cargas las subestaciones 13, 11 y parte de la subestación 9, como se indica en la figura 2-5.

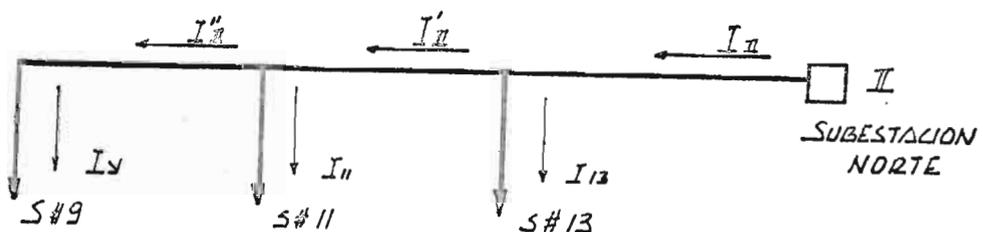


FIG. 2 - 5

El cálculo de este tramo se puede hacer por dos métodos, el primero consiste en ir calculando la caída de tensión para cada sección o tramo de la línea y el segundo es calculando una distancia de carga virtual, siendo el primer método más exacto que el segundo, pero la diferencia o error existente es ma-

samente pequeño, de ahí que se use más el método segundo, por su simplicidad en el cálculo. A continuación se hará primero el cálculo de la caída de tensión por el primer método y luego por el segundo método, para demostrar que la diferencia es sumamente pequeña.

Este cálculo con el primer método se hará utilizando únicamente el conductor Merlin 336,4 ACSE, 18 Al/ 1 Acero.

Método de la caída de tensión por tramos:

Los valores de las corrientes I_{II} , I'_{II} , I''_{II} , I_{11} , I_{13} e I_y son los mismos que ya fueron indicados para la figura 2-3. Las longitudes de los diferentes tramos se indican en la figura 2-6 adjunta.

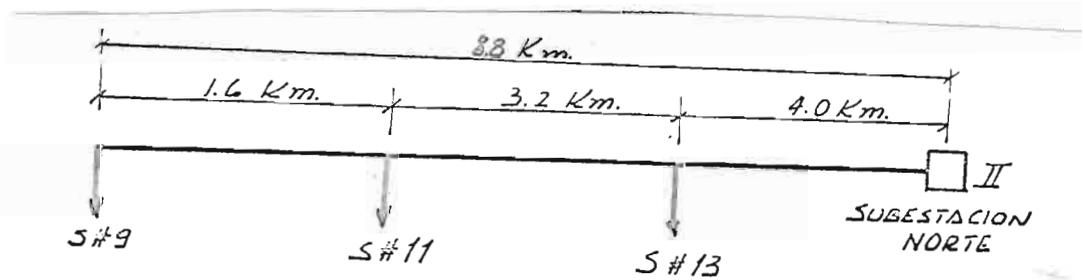


FIG. 2-6

Como se ha indicado las tres fases son equilibradas y por tanto se calculará la caída de tensión para una de las fases pues las otras tendrán el mismo valor y se calculará en base de la tensión de fase a neutro, que es de $E_N = 39.900$ Voltios.

Para el trazo de la subestación N° 9 a la Subestación N° 11.

$R_L = L_{9-11} \times R$ del conductor = $1,6 \text{ Km} \times 0,189 \text{ } \Omega/\text{Km} = 0,301$ ohmios.

$X_L = L_{9-11} \times X$ del conductor = $1,6 \text{ Km} \times 0,4617 \text{ } \Omega/\text{Km} = 0,739$ ohmios con $\phi = 0,9$; $\text{sen } \phi = 0,436$ $\phi_1 = 25^\circ 51'$.

El valor de I para este trazo es 32,8 amperios.

$$E_S = \sqrt{(E_N \cos \phi + IR_L)^2 + (E_N \text{sen } \phi + IX_L)^2} \quad \left/ \frac{E_N \text{sen } \phi + IX_L}{(E_N \cos \phi + IR_L)} \right.$$

Este valor de E_S es la tensión de salida en subestación N° 11 con respecto a la subestación N° 9.

Reemplazando los valores en la fórmula se tiene:

$$\begin{aligned} |E_{11}| = |E_{S11}| &= \sqrt{(39.900 \times 0,9 + 32,8 \times 0,301)^2 + (39.900 \times 0,436 + 32,8 \times 0,739)^2} = \\ &= \sqrt{(35.920)^2 + (17.419)^2} = 10^3 \sqrt{(1.290 + 303)} = 10^3 \sqrt{1.593} = \\ &= 39.920 \text{ volt. ; } \phi_2 = \frac{17.419}{35.920} = \frac{17.419}{35.920} = 0,485 = 25^\circ 53' \end{aligned}$$

$$|U_{11}| = |U_{S11}| = 39,92 \sqrt{3} \text{ KV}$$

$$\alpha = \phi_2 - \phi_1 = 25^\circ 53' - 25^\circ 51' = 0^\circ 2'$$

$$\begin{aligned}
 I_{9-11} = \dot{I}'_{II} &= \dot{I}_X + \dot{I}_{II} = 32.8 + j0.0 + 74.4(\cos \alpha + j \sin \alpha) \\
 &= 32.8 + (74.4 \times 1) + (74.4 \times j0.58 \times 10^{-3}) = 107.2 + j0.043 \text{ Amp.} \\
 &\cong 107.2 \angle 0^\circ 1' \text{ AMP.} \quad ; \quad \alpha' = 0^\circ 1' \\
 \varphi_{9,11} &= \varphi'_g - \alpha' = 25^\circ 53' - 0^\circ 1' = 25^\circ 52' \\
 \cos \varphi_{9,11} &= 0.899 \quad ; \quad \sin \varphi_{9,11} = 0.436
 \end{aligned}$$

Para los diferentes valores de los ángulos, ver la fig. 2-7

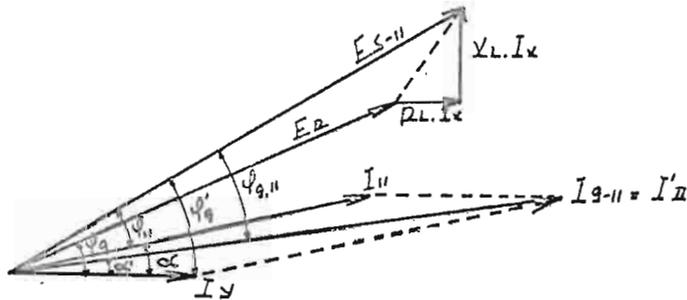


FIG. 2-7

Para los diferentes valores de los ángulos ver el diagrama, Fig. 2-7.

Para el trazo de la subestación N° 11 a la subestación N° 13.

Se conoce la tensión de recepción en la subestación N° 11 y que fue calculada $E_{11} = 39.920$ Voltios y ahora se trata de calcular la tensión de salida E_{13} .

$$|E_{s,13}| = |E_{13}| = \sqrt{(E_{11} \cos \varphi_{3,11} + I_{9,11} \cdot R_{L_{11-13}})^2 + (E_{11} \cdot \text{sen} \varphi_{3,11} + I_{9,11} X_{L_{11-13}})^2}$$

Donde:

$$|E_{11}| = 39.920 \text{ V} \quad ; \quad \cos \varphi_{3,11} = 0.8999 \quad ; \quad \text{sen} \varphi_{3,11} = 0.436$$

$$|I_{9,11}| = 107.2 \text{ Amp.}$$

$$R_{L_{11-13}} = 3.2 \text{ Km} \times 0.189 \text{ } \Omega/\text{Km} = 0.605 \text{ } \Omega$$

$$X_{L_{11-13}} = 3.2 \text{ Km} \times 0.4617 \text{ } \Omega/\text{Km} = 1.477 \text{ } \Omega$$

$$|E_{13}| = \sqrt{(39.920 \times 0.899 + 107.2 \times 0.605)^2 + (39.920 \times 0.436 + 107.2 \times 1.477)^2}$$

$$|E_{13}| = \sqrt{(35.992)^2 + (17.373)^2} = 10^3 \sqrt{1.295 + 309} = 10^3 \sqrt{1.604}$$

$$|E_{13}| = 40.05 \text{ KV} \quad ; \quad |U_{13}| = \sqrt{3} \times 40.05 \text{ KV} \quad ; \quad \varphi'_{3,11} = \tan^{-1} \frac{E_{11} \text{sen} \varphi_{3,11} + I_{9,11} X_{L_{11-13}}}{E_{11} \cos \varphi_{3,11} + I_{9,11} R_{L_{11-13}}}$$

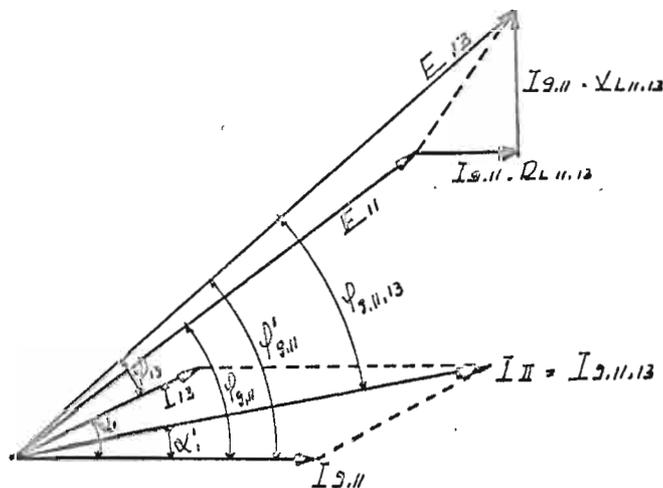


FIG. 2 - 8

$$\varphi'_{3,11} = \tan^{-1} \frac{17.573}{35.992} = \tan^{-1} 0.488 = 26^\circ 2'$$

$$\text{sen} \varphi'_{3,11} = 0.4329 \quad ; \quad \cos \varphi'_{3,11} = 0.8985 \quad ; \quad \varphi_{12} = 25^\circ 51'$$

$$\alpha_1 = \varphi'_{3,11} - \varphi_{13} = 26^\circ 2' - 25^\circ 51' = 0^\circ 11'$$

$$\dot{I}_{9,11,13} = \dot{I}_{II} = \dot{I}_{13} - \dot{I}_{9,11} = 74.4 \angle 0^\circ 11' + 107.2 \angle 0^\circ 0' \text{ Amp.}$$

$$I_{9,11,13} = 74,4 (1 + j 0,0032) + 107,2 = 181,6 + j 0,245 \text{ amp.}$$

$$\alpha' = \text{tg}^{-1} \frac{0,245}{181,6} = \text{tg}^{-1} 0,00135 = 0^\circ 5'$$

$$\phi_{9,11,13} = \phi_{9,11} - \alpha' = 26^\circ 2' - 0^\circ 5' = 25^\circ 57'$$

Para el trazo de la subestación N° 13 a la subestación Norte.

Una vez conocida la tensión de recepción en la Subestación N° 13 y que fue calculada y es de $E_{13} = 40.050$ voltios, ahora se debe calcular la tensión de salida en la subestación Norte E_N ;

$$|E_{SN}| = |E_N| = \sqrt{(E_{13} \cdot \cos \phi_{9,11,13} + I_{9,11,13} \cdot R_{LN-12})^2 + (E_{13} \cdot \text{sen} \phi_{9,11,13} + I_{9,11,13} \cdot X_{LN-12})^2}$$

Donde:

$$|E_{13}| = 40.050 \text{ V} ; \cos \phi_{9,11,13} = 0.8992 ; \text{sen} \phi_{9,11,13} = 0.4376$$

$$|I_{9,11,13}| \cong 181.6 \text{ Amb.}$$

$$R_{LN-12} = 4.0 \text{ Km.} \times 0.129 \text{ } \Omega/\text{Km} = 0.756 \text{ } \Omega$$

$$X_{LN-13} = 4.0 \text{ Km.} \times 0.4617 \text{ } \Omega/\text{Km} = 1.847 \text{ } \Omega$$

$$|E_S| = \sqrt{(40.050 \times 0.8992 + 181.6 \times 0.756)^2 + (40.050 \times 0.4376 + 181.6 \times 1.847)^2}$$

$$|E_S| = \sqrt{(36.156)^2 + (17.861)^2} = 10^3 \sqrt{1307 + 319} = 10^3 \sqrt{1.626} = 40.32 \text{ Kv.}$$

$$|U_S| = \sqrt{3} \cdot 40.32 \text{ Kv} = 69.835 \text{ Voltios}$$

$$\phi'_{9,11,13} = \frac{17.861}{36.156} = \text{tg}^{-1} 0.494 = 26^\circ 18' ; \phi'_{9,11,13} = \phi_S$$

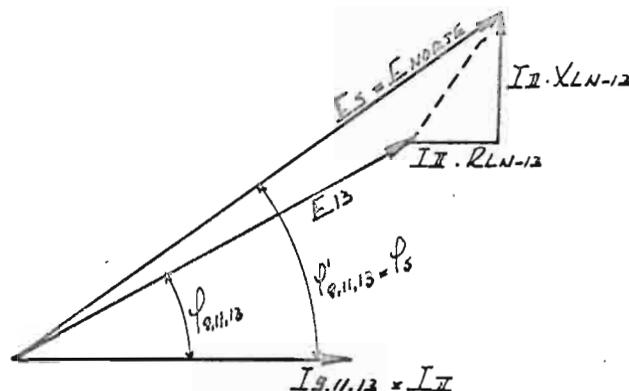


FIG. 2 - 9

La figura 2-10 representa el diagrama vectorial para todos los tramos en conjunto, no está dibujado a escala, teniendo en cuenta que las diferentes caídas de tensión debido a la resistencia de la línea están en fase con las respectivas corrientes I_x , I_9 , I_7 , e $I_{9,11,13}$ y la caída de tensión debido a la reactancia inductiva estará adelantada 90 grados con respecto a las corrientes indicadas.

Se pudo haber calculado las diferentes caídas de tensión para cada tramo pero para el efecto de este estudio únicamente interesa la caída de tensión en su totalidad es decir entre el tramo comprendido entre la subestación N° 9 y la subestación Norte. La pérdida de voltaje en este tramo será por tanto:

$$E = |U_n| - |U_s| = 69.835 - 69.000 = 835 \text{ voltios.}$$

La pérdida de voltaje porcentual con respecto a U_s será por tanto:

$$\% = \frac{(|U_n| - |U_s|) \times 100}{|U_s|} = \frac{835 \times 100}{69.835} = 1,19\%$$

Como se ha indicado anteriormente, la regulación de la línea se considera usualmente como el porcentaje de la caída de voltaje con respecto a U_n

$$\frac{|U_s| - |U_n|}{|U_n|} \times 100 = \frac{834 \times 100}{69.000} = 1,21\%$$

Este porcentaje de Regulación será también igual para el otro tramo de la Barra Oeste N° 2 es decir entre la subestación N° 9 y la subestación Sur.

Igual procedimiento habría que ir haciendo con los diferentes conductores en estudio si se quiere calcular por este método.

Cálculo de tensión por el método de distancia de carga virtual.

El cálculo anterior que se le ha realizado por tramos, pudo haber sido realizado de una manera simplificada encontrando la distancia de carga virtual (D_v).

Esta distancia de carga virtual se encuentra multiplicando las longitudes de cada tramo por sus respectivas cargas en ese tramo dividido para la suma de todas las cargas:

$$D_v = \frac{\sum L^n I^n}{\sum I^n}$$

Para la Barra Oeste N° 2 se podría considerar dos distancias de carga virtual, pues se han tomado dos tramos, el uno de la subestación N° 9 a la subestación Norte y el otro de la subestación N° 9 a la Subestación Sur.

Para el tramo de la subestación Norte y la subestación N° 9 la distancia de carga virtual será la siguiente:

$$D_{v_1} = \frac{L_{N-13} I_{9,11,13} + L_{13-11} I_{9,11} + L_{11-9} I_y}{I_{13} + I_{11} + I_y}$$

Donde:

$$L_{N-13} = 4,0 \text{ Km} \qquad I_{9,11,13} = 181,6 \text{ Amp.}$$

$$L_{13-11} = 3,2 \text{ Km} \qquad I_{9,11} = 107,2 \text{ Amp.}$$

$$L_{11-9} = 1,6 \text{ Km} \qquad I_9 = I_y = 32,8 \text{ Amp.}$$

Reemplazando estos valores en la fórmula indicada se tiene:

$$Dv_1 = \frac{4,0 \text{ Km} \times 181,6 \text{ Amp} + 3,2 \text{ Km} \times 107,2 \text{ Amp} + 1,6 \text{ Km} \times 32,8 \text{ Amp}}{74,4 \text{ Amp} + 74,4 \text{ Amp} + 32,8 \text{ Amp}}$$

$$Dv_1 = \frac{1.121,92 \text{ Amp-Km}}{181,6 \text{ Amp}} = 6,178 \text{ Km} \approx 6,18 \text{ Km.}$$

Y para el trazo de la subestación N° 9 a la subestación Sur la distancia de carga virtual será la siguiente: (ver figura 2-11a)

$$Dv_2 = \frac{l_{5-5} I_{5,7,9} + l_{5-7} I_{7,9} + l_{7-9} I_x}{I_5 + I_7 + I_x}$$

Donde:

$$l_{5-5} = 5,4 \text{ Km}$$

$$I_{5,7,9} = 190,4 \text{ Amp.}$$

$$l_{5-7} = 0,2 \text{ Km}$$

$$I_{7,9} = 116,0 \text{ Amp.}$$

$$l_{7-9} = 1,7 \text{ Km}$$

$$I_9 = I_x = 41,6 \text{ Amp.}$$

$$I_5 = I_7 = 74,4 \text{ Amp.}$$

Reemplazando estos valores se obtiene:

$$Dv_2 = \frac{5,4 \text{ Km} \times 190,4 \text{ Amp} + 0,2 \text{ Km} \times 116,0 \text{ Amp} + 1,7 \text{ Km} \times 41,6 \text{ Amp}}{190,4 \text{ Amp}}$$

$$Dv_2 = \frac{1.122,08 \text{ Amp-Km}}{190,4 \text{ Amp}} = 5,89 \text{ Km.}$$

La diferencia que puede existir entre los Amp-Km de Dv_1 y Dv_2 se debe a error de aproximación.

Una vez encontrada la distancia de carga virtual se calcula la caída de tensión de acuerdo a la fórmula ya indicada asumiendo que la línea tenga una longitud igual a la distancia de carga virtual y con una carga o la suma de todas las cargas del tramo, como se indica en la figura 2-11(b).

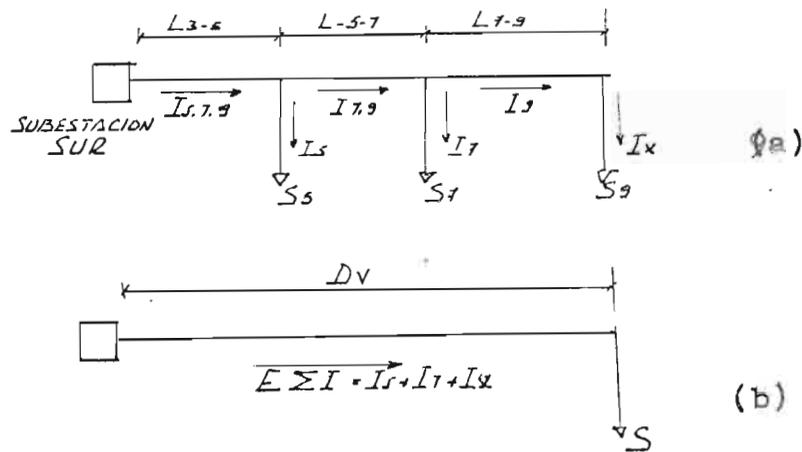


FIG - 2 - 11

Calculando la caída de tensión en base a la distancia de carga virtual para el trazo Subestación Norte-Subestación N° 9 se obtienen los siguiente valores:

Para el conductor Merlin 336,4 MCM, ACSR, 18 Al/1 Acero:

$$R_L = 6,18 \text{ Km} \times 0,189 \Omega/\text{Km} = 1,168 \text{ ohms.}$$

$$X_L = 6,18 \text{ Km} \times 0,4617 \Omega/\text{Km} = 2,853 \text{ ohms.}$$

Se conoce la tensión de recepción en la subestación N° 9:

$$|E_R| = 39.900 \text{ volt} ; \cos \varphi = 0.9 ; \sin \varphi = 0.436 ; I = I_B + I_U + I_X = 181.6 \text{ Amp.}$$

$$|E_S| = \sqrt{(E_R \cos \varphi + IR_L)^2 + (E_R \sin \varphi + IX_L)^2} =$$

$$= \sqrt{(39.900 \times 0.9 + 181.6 \times 1.168)^2 + (39.900 \times 0.436 + 181.6 \times 2.853)^2} =$$

$$= \sqrt{(36.122)^2 + (17.914)^2} = 10^3 \sqrt{1.305 + 321} = 10^3 \sqrt{1.626} = 40.32 \text{ KV.}$$

$$U_S = 69.835 \text{ volt.}$$

La tensión de salida calculada por medio de este método ha resultado en este caso igual a la calculada por el método de tramos. En realidad el método de tramos es más exacto y esto se hubiera notado al hacerse los cálculos con toda precisión con una calculadora, pues aquí únicamente se ha utilizado la regla de cálculo, pero en todo caso, la diferencia no será muy grande y para el cálculo de la caída de tensión y regulación utilizando los otros conductores se seguirá este segundo método de la distancia de carga virtual por ser más sencillo y más fácil para el cálculo y que da la suficiente exactitud para este tipo de proyectos.

Caída de tensión y regulación utilizando el conductor Idmet
336,4 MCM, ACSR, 26 Al/7 Acero.

$$R_L = 6,18 \text{ Km} \times 0,190 \Omega/\text{Km} = 1,175 \text{ ohmios.}$$

$$X_L = 6,18 \text{ Km} \times 0,4531 \Omega/\text{Km} = 2,80 \text{ Ohmios.}$$

Todos los demás valores son iguales a los indicados para el cálculo con el conductor Merlin.

$$|E_s| = \sqrt{(39.900 \times 0,9 + 181,6 \times 1,175)^2 + (39.900 \times 0,436 + 181,6 \times 2,80)^2}$$
$$|E_s| = \sqrt{(36.123)^2 + (17.904)^2} = 10^3 \sqrt{1.305 + 320,6} = 10^3 \sqrt{1.625,6}$$

$$|E_s| \cong 40,32 \text{ KV} ; |U_s| = 69.835 \text{ Voltios}$$

La pérdida de voltaje será por tanto:

$$E = |U_s| - |U_R| = 69.835 - 69.000 = 835 \text{ Voltios}$$

La regulación será en porcentaje:

$$\frac{(|U_s| - |U_R|) \times 100}{|U_R|} = \frac{835 \times 100}{69.000} = 1,21\%$$

Caída de tensión y regulación utilizando el conductor Oriole
336,4 MCM, ACSR, 30 Al/7 Acero.

$$R_L = 6,18 \text{ Km} \times 0,190 \Omega/\text{Km} = 1,175 \text{ ohmios.}$$

$$X_L = 6,18 \text{ Km} \times 0,4494 \Omega/\text{Km} = 2,77 \text{ ohmios.}$$

$$|E_s| = \sqrt{(39.900 \times 0,9 + 181,6 \times 0,436)^2 + (39.900 \times 0,436 + 181,6 \times 2,77)^2}$$

$$|E_s| = \sqrt{(36.123)^2 + (17.899)^2} = 10^3 \sqrt{1.305 + 320} = 10^3 \sqrt{1.625} = 40,31 \text{ KV.}$$

$$|U_s| = \sqrt{3} \cdot 40,31 = 69.820 \text{ Volt.}$$

Pérdida de voltajes:

$$\mathcal{E} = 69,820 - 69,000 = 820 \text{ voltios.}$$

Regulación en porcentajes:

$$\%R = \frac{820 \times 100}{69,000} = 1,19\%$$

Caída de tensión y regulación utilizando el conductor Ibis,

397,5 MCM, ACSR, 26 Al/V Acero.

$$R_L = 6,18 \text{ Km} \times 0,161 \ \Omega/\text{Km} = 1,00 \text{ Ohmios.}$$

$$X_L = 6,18 \times 0,4469 \ \Omega/\text{Km} = 2,76 \text{ Ohmios.}$$

$$|E_s| = \sqrt{(39,900 \times 0,9 + 181,6 \times 1,0)^2 + (39,900 \times 0,436 + 181,6 \times 2,76)^2} =$$

$$|E_s| = \sqrt{(36,092)^2 + (17,897)^2} = 10^3 \sqrt{1,303 + 310} = 10^3 \sqrt{1,613} = 40,20 \text{ KV.}$$

$$|U_s| = 69,650 \text{ volt.}$$

Pérdida de voltajes:

$$\mathcal{E} = 69,650 - 69,000 = 650 \text{ Voltios.}$$

Regulación en porcentajes:

$$\%R = \frac{650 \times 100}{69,000} = 0,94\%$$

Caida de tensión y regulación utilizando el conductor Lark,
197.5 MCM, ACSR, 30 Al/7 Acero.

$$R_L = 6,18 \times 0,161 \Omega/\text{Km} = 1,0 \text{ Ohmios.}$$

$$X_L = 6,18 \times 0,4432 \Omega/\text{Km} = 2,74 \text{ Ohmios.}$$

$$|E_s| = \sqrt{(39.900 \times 0,9 + 181,6 \times 1,0)^2 + (39.900 \times 0,436 + 181,6 \times 2,74)^2}$$

$$|E_s| = \sqrt{(36.092)^2 + (17.894)^2} = 10^3 \sqrt{1.303 + 309} = 10^3 \sqrt{1.612} = 40.20 \text{ KV.}$$

$$|U_s| = 69.650 \text{ volt.}$$

Pérdida de voltajes:

$$\epsilon = |U_s| - |U_R| = 69.650 - 69.000 = 650 \text{ Voltios.}$$

Regulación:

$$\%R = \frac{|U_s| - |U_R|}{|U_R|} \times 100 = \frac{650 \times 100}{69.000} = 0,94\%$$

En la tabla 2-7 se indican los diferentes valores de regulación de la Barra Caste N° 2, para los diferentes conductores en uso.

TABLA 2-7

VALORES DE PORCENTAJES DE REGULACION PARA LA BARRA OMBRE N° 2.

CONDUCTOR	PORCENTAJE DE REGULACION: %
	$\frac{ U_s - U_r }{ U_r } \times 100$
Merlin (336,4 HCN) ACOR, 18 Al/1 Acero	1,21
Linnet (336,4 HCN) ACOR, 26 Al/ 7 Acero	1,21
Oriole (336,4 HCN) ACOR, 30 Al/7 Acero	1,19
Ibis (397,5 HCN) ACOR, 26 Al/7 Acero	0,94
Lark (397,5 HCN) ACOR 30 Al/7 Acero	0,94

Se debe anotar que iguales porcentajes de regulacion tendrá el otro tramo de la línea, es decir desde la subestación Sur hasta la Subestación N° 9.

Se puede observar que los porcentajes de regulacion son en general bajos, pero se debe tener en cuenta, que en una línea de subtransmision y más aún en una Barra que forma parte de un lazo de subtransmision, se la debe diseñar con un criterio de mucha flexibilidad, pues como se indicó anteriormente, es muy di-

Es difícil predecir la carga que soportará una línea de subtransmisión, pues es muy posible que se conecten en el futuro otras subestaciones que al momento no se han considerado, aspecto que sucede al diseñarse una línea de transmisión, donde se conoce exactamente la potencia transmitida y por tanto se busca una regulación adecuada de la línea.

Además la Barra Oeste N° 2 debe ser diseñada para operar en otras condiciones más desfavorables, conforme antes se ha indicado y cuya regulación para estos casos debe estar dentro de los límites permisibles, conforme se calculará más adelante.

Método gráfico del cálculo de la regulación de las líneas.

Como se indicó anteriormente se ha desarrollado varios gráficos para el cálculo de regulación de las líneas de transmisión y de pérdidas de potencia, pero las más conocidas son las de D'Wigh y de Hershen, las mismas que han sido reproducidas en el manual de la Westinghouse, Transmission and Distribution Reference Book.

En lo que respecta a su teoría se copia a continuación literalmente la traducción en español de lo indicado en el libro de la Westinghouse: "El gráfico se ha desarrollado basando en el principio de que para una diferencia dada en magnitud, entre los voltajes de salida y de recepción, la caída de tensión por la impedancia de la línea (XI) está completamente determinada por el ángulo $\rho = \gamma + \phi$ donde $\gamma = \arctan \frac{x}{r}$ es -

el ángulo de impedancia de la línea y ϕ es el ángulo correspondiente al factor de potencia".

"Para factores de potencia atrasados es negativo y para factores de potencia adelantados es positivo. De este modo, correspondiendo a diferentes valores de porcentajes de regulación se han trazado los correspondientes porcentajes de RI como una función del ángulo ρ ".

"En el diagrama está una familia de curvas para varias caídas de voltaje desde 0 hasta 13% y para elevaciones de voltaje desde 0 hasta 5%. El valor del porcentaje (RI) es el mismo si ρ es positivo o negativo, depende únicamente de su magnitud". (Tomado del T & D de la Westinghouse, página 286, capítulo 9, numeral 27).

El diagrama también tiene unas curvas para poder obtener los valores de ϕ y γ .

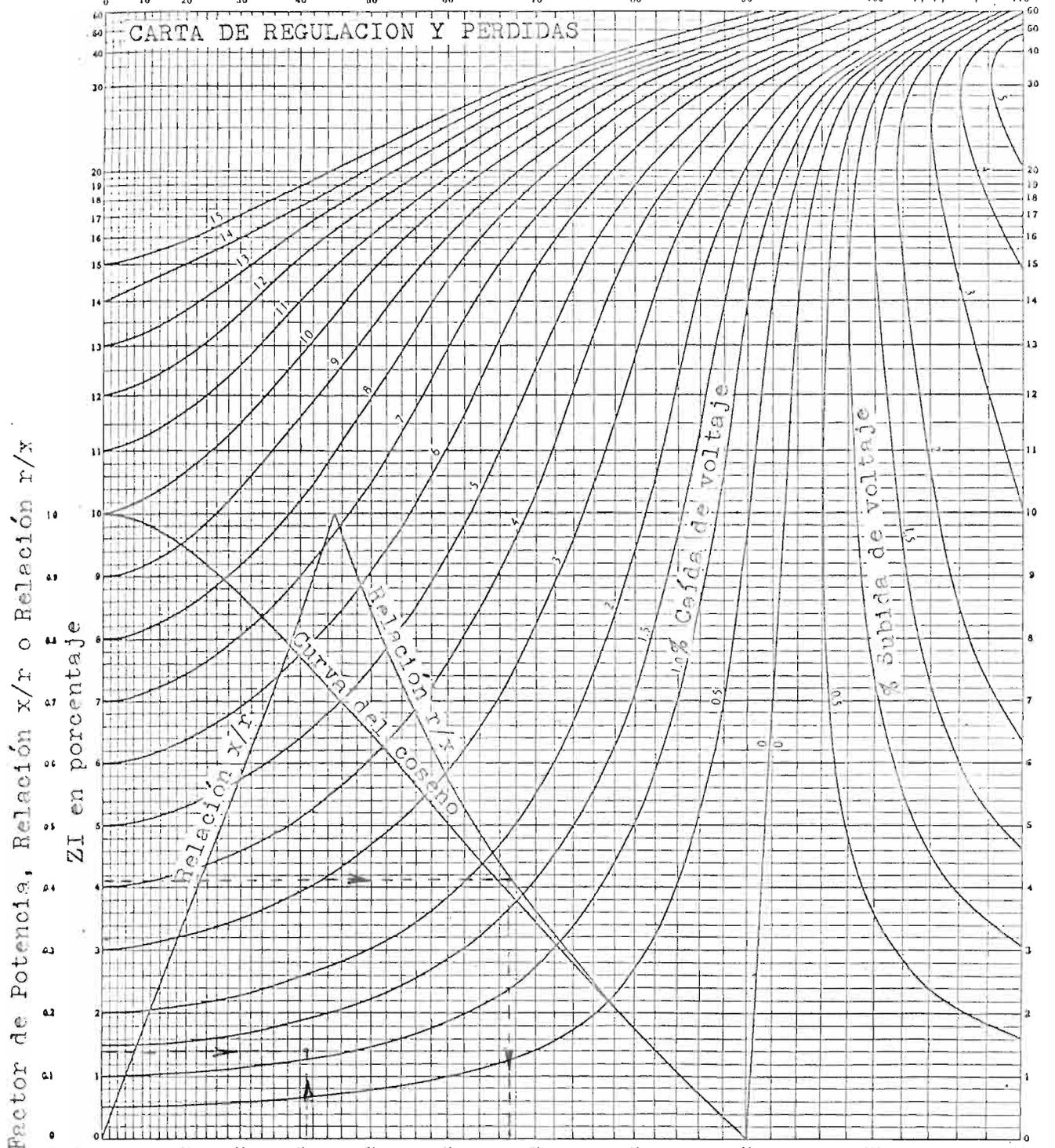
Para el cálculo de la regulación, cuando se conoce la tensión de recepción, el factor de potencia y la corriente se siguen los siguientes pasos:

- 1.- Se determina el valor de $\rho = \gamma + \phi$ y que para este caso ϕ tiene signo negativo.

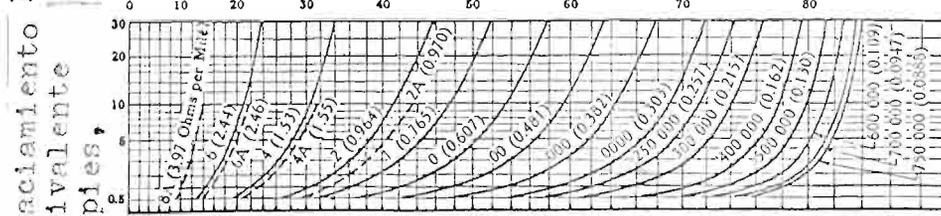
Para un factor de potencia de 0,9 el ángulo ϕ vale 25°
 $51'$.

Espaciamiento equivalente en pies

Espaciamiento equivalente en pies para conductores ACSR



Factor de Potencia, Relación x/r o Relación r/x
 en porcentaje



Espaciamiento equivalente en pies

Angulo de Impedancia γ
 Curvas sólidas para conductores de Cu.
 Curvas entre cortadas para conductores de Copper-copperweld.

Figura 2 - 12 Carta de regulación y pérdidas para las líneas

de transmisión. (Tomado del T & D Reference Book)

tramo de la subestación Norte a la Subestación Sur N° 9).

I es la corriente en amperios = $I_x + I_{11} + I_{13} = 181,6 \text{ Amp.}$

E_L es el voltaje de línea en voltios = $|U_{RL}| = 69.000 \text{ voltios.}$

con $\gamma = \cos(67^\circ 41') = 0,3797$; sustituyendo estos valores en la fórmula arriba indicada se obtiene:

$$\% \text{ RI} = \frac{(\sqrt{3} \times 0,169 \frac{\Omega}{\text{Km}} \times 6,18 \text{ Km} \times 181,6 \text{ Amp.})}{69.000 \text{ V} \times 0,3797} \times 100$$

$$\% \text{ RI} = \frac{16718}{26199} = 1,40 \%$$

- 1.- Para los valores calculados de $\alpha = 41^\circ 50'$ y del porcentaje RI = 1,4% se obtiene leyendo en los diagramas a regulación, un porcentaje de regulación que para este caso es de 1,10%.

Lo que da una caída de voltaje de aproximadamente $E = 810 \text{ V.}$ la que es igual a la calculada por el método analítico.

Del análisis y de los resultados de los dos métodos se puede apreciar que cualquiera de los métodos es bueno para el cálculo de la regulación de la línea.

2.2.2.2 Caída de tensión para el segundo caso en estudio.

Como se había indicado, se asume para este caso, que la línea en caso de falla de una de las subestaciones Norte o Sur, soporta toda carga de la Barra, teniendo un solo punto de alimenta-

ción, sea este por medio de la subestación Norte o Sur.

La línea, por tanto, deberá ser diseñada para que en estas condiciones soporte satisfactoriamente la carga sujeta.

El supuesto más desfavorable para este caso, dados las diferentes longitudes de los tramos de la línea, es que se suspenda de la alimentación desde la Subestación Norte y la Barra Oeste N° 2 sea alimentada únicamente desde la Subestación Sur, de acuerdo a lo que se indica en la fig. 2-13 adjunta.

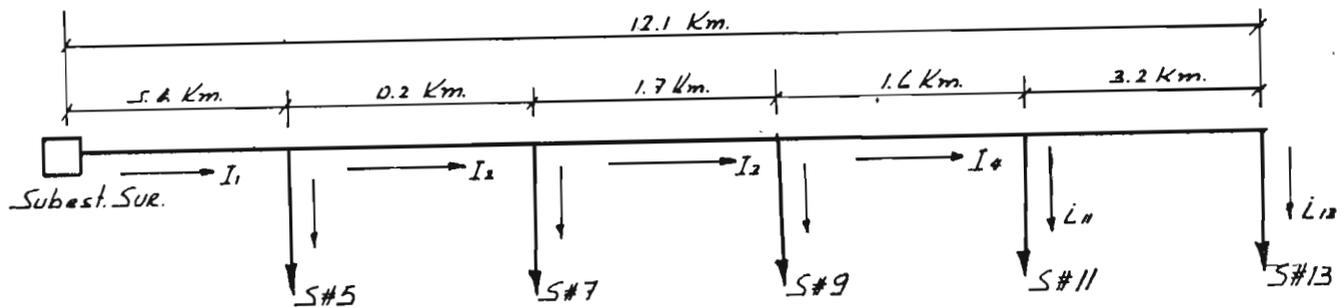


FIG. 2-13

Únicamente se calculará la caída de tensión utilizando el conductor Merlin 336,4 MCM, ACSR, por ser este el que produce una mayor caída de tensión.

Utilizando el método de cálculo de la distancia de carga virtual y cuyo valor se calcula a continuación:

$$D_V = \frac{I_1 L_1 + I_2 L_2 + I_3 L_3 + I_4 L_4 + I_{13} L_5}{I_5 + I_7 + I_9 + I_{11} + I_{13}}$$

Donde:

$$I_1 = 372 \text{ Amp. } L_1 = 5,4 \text{ Km} ; I_5 + I_7 + I_9 + I_{11} + I_{13} = 372 \text{ Amp.}$$

$$I_2 = 297,6 \text{ Amp. } L_2 = 0,2 \text{ Km}$$

$$I_3 = 223,2 \text{ Amp. } L_3 = 1,7 \text{ Km}$$

$$I_4 = 148,8 \text{ Amp. } L_4 = 1,6 \text{ Km}$$

$$I_{13} = 74,4 \text{ Amp. } L_5 = 3,2 \text{ Km}$$

$$D_V = \frac{372,0 \times 5,4 + 297,6 \times 0,2 + 223,2 \times 1,7 + 148,8 \times 1,6 + 74,4 \times 3,2}{372}$$

$$D_V = \frac{2924 \text{ Amp-Km}}{372 \text{ Amp.}} = 7,86 \text{ Km}$$

$$R_L = 7,86 \text{ Km} \times 0,189 \text{ } \Omega / \text{Km} = 1,49 \text{ ohmios.}$$

$$X_L = 7,86 \text{ Km} \times 0,4617 \text{ } \Omega / \text{Km} = 3,63 \text{ ohmios.}$$

Se asume conocida la tensión de recepción en la subestación N° 13 y que esta sea de 69,000 voltios entre fases o sea 39.900 voltios de fase a neutro. El factor de potencia en la carga de

0,9 ; I = 372 Amp. Aplicando la fórmula ya conocida para encontrar la tensión de salida se tiene:

$$|R_d| = \sqrt{\frac{(39.900 \times 0,9 + 372 \times 1,49)^2 + (39.900 \times 0,436 + 372 \times 3,63)^2}{}}$$

$$|R_d| = \sqrt{(36.464)^2 + (18.744)^2} = 10^3 \sqrt{1.330 + 351} = 10^3 \sqrt{1.681} = 41,0 \text{ KV.}$$

$$U_n = 41 \times \sqrt{3} = 70,91 \text{ KV}$$

Caída de tensión:

$$\epsilon = 70,910 - 69.000 = 1.910 \text{ Voltios.}$$

Regulación en porcentajes:

$$\% R = \frac{1.910 \times 100}{69.000} = 2,77\%$$

Como se puede notar aún en este caso de emergencia se tiene una buena regulación.

2.2.2.3 Caída de tensión para el tercer caso en estudio.

En este caso se asume que por una falla en la Barra Este N°2 toda la carga del lado de subtransmisión la debe soportar la Barra Oeste N° 2, es decir 80 MW, pero conservando la doble alimentación.

En esta condición las subestaciones de la Barra Oeste N° 2, como se había indicado en el primer capítulo, deberán trabajar - transitoriamente sobrecargadas.

La corriente de alimentación en cada subestación será:

$$i = \frac{10,000 \text{ MW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0,9} = 148,8 \text{ Amp.}$$

$$\leq i = 744 \text{ Amperios.}$$

Al considerarse como en el primer caso a la Barra Oeste N° 2, dividido en dos tramos, la subestación N° 9 recibirá las corrientes desde cada extremo, desde la subestación Sur fluirá una corriente.

$I_x = 41,6 \times 2 = 83,2 \text{ Amp.}$ y desde la subestación Norte una corriente:

$I_y = 32,8 \times 2 = 65,6 \text{ Amp.}$, esto en base de los cálculos efectuados para el primer caso.

La distancia de carga virtual es igual a la del primer caso y es de 6,18 Km.

Calculando la caída de tensión para el tramo de la Subestación N° 9 y la Subestación Norte y únicamente considerando el caso del uso del conductor Merlin y en base a los valores obtenidos se tiene:

$$R_L = 1,168 \text{ ohmios}$$

$$X_L = 2,853 \text{ ohmios}$$

Además se asume conocida la tensión de recepción en la Subestación N° 9.

$E_R = 39.900$ Voltios tensión de fase a neutro; factor de potencia; 0,9.

$$I = I_y + I_{11} + I_{13} = 65,6 + 148,8 + 148,8 = 363,2 \text{ Amp.}$$

$$\begin{aligned} |E_s| &= \sqrt{(E_R \cos \varphi + I R_L)^2 + (E_R \sin \varphi + I X_L)^2} = \\ &= \sqrt{(39.900 \times 0,9 + 363,2 \times 1,168)^2 + (39.900 \times 0,436 + 363,2 \times 2,853)^2} = \\ &= \sqrt{(34.334)^2 + (18.432)^2} = 10^3 \sqrt{(1.320 + 340)} = 10^3 \sqrt{1.660} = 40.72 \text{ KV} \\ |U_s| &= \sqrt{3} 40.720 = 70.600 \text{ V.} \end{aligned}$$

Pérdida de voltajes:

$$E = |U_s| - |U_r| = 70.600 - 69.000 = 1.600 \text{ V.}$$

Regulación en porcentaje:

$$\%R = \frac{1.600 \times 100}{69.000} = 2,33 \%$$

2.2.2.4 Caída de tensión para el cuarto caso en estudio.

Esta suposición es similar al primer caso, pero la tensión es de 46 KV en vez de 69 KV, ya que en los primeros años de operación de la Barra Oeste N° 2, se ha supuesto que trabajaría con

esta tensión.

La carga de cada subestación sería:

$$\frac{40 \text{ MW}}{5} = 8 \text{ MW}$$

Y la corriente en cada subestación es la siguiente:

$$I = \frac{8.000 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 46 \text{ KV} \times 0,9} = 111,5 \text{ Amperios} \quad \leq I = 557,5 \text{ Amp.}$$

La subestación N° 9 es alimentada desde la Subestación Norte con un valor I_y y desde la subestación Sur con un valor I_x .

Para el tramo desde la subestación Norte a la Subestación N°9 interesa conocer el valor de I_y de acuerdo a lo calculado en el numeral 1.5.2; $I_y = I_9 - I_x$; $I_9 = 111,5 \text{ Amperios}$.

$$\text{Donde } I_x = 111,5 \frac{(9.000)}{16.00} = 62,3 \text{ Amp.}$$

$$I_y = 111,5 - 62,3 \text{ Amp.} = 49,2 \text{ Amp.}$$

$$I = I_y + I_{11} + I_{13} = 49,2 + 111,5 + 111,5 = 272,2 \text{ Amperios.}$$

$$|E_{R1}| = \frac{46 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 26,6 \text{ KV}$$

$$\cos \phi = 0,9$$

$$R1 = 6,18 \text{ Km} \times 0,189 \text{ } \Omega/\text{Km} = 1,168 \text{ } \Omega$$

$$X1 = 6,18 \text{ Km} \times 0,4617 \text{ } \Omega/\text{Km} = 2,853 \text{ } \Omega$$

Aplicando la fórmula para encontrar la tensión de salida. Es en la Subestación Norte se tiene lo siguiente:

$$|E_s| = \sqrt{(E_R \cos \phi + I \cdot R_L)^2 + (E_R \sin \phi + I \cdot X_L)^2}$$

$$|E_s| = \sqrt{(26.800 \times 0,9 + 272,2 \times 1,168)^2 + (26.800 \times 0,436 + 272,2 \times 2,853)^2}$$

$$|E_s| = \sqrt{(24.258)^2 + (12.475)^2} = 10^3 \sqrt{590 + 156}$$

$$= 10^3 \sqrt{746} = 27,3 \text{ KV}$$

$$|U_s| = 26,3 \text{ KV} \times \sqrt{3} = 47,28 \text{ KV}$$

Pérdida de voltaje:

$$\varepsilon = |U_s| - |U_r| = 47.280 - 46.000 = 1.280 \text{ Voltios.}$$

Regulación en porcentaje:

$$\rho_n = \frac{|U_s| - |U_r|}{|U_r|} \times 100 = \frac{1.280 \times 100}{46.000} = 2,78\%$$

En la tabla 2-3 se indica los diferentes valores de regulación para los cuatro casos estudiados y utilizando el conductor Nag lin, 136,4 MCM, ACUR, 18 Al/1 acero.

PORCENTAJES DE REGULACION PARA LOS DIFERENTES CASOS EN ESTUDIO DE LA

BARRA COSTE N° 2

Condición de la Barra Coste N° 2	Porcentaje de Regulación (%)
Primer Caso	1,21
Segundo Caso	2,77
Tercer Caso	2,33
Cuarto Caso	2,70

Como se puede ver los porcentajes de regulación son bajos y se pudiera haber pensado en la utilización de conductores de menor sección, pero de lo estudiado en el capítulo primero, se obtuvo que estos conductores son los que menores costes totales anuales producen por tanto eran los más convenientes desde el punto de vista económico.

Los conductores Merlin, Mianet y Gricle tienen un porcentaje de regulación similar y dentro de los estudiados tienen un porcentaje de regulación más alto que el Ibis y Lark.

Las ventajas técnicas en utilizar estos dos últimos conductores sobre los demás no compensa a las ventajas económicas, de los primeros; por lo mismo no es oportuno ni necesario, al seguir considerando a estos dos conductores, Ibis y Lark, en los cálculos de pérdidas de potencia y de energía.

2.3.- PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LA BARRA OESTE N° 2.

2.3.1.- Generalidades

En el análisis de una línea en general, no sólo es necesario la determinación de la caída de tensión y regulación de la misma, sino que es necesario considerar las pérdidas de potencia ya que estas no deben pasar de determinados valores para que el rendimiento de la línea no sea bajo.

Los límites de estas pérdidas en líneas de alta tensión varían ampliamente, alcanzando valores de hasta, el 5 al 10% de la potencia transmitida. En el sistema de transmisión de Quito se considera normalmente un 5%.

La fórmula para el cálculo de las pérdidas de potencia en una línea trifásica viene dado por la siguiente fórmula:

$$P = 3.R.L.I^2$$

Donde P es la pérdida en vatios.

R es la resistencia del conductor en Ohmios/Km.

L es la longitud de la línea en Km.

I intensidad de la línea en amperios.

2.3.2.- Pérdidas de potencia para el primer caso en estudio.

En este primer caso, que es el normal de operación, se ha congluado dos tramos divididos en la subestación N° 9, por tanto será necesario considerar las pérdidas de potencia para cada uno de los tramos y luego sumar dichas pérdidas, para encontrar las pérdidas totales en la Barra Oeste N°2.

Para simplificar este cálculo se considera por el valor de L , la distancia de carga virtual para cada una de las dos secciones en que se ha dividido la Barra Oeste N°2.

Tramo desde la Subestación Sur a la Subestación N° 9.

$$L = DV_2 = 5,89 \text{ Km (distancia de carga virtual).}$$

$$I = 190,4 \text{ Amperios.}$$

$$R_1 = 0,189 \text{ Ohmios/Km (para el conductor Merlin)}$$

$$R_2 = 0,190 \text{ Ohmios/Km (para los conductores Linnet u Oriole).}$$

Pérdidas con el conductor Merlin:

$$P'_1 = 3 \times 0,189 \times 5,89 \times 190,4^2 = 121 \text{ KW}$$

Pérdidas con el conductor Linnet u Oriole:

$$P'_2 = 3 \times 0,19 \times 5,89 \times 190,4^2 = 122 \text{ KW.}$$

Tramo desde la Subestación N° 9 a la Subestación Norte.

$$L = Rv_1 = 6,18 \text{ Km}$$

$$I = 181,6 \text{ Amperios.}$$

Pérdidas con el conductor Merlin:

$$P''_1 = 3 \times 0,189 \times 6,18 \times 181,6^2 = 115 \text{ KW.}$$

Pérdidas con el conductor Linnet u Orical:

$$P''_2 = 3 \times 0,19 \times 6,18 \times 181,6^2 = 116 \text{ KW}$$

Pérdidas totales en la Barra Centro N° 2.

Con el conductor Merlin:

$$P''_1 + P''_1 = 121 + 115 = 236 \text{ KW}$$

Por tanto la potencia a formarse en el origen de la línea valdrá: $P_s = 40.000 \text{ KW} + 236 = 40.236 \text{ KW.}$

Porcentajes de pérdidas de potencia en base a la potencia tomada en el origen de la línea será:

$$\%_1 = \frac{236 \text{ KW} \times 100}{40.236 \text{ KW}} = 0,56\%$$

Con el conductor Linnet u Orical:

$$P''_2 + P''_2 = 122 + 116 = 238 \text{ KW.}$$

Potencia en el origen de la línea: $P_0 = 40.000 + 338 = 4.238 \text{ KW}$

Porcentaje de pérdidas de potencia en base a la potencia tomada en el origen:

$$\% P_2 = \frac{338 \text{ KW} \times 100}{40.238 \text{ KW}} = 0,57\%$$

2.3.3.- Pérdidas de potencia para el segundo caso en estudio.

De acuerdo a lo indicado en el numeral 2.2.2.2, el supuesto más desfavorable para este caso es cuando la Barra Coste N° 2, es alimentada únicamente desde la Subestación Sur; para el cálculo de las pérdidas de potencia también se asume esta condición.

$L = Dv = 7,86 \text{ Km}$ (Distancia de carga virtual)

$I = 372 \text{ Amperios.}$

Pérdidas con el conductor Harline:

$$P_1 = 3 \times 0,189 \times 7,86 \times 372^2 = 616 \text{ KW.}$$

Potencia en el origen: $P_0 = 40.000 + 616 \text{ KW} = 40.616 \text{ KW.}$

Porcentaje de pérdidas de potencia con respecto a la potencia en el origen de la línea.

$$\% P_1 = \frac{616 \times 100}{40.616} = 1,52 \%$$

Pérdidas con el conductor Linnet u Oriole:

$$P_2 = 3 \times 0,19 \times 7,86 \times 372^2 = 619 \text{ KW}$$

Potencia en el origen de la línea: $P_0 = 40.000 + 619 \text{ KW} = 40.619$

Porcentaje de pérdidas de potencia con respecto a la potencia en el origen de la línea:

$$\% P_2 = \frac{619 \times 100}{40.619} = 1.53 \%$$

2.3.4.- Pérdidas de Potencia para el tercer caso en estudio.

Como en el caso primero habrá que calcular las pérdidas de potencia para los dos tramos separadamente y luego efectuar su suma.

Tramo desde la Subestación Sur a la Subestación N° 2.

$$L = Dv_2 = 5,89 \text{ Km}$$

$$I_2 = I_T - I_N = 744,0 - 363,2 = 380,8 = 380,8 \text{ Amperios.}$$

$$R_1 = 0,189 \text{ ohmios/Km (conductor Merlin).}$$

$$R_2 = 0,190 \text{ ohmios/Km (conductor Linnet y Oriole).}$$

Pérdidas con el conductor Merlin:

$$P_1 = 3 \times 5,89 \times 0,189 \times 380,8^2 = 484 \text{ KW}$$

Pérdidas con el conductor Linnet a Orioles:

$$P^*_2 = 3 \times 5,89 \times 0,19 \times 360,8^2 = 488 \text{ KW.}$$

Tramo desde la subestación N°9 a la Subestación Norte.

$$L = Dv_1 = 6,18 \text{ Km.}$$

$$I = 363,2 \text{ Amperios.}$$

Pérdidas con el conductor Merlin:

$$P^*_2 = 3 \times 0,189 \times 6,18 \times 363,2^2 = 460 \text{ KW.}$$

Pérdidas con el conductor Linnet a Orioles:

$$P^*_2 = 3 \times 0,19 \times 6,18 \times 363,2^2 = 464 \text{ KW}$$

Pérdidas totales en Barra Norte N° 2.

Con el conductor Merlin:

$$P^*_1 + P^*_2 = 484 + 460 = 944 \text{ KW.}$$

Potencia en el origen de la línea: $P_0 = 80000 + 944 = 80.944 \text{ KW}$

Porcentaje de pérdidas de potencia en base a la Potencia en el origen de la línea:

$$\% P_1 = \frac{944 \times 100}{80.944} = 1,16$$

Con el conductor Linnet u Oriole:

$$P'_2 + P''_2 = 488 + 464 = 952 \text{ KW}$$

Potencia en el origen de la línea: $P_0 = 80.000 + 952 = 80.952 \text{ KW}$

Porcentaje de pérdidas de potencia en base a la Potencia en el origen de la línea:

$$\%P_2 = \frac{952 \times 100}{80.952} = 1,17\%$$

2.3.5.- Pérdidas de potencia para el cuarto caso en estudio:

Se calculará de manera similar al caso primero teniendo en cuenta los cambios respectivos.

Traza desde la Subestación Sur a la Subestación N° 2.

$$I = Iv_2 = 5,89 \text{ Ka}$$

$$I_0 = 557,5 - 272,2 = 285,3 \text{ Amp.}$$

Pérdidas con el conductor Merlin:

$$P'_1 = 3 \times 0,189 \times 5,89 \times 285,3^2 = 272 \text{ KW}$$

Pérdidas con el conductor Linnet u Oriole:

$$P'_2 = 3 \times 0,190 \times 5,89 \times 285,3^2 = 274 \text{ KW.}$$

Tramo desde la Subestación N° 9 a la Subestación Oeste:

$$L = 3V_1 = 6,18 \text{ Km}$$

$$I = 272,2 \text{ Amperios.}$$

Pérdidas con el conductor Merlin:

$$P''_1 = 3 \times 0,189 \times 6,18 \times 272,2^2 = 259 \text{ KW.}$$

Pérdidas con el conductor Linnet u Oriole:

$$P''_2 = 3 \times 0,190 \times 6,18 \times 272,2^2 = 261 \text{ KW.}$$

Pérdidas totales en la Barra Oeste N° 2.

Con el conductor Merlin:

$$P''_1 + P''_2 = 272 + 259 = 531 \text{ KW}$$

$$\text{Potencia en el origen de la línea: } P_s = 40.000 + 531 = 40531 \text{ KW}$$

Porcentaje de pérdidas de potencia en base a la potencia en el origen de la línea:

$$\% P_1 = \frac{531 \times 100}{40.531} = 1,31 \%$$

Con el conductor Linnet u Oriole:

$$P''_2 + P''_1 = 274 + 261 = 535 \text{ KW}$$

$$\text{Potencia en el origen de la línea: } P_s = 40.000 + 535 = 40.535 \text{ KW}$$

Porcentaje de pérdidas de potencia en base a la potencia en el origen de la línea:

$$\% P_2 = \frac{535 \times 100}{40.535} = 1,32 \%$$

En la tabla 2-9 se han resumido los diferentes porcentajes de pérdidas de potencia para los varios casos estudiados.

TABLA 2-9

PORCENTAJES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LA BARRA OESTE N° 2.

Condición de la Barra Oeste N° 2	Porcentaje de pérdidas de potencia (%)	
	Utilizando el conductor Merlin	Utilizando el conductor Linnet u Oriole
Primer Caso	0,56	0,57
Segundo Caso	0,52	1,53
Tercer Caso	1,16	1,17
Cuarto Caso	1,31	1,32

Como se puede apreciar para cualquiera de los casos el porcentaje de pérdidas de potencia con respecto a la potencia transmitida es bajo y hasta cierto punto se puede decir que los conductores están sobredimensionados dentro del aspecto técnico, pero en el aspecto económico son los más convenientes.

2.4.- PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA BARRA OESTE N° 2.

2.4.1.- Generalidades.

Las pérdidas de energía fueron calculadas en el capítulo primero al hacerse el estudio de la sección más económica de los conductores, pero allí el cálculo se lo hizo de una manera aproximada y tomando únicamente las pérdidas de energía por kilómetro.

En esta parte de la tesis se calculará las pérdidas de energía totales para la Barra Oeste N°2. La fórmula para calcular las pérdidas de energía E_p es la siguiente:

$$E_p = P_p \times T_e$$

Donde:

P_p son las pérdidas de potencia en KW

T_e es el tiempo equivalente en horas.

E_p son las pérdidas de energía en KW-horas.

El tiempo equivalente ya fue calculado en el numeral 1.5.2 y es de 3,030 horas.

Las pérdidas de energía se calcularán para el primero y cuarto caso, pues el segundo y tercer caso sería únicamente condiciones ocasionales de operación de la Barra Oeste N° 2.

2.4.2.- Pérdidas de energía para el primer caso en estudio.

- a) Cuando se utiliza el conductor Merlin se obtiene las siguientes pérdidas:

$$P_p = 236 \text{ KW}$$

$$E_p = 236 \text{ KW} \times 3.030 \text{ horas} = 715.100 \text{ KWH.}$$

Para poder calcular el porcentaje de energía perdida es necesario relacionar la energía perdida con el total de energía transmitida por la línea. Y esto se le puede calcular en base del tiempo de utilización (T_u) y de la máxima potencia transmitida por la línea (P_m).

El tiempo de utilización de la línea se puede encontrar multiplicando el número de horas que tiene un año (8.760 horas) por el factor de carga del sistema que en este caso es de 0,514.

$$T_u = 8.760 \text{ horas} \times 0,514 = 4.500 \text{ horas.}$$

$$\text{Energía total} = T_u \times P_m \quad P_m = 40.000 \text{ KW.}$$

$$E_T = 4,5 \times 10^3 \text{ horas} \times 4 \times 10^4 \text{ KW} = 18 \times 10^7 \text{ KWH.}$$

El porcentaje de energía perdida será entonces:

$$\% E_p = \frac{E_p \times 100}{E_T} = \frac{715.100 \times 1000}{18 \times 10^7} = \frac{7,15}{18,0} = 0,397\%$$

- b) Cuando se utiliza el conductor Linnet u Oriole se obtiene las siguientes pérdidas de energía:

$$P_p = 238 \text{ KW}$$

$$E_p = 238 \text{ KW} \times 3.030 \text{ horas} = 721.100 \text{ KWH.}$$

Porcentaje de energía perdida:

$$\% E_p = \frac{721.100 \times 100}{18 \times 10^7} = \frac{7,21}{18,0} = 0,40\%$$

2.4.3.- Pérdidas de Energía para el cuarto caso en estudio.

- a) Cuando se utiliza el conductor Neolin se tiene las siguientes pérdidas de energía:

$$P_p = 531 \text{ KW}$$

$$E_p = 531 \text{ KW} \times 3.030 \text{ horas} = 1.609.000 \text{ KWH}$$

Porcentaje de Energía perdida:

$$\% E_p = \frac{1.609.000 \times 100}{18 \times 10^7} = 0,89\%$$

- b) Cuando se utiliza el conductor Linnet u Oficle se obtiene las siguientes pérdidas de energía:

$$P_p = 535 \text{ KW}$$

$$E_p = 535 \times 3.030 \text{ horas} = 1.621.000 \text{ KWH.}$$

Porcentaje de energía perdida:

$$\% E_p = \frac{1.621.000 \times 100}{100.000.000} = 0,90\%$$

2.5.- Efecto corona.

2.5.1.- Generalidades.

En el transporte de la energía eléctrica en altas tensiones, es bre los 50 KV, se produce en puntos aislados en trayectos mas o menos largos de la línea, cierto fenómeno de luminiscencia alrededor de los conductores que se llama efecto corona.

Este efecto va acompañado de una liberación de calor ya que ^{si} se conectara un vatímetro a un circuito que tenga este efecto en rona, este aparato indicará que se está suministrando potencia debido a este efecto.

Durante muchos años no se dió mayor importancia a este efecto debido a que la energía perdida por este motivo no era de mayor significancia, pero hoy día, como consecuencia a la radio interferencia que este efecto produce, se le ha considerado de gran importancia y se considera como el factor más importante para los límites admisibles del efecto corona.

El efecto corona se debe al paso de la electricidad desde los conductores a las capas de aires circundantes y esto se produce debido a que el aire aunque es un buen aislante, no es completamente perfecto.

Lo que ocasiona esta imperfección en la aislación del aire es la presencia de cierta cantidad de electrones e iones (10^4 iones por centímetro cúbico) están siempre presentes en el aire

como resultado de la radiación ultravioleta desde el sol, rayos cósmicos, radiactividad del suelo, etc..

Cuando se coloca un gradiente eléctrico en el aire, como es en el caso de colocarse los conductores de una línea, que forman entre sí un campo electrostático y cuya gradiente es $\frac{dV}{dx} = E = \frac{Q}{\epsilon}$ y que tiene un valor máximo en la superficie de los conductores, este campo eléctrico produce unas fuerzas que aceleran a todos los iones y electrones libres, que es proporcional al producto de la intensidad de campo eléctrico e gradiente multiplicado por la carga neta del ion o electrón.

Continuando luego con la teoría electrónica explicativa del efecto corona dada por L. F. Woodruff profesor, asociado de Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de Massachusetts, se transcribe a continuación en forma literal por ser este de interés académico dentro de una tesis:

"Estas fuerzas aceleran a los iones y electrones y su aceleración podría ser continua o no ser por los numerosos choques entre cada uno de las partículas cargadas y especialmente con las moléculas no cargadas a las que se les podría asumir que están sin movimiento por comparación con las primeras. Las velocidades de las partículas⁹ pueden alcanzar depende hasta cierta extensión, de cuán lejos ellas puedan ir sin ser detenidas o por lo menos desviadas por los choques con otras moléculas".

"La distancia a la que puede ir cualquiera de las partículas cargadas sin experimentar el choque depende de las probabilida

des, pero allí donde hay millones y billones de partículas cargadas y que todas obedecen a las mismas leyes y que se mueven bajo las mismas condiciones promedio, es posible calcular la distancia promedio que recorre una de ellas antes de chocar a otra. Esta distancia promedio de movimiento se llama "camino libre medio" (mean free path) y su valor depende del tamaño de las moléculas, de la temperatura y presión del aire, en tanto que estos factores afectan en el número de moléculas por unidad de volumen".

"La velocidad de la partícula cargada promedio tiene al instante de choque depende de su carga, masa, "camino libre medio" y de la gradiente de potencial que actúa sobre esta partícula durante su movimiento".

"Si estos valores son tales que le proporcionan a esta partícula una suficientemente alta velocidad, la partícula cargada, cuando de golpear a otra molécula, desalojará de esta molécula uno o más electrones.

Esto produce otro ion y uno o más electrones libres, que son a su vez acelerados hasta que chocan con otra molécula produciendo así otros iones. El proceso de ionización puede llegar a ser acumulativo en su acción y si la gradiente de potencial es suficientemente grande para causar el efecto acumulativo, se tendrá por resultado ya sea el efecto corona o de chisporroteo".

"La ionización del aire causa una redistribución de la gradiente de potencial y si la redistribución es tal de la gradiente

sobre la porción permanente del aire, entre los conductores de diferente polaridad, se incrementa sobre la gradiente de rotura del aire, se tiene como resultado una chispa o una descarga eléctrica. Si la redistribución disminuye a la máxima gradiente de potencial debajo de la gradiente de ruptura del aire, excepto en la cercanías inmediatas de los conductores, en este caso, únicamente afecta al aire alrededor de estos y se forman las coronas sobre los conductores. El resto del aire, a cierta distancia de los conductores, conserva la propiedad de aislamiento original". (hasta aquí L.P. Wodruff) .

La gradiente potencial uniforme que es necesaria para causar la ionización del aire y que Peek lo llamó "gradiente disruptivo del aire"; E_0 , el cual es un valor experimental y que para conductores a 25°C y a 76 cm. de presión, Peek encontró que V_m le 21,1 KV/cm. (tensión eficaz) o 29,8 KV/cm. = 21,1 (KV/cm.) $\sqrt{2}$ (valor máximo o cresta).

Este valor no es constante pues depende de la presión barométrica, de la temperatura del aire y en parte de la humedad ambiente.

La gradiente crítica para otras condiciones atmosféricas será:

$$E_{crit} = E_0 \delta$$

donde: δ es un factor de densidad del aire y se lo calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$\delta = \frac{1,293 \text{ B}}{(273 + t)}$$

b es la presión barométrica en cm .

t la temperatura del aire en grados centígrados.

Recientes pruebas realizadas han modificado el valor en contra de por Peek para g_0 de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$g_0 = 21,1 \left(1 - \frac{0,301}{\sqrt{r}}\right)$$

Donde r es el radio del conductor en cm .

Peek encontró que la tensión disruptiva crítica E_0 en KV entre fase y neutro o sea la tensión a la que se inician las pérdidas por efecto corona es igual a:

$$E_0 = g_0 m_0 r \delta \ln \frac{E}{r} = g_0 m_0 r 2,3020 \log \frac{E}{r} \quad (\text{KV})$$

donde:

g_0 es la gradiente crítica indicada anteriormente en KV/cm.

m_0 factor de rugosidad del conductor que tiene los siguientes valores:

1 para alambres nacidos lisos

0,98 a 0,93 para alambres no lisos.

0,87 a 0,83 para cables de 7 hilos en capas concéntricas.

0,85 a 0,80 para cables de 19, 37 y 61 hilos en capas concéntricas.

δ = factor de densidad del aire que se indicó anteriormente.

S = distancia efectiva entre conductores en cms.

r = radio del conductor en cms.

Esta ecuación que fue utilizada por muchos años fue modificada posteriormente por lo siguiente:

$E_0 = g_0 \delta^{2/3} r n_0 \ln \frac{S}{r}$ (KV entre fase y suelo) cuyas denominaciones son las mismas que para la fórmula de Peek.

Estas fórmulas sirven para calcular la tensión crítica en caso de existir buen tiempo, pues en caso lluvioso se ha encontrado luego de una serie de pruebas que $E_0 \approx 80\%$ del valor calculado para buen tiempo.

Para líneas cuyos conductores están en un mismo plano vertical u horizontal $S = S_{1-2} = S_{2-3} = S_{1-3}/2$ se debe calcular con un 4% menos para el conductor central y aumentarse un 6% para los conductores exteriores. (Manual del Ingeniero Eléctrico).

La relación entre la gradiente de tensión de corona visible E_v y la gradiente de tensión disruptiva E_0 es:

$$E_v = E_0 \left(1 + \frac{0.301}{\sqrt{\delta r}} \right)$$

Como se puede ver la tensión crítica disruptiva (a la cual se inicia la ionización del aire) es menor que la necesaria para que aparezca la luminosidad o corona y se llama tensión crítica visible.

Se debe anotar que ninguna de las fórmulas conocidas para calcular las tensiones o las pérdidas son exactas y por tanto únicamente se puede esperar resultados aproximados.

Peterson da la siguiente fórmula para el cálculo de la tensión crítica:

Para conductores lisos:

$$E_c = 21,1 n_0 \delta^{2/3} \ln \frac{E}{F} = 48,6 n_0 \delta^{2/3} \log \frac{E}{F} \text{ (KV)}$$

Para conductores cableados:

$$E_c = \frac{48,6 \delta^{2/3} \left[\log \left(\frac{S}{r_1 c} \right) + (n-1) \log \left(\frac{S}{2r - r_1 c} \right) \right]}{\frac{1}{r_1 c} + \frac{n-1}{2(r - r_1 c)}} \text{ (KV)}$$

donde:

$$c = \frac{1 - \sin(\pi/2 - \pi/n)}{\pi/2 - \pi/n}$$

r = radio del cable en cms.

r_1 = Radio de los alambres en cms.

S = distancia equivalente entre conductores en cms.

n = número de alambres sobre la superficie del conductor.

Pérdidas por efecto corona:

Existen varias fórmulas para el cálculo de pérdidas de potencia por efecto corona, siendo una de las más antiguas la dada por Peek y que es la siguiente:

$$P_p = \frac{300}{f} (f + 25) \sqrt{r/S} (E - E_0)^2 10^{-5} \text{ KV/milla-conductor}$$

$$P_p = \frac{242}{f} (f + 25) \sqrt{r/S} (E - E_0)^2 10^{-5} \text{ KV/Km-conductor.}$$

Donde:

f es la frecuencia en C.p.S.

E es la tensión de la línea de fase a neutro.

P_p son las pérdidas de potencia.

Todos los demás valores ya han sido indicados para las otras fórmulas. Esta fórmula permite calcular el efecto corona cuando este fenómeno se manifiesta en forma luminosa.

Peterson da una fórmula para determinar las pérdidas durante la fase primaria del efecto y esta fórmula es más utilizada para líneas de diseño, pues las líneas deberán construirse evitando que las pérdidas se produzcan.

Fórmula de Peterson:

$$P_p = \frac{112f}{\ln (R/r)^2} E^2 P_0 10^{-6} \text{ KV/Km}$$

$$\text{Donde } F_c = \frac{H}{R_0} = 2 \ln \frac{H}{R_0} = 1$$

Las letras tienen el mismo significado dado para las otras fórmulas. Generalmente las líneas trifásicas se diseñan para que tengan una pérdida de potencia menor que 2 KV/milla bajo condiciones normales.

Radio Interferencia:

Los efectos de la radio interferencia producidos por el efecto corona son más importantes que las pérdidas de línea.

La primera interferencia aunque muy débil ocurre a una intensidad de campo, especialmente cuando llueve, muy debajo del valor crítico y aún antes de que pueda aparecer cualquier medida de pérdidas por efecto corona. La radio interferencia por tanto precede a las pérdidas por corona pero estas últimas se aumentan más rápidamente a medida que se tiene tensiones más altas.

La radio interferencia es muy sensible a las condiciones de tiempo. Todavía este estudio de radio interferencia está en vías de investigación y aún no se ha determinado exactamente los niveles permisibles de radio interferencia.

Como referencia para un estudio más profundo sobre este problema, se puede indicar la siguiente publicación: "Investigations of Radio noise as it pertains to the design of high - voltage

Transmision Lineas^o por H.L. Borden y H.D. Gano, AIEE trans., 71 (1952).

2.5.2.- CALCULO DEL ESPESO CORONA EN LA BANDA GRUESA N° 2.

Tension disruptiva critica E₀:

Utilizando la fórmula modificada de Peek, se tiene:

$$E_0 = \epsilon_0 f^{2/3} r \quad \epsilon_0 = 2,3026 \log S/r$$

Donde $\epsilon_0 = 21,1 \text{ KV/cm.}$

$$f^{2/3} = \left(\frac{3,026 b}{273 - t} \right)^{2/3} \quad b \text{ es la presión barométrica a 2.800 m}$$

tres de altura sobre el nivel del mar = 54 cm.

Se asume la temperatura ambiente de $20^\circ\text{C} = t.$

$$f^{2/3} = \left(\frac{3,026 \times 54}{293} \right)^{2/3} = \left(\frac{212}{293} \right)^{2/3} = 0,764$$

Para el conductor Berlin se tiene:

$$r = 0,868 \text{ cm.}$$

$$n = 0,85$$

$$S = 240 \text{ cm. separación entre conductores}$$

Reemplazando estos valores en la fórmula de tensión disruptiva

E₀ se tiene:

$$E_0 = 21,1 \text{ KV/cm. } 0,764 \times 0,868 \text{ cm. } \times 0,85 \times 2,3020 \log \frac{240}{0,860}$$

$$E_0 = 27,4 \log 277 = 67 \text{ KV (tensión de fase a neutro)}$$

$$67 \text{ KV} \times \sqrt{3} = 116 \text{ KV tensión entre fases.}$$

De este valor suponiendo una disposición vertical de los conductores ($S = S_{1-2} = S_{2-3} = S_{1-3}/2$), se debe añadir un 6% al valor calculado para los conductores extremos y reducir en un 4% para el conductor central, esto se ha obtenido a base de experiencias en laboratorio (Manual del Ingeniero Eléctrico).

$$E_{0e} = 116 \text{ KV} \times 1,06 = 123 \text{ KV (para los conductores extremos).}$$

$$E_{0c} = 116 \text{ KV} \times 0,96 = 111 \text{ KV (para el conductor central).}$$

O sea que con buen tiempo el efecto corona se presentaría para los conductores extremos a una tensión de 123 KV y para el conductor central a una tensión de 111 KV, por tanto siendo la tensión de la Barra Oeste N° 2 de 69 KV, no se producen pérdidas por efecto corona en buen tiempo.

Para el caso de mal tiempo se asume un 80% del valor calculado y se tendrían los siguientes valores:

$$E_{0e} = 123 \text{ KV} \times 0,80 = 98,4 \text{ KV (para los conductores extremos)}$$

$$E_{0c} = 111 \text{ KV} \times 0,80 = 88,7 \text{ KV (para el conductor central).}$$

Como se puede concluir, aún en el caso de mal tiempo se tendrá

pérdidas por corona ya que la tensión crítica disruptiva es mayor que la tensión de servicio de la Barra Oeste N° 2.

Como comprobación se ha calculado la tensión crítica por medio de la fórmula de Peterson y utilizando el conductor Merlin.

$$E_0 = \frac{48,6 \delta^{2/3} \log \left(\frac{S}{r_1 G} \right) + (n-1) \log \frac{S}{2r - r_1 G}}{\frac{1}{r_1 C} + \frac{n-1}{2(r - r_1 C)}}$$

Donde:

n = número de alambres sobre la superficie del conductor = 12

S = distancia equivalente entre conductores = 302 cms.

r_1 = 0,1735 radio de alambres de Al. (cua.).

r = 0,868 cms. radio del conductor Merlin.

$\delta^{2/3}$ = 0,764 valor calculado anteriormente.

$$G = 1 - \frac{\sin(\pi/2 + \pi/n)}{\pi/2 + \pi/n} = 1 - \frac{\sin(\pi/2 + \pi/12)}{\pi/2 + \pi/12}$$

$$G = 1 - 0,527 = 0,473$$

Reemplazando estos valores indicados en la ecuación de E_0 se tiene:

$$48,6 \times 0,764 \left\{ \log(302 \text{ cm} / 0,1735 \times 0,473) + (12-1) \log \left(\frac{302 \text{ cm}}{2 \times 0,868 - 0,1735 \times 0,473} \right) \right\}$$

Don

$$\frac{1}{0,1735 \times 0,473} + \frac{12-1}{2(0,868 - 0,473 \times 0,1735)}$$

$$E_0 = \frac{37,2 (\log 3.680 + 11 \log 183)}{12,2 + 7} = \frac{37,2 \times 28,45}{19,2}$$

$E_0 = 55,6$ KV tensión de fase a neutro.

$$E_{00} = 55,6 \times \sqrt{3} = 96,2 \text{ KV}$$

Estos valores son para buen tiempo; para mal tiempo serán un 80% de los valores calculados anteriormente:

$$96,2 \text{ KV} \times 0,80 = 76,96 \text{ KV} \approx 77 \text{ KV}$$

Para los conductores extremos se considera un 6% más y para el conductor central un 4% menos:

$$E_{00} = 77 \text{ KV} \times 1,06 = 81,6 \text{ KV para los conductores extremos.}$$

$$E_{00} = 77 \text{ KV} \times 0,96 = 73,8 \text{ KV (para el conductor central).}$$

Con esto queda demostrado que la tensión disruptiva crítica para producir el efecto corona es mayor que la tensión de servicio de la Barra - Caste N° 2 y por tanto no se producirán pérdidas por efecto corona.

2.6.- AISLADORES

2.6.1.- Generalidades.

Uno de los problemas más importantes que se tiene que resolver en el diseño de una línea de transmisión o distribución, para que tenga un adecuado y correcto funcionamiento es el aislamiento de la línea.

El aislamiento de una línea aérea con conductores desnudos, se lo hace a través de los dispositivos llamados aisladores, o sea que estos deben evitar la fuga de corrientes de la línea hacia el suelo o hacia cualquier otra parte de la instalación. Un mal aislamiento, por tanto representa pérdidas de energía y con el consiguiente aumento del gasto de explotación.

Además de esta finalidad eléctrica, sirven para sujetar y sostener a los conductores e impedir que estos se muevan en un sentido transversal o longitudinal. Dentro de esta finalidad mecánica, los aisladores, no solo deben tener una resistencia mecánica necesaria para soportar con seguridad las cargas debidas al peso de los conductores y al viento, sino que además deben resistir condiciones mecánicas muy fuertes, sin dejar caer a los conductores, como son las descargas atmosféricas o sobretensiones internas. Están diseñados de manera que la lluvia elimine el polvo y la suciedad.

Como se puede notar los aisladores deben cumplir dos finali-

datos eléctrica y mecánica.

En esta sección de la tesis no se entrará a hacer un estudio exhaustivo de los aisladores, sobre su composición, clases, etc., únicamente se discutirán los problemas que se deben resolver, para poder hacer una correcta selección de aisladores para dar una adecuada solución a la Barra Caste N° 2.

A continuación se analizará el aspecto eléctrico y luego el aspecto mecánico de los aisladores.

2.6.2.- Condiciones eléctricas de los aisladores.-

Los aisladores además de que deben ser hechos de un buen material aislante, como vidrio o porcelana, deben reunir ciertas condiciones eléctricas adicionales las mismas que se expondrán a continuación: Rigidez dieléctrica de los aisladores:

Esta rigidez está definida por la tensión de ensayo y por la tensión de arco.

Tensión de ensayo:

Indica la más alta tensión que el aislador o la cadena de aisladores puedan soportar sin que se produzcan descargas. Una definición exacta se lo puede encontrar en el numeral 2.2.3 de A.S.A. ^C 29.1. (Low-frequency Withstand Voltage).

Tensión de arco o contornos:

Es aquella tensión que produce un arco o descarga disruptiva en

tre los extremos del aislador o sea entre el conductor y el soporte metálico del apoyo sin perforar el aislador.

Entre la tensión de ensayo y de arco, de acuerdo a las normas europeas prescribe un margen del 10%, o sea que el aislador debe soportar la tensión de ensayo sin que aparezca el arco. Si se sigue subiendo la tensión, el arco no aparecerá hasta que no se haya pasado un 10% de la tensión de ensayo.

Tensión de perforación o disruptiva.--

Es aquella tensión a la cual se produce la perforación de los aisladores, esta tensión debe ser siempre superior a la de contorno.

Los valores de estas tensiones varían de acuerdo al modo de aplicar la tensión, pues puede efectuarse en seco, en lluvia, de choque o de frecuencia industrial o baja frecuencia.

Lo importante es relacionar la tensión de servicio con la tensión de ensayo y con la de contorno.

De acuerdo a las normas V.D.E. europeas la tensión de ensayo en tiempo lluvioso, a frecuencia normal, se puede calcular por medio de la siguiente fórmula:

$$U_{\text{ensayo}} = 2,2 U + 20 \text{ (en KV).}$$

U es la tensión entre fases en KV (como medida de seguridad es por lo que se toma esta tensión compuesta, ya que difícilmente

Los aisladores estarán sometidos a esta tensión).

Para la Barra Caste N° 2 se tendrían:

$$U_{\text{ensayo}} = 2,2 \times 69 \text{ KV} + 20 = 171,8 \text{ KV} \approx 172 \text{ KV}$$

La tensión de contorneo o de arco en tiempo lluvioso y a baja frecuencia (60 c.p.s.), se calcula por la siguiente fórmula:

$$U_{\text{arco}} = 1,1 (2,2 U + 20) \text{ en KV}$$

donde $U = 69 \text{ KV}$

$$U_{\text{arco}} = 1,1 (2,2 \times 69 + 20) \approx 189 \text{ KV}$$

Se debe anotar que la tensión de arco de una cadena de n aisladores no se puede calcular multiplicando la tensión de un elemento por n , ya que la práctica ha demostrado que el valor total es algo menor. En experiencias realizadas se ha encontrado que la relación numérica entre la tensión de arco o contorneo con tensiones alternas a una frecuencia industrial es la siguiente:

$$\frac{\text{Tensión de arco en seco (c.p.s.)}}{\text{Tensión de arco en lluvia (c.p.s.)}} = 1,4$$

Aplicando esta relación a los valores calculados para la Barra Caste N° 2, se encuentra la tensión de arco en seco:

$$U_{\text{seco}} = 1,4 \times 189 \text{ KV} \approx 265 \text{ KV}$$

Las características de aislamiento de un aislador en el aire varían de acuerdo a las condiciones atmosféricas del lugar donde

esté instalado. Se puede indicar que la tensión de contorno varía inversamente con la temperatura y directamente con la presión barométrica y con la humedad absoluta.

Debido a que no se conoce para qué condiciones atmosféricas son válidas las fórmulas para el cálculo de la tensión de contorno, se asume que estas son válidas para condiciones normales promedio a nivel del mar, pero para estar dentro de un margen, de seguridad se asume también como valores que se deberían mantener a las condiciones de Chile.

Por tanto se asume las tensiones de contorno $U_{seco} = 265$ KV y $U_{lluvia} = 169$ KV como los valores que servirán para la selección del tipo y número de aisladores en la Barra Coste N°2.

Se ha comprobado que la altura, debido al cambio de la presión barométrica, es un factor importante en la rigidez dieléctrica del equipo que depende del aire para su aislamiento. Así pues la tensión de arco en seco es afectada por la altura y por tanto se debe aplicar ciertos factores de corrección.

La tabla B-10 ha sido tomada de la publicación IEEE N° 2.6, titulada "Power Switching Equipment", que aunque fue adoptada básicamente para aparatos eléctricos, se aplica a aisladores con suficiente exactitud.

esté instalado. Se puede indicar que la tensión de contorno varía inversamente con la temperatura y directamente con la presión barométrica y con la humedad absoluta.

Debido a que no se conoce para qué condiciones atmosféricas son válidas las fórmulas para el efecto de la tensión de contorno, se asume que estas son válidas para condiciones normales promedio a nivel del mar, pero para estar dentro de un margen de seguridad se asume también como valores que se debería mantener a las condiciones de Quito.

Por tanto se asume las tensiones de contorno $U_{seco} = 265$ KV y $U_{lluvia} = 169$ KV como los valores que servirán para la selección del tipo y número de aisladores en la Barra Coste N°2.

Se ha comprobado que la altura, debido al cambio de la presión barométrica, es un factor importante en la rigidez dieléctrica del equipo que depende del aire para su aislamiento. Así pues la tensión de arco en caso se afectada por la altura y por tanto se debe aplicar ciertos factores de corrección.

La tabla B-10 ha sido tomada de la publicación IEEE N° 3.6, titulada "Power Switching Equipment", que aunque fue adoptada básicamente para aparatos eléctricos, se aplica a aisladores con suficiente exactitud.

Tabla 2-10

FACTORES DE CORRECCION DEBIDO A LA ALTURA

Altura sobre el nivel del mar (pies)	Altura sobre el nivel del mar * (metros)	Factor de Corrección
3.000	1.006	1,00
4.000	1.219	0,98
5.000	1.524	0,95
6.000	1.829	0,92
7.000	2.134	0,89
8.000	2.438	0,86
9.000	2.743	0,83
10.000	3.048	0,80

* Valores calculados, no incluidos en la tabla original de IEEE.

Assumiendo un factor de corrección de 0,82 para una altura de Quito, se tendría que las tensiones de contorno a 60 cps, al nivel del mar se deben corregir con este factor para encontrar sus valores a las condiciones de Quito.

Si se supone que se desea mantener para la Barra Oeste N° 2 las tensiones de Usaco = 265 KV y Ulluvia = 189 KV; las correspondientes al nivel del mar serían:

$$U_{\text{usaco}} = 265 \text{ KV}; 0,82 = 323 \text{ KV}$$

Y para la tensión de contorno o de arco bajo lluvia sería:

$$U_{\text{lluvia}} = 189 \text{ KV}; 0,82 = 230 \text{ KV}$$

Se debe aclarar además que todos los valores indicados en los catálogos o manuales se deben a pruebas realizadas en condiciones normales de laboratorio. De acuerdo a las normas europeas serán las siguientes:

Temperatura: 20° C

Presión barométrica: 760 mm.

Humedad: 63% (11 gr. de agua por metro cúbico)

Por tanto los valores de las tensiones obtenidas en otras condiciones deberán ser corregidas a estos valores.

Las normas A.S.A.- C.29.1. Numeral 4.2.4.1. indican las condiciones normales utilizadas en E.U. y que son las siguientes:

Temperatura: 77° F (25° C)

Presión barométrica: 29,92 pulgadas (760 mm)

Presión de vapor o humedad: 0,6085 pulgadas (15,45 mm).

En base a lo indicado anteriormente se deberá hacer una corrección a los valores calculados o encontrados en los manuales o catálogos de aisladores, que están de acuerdo a las normas A.S.A. o europeas, (en este estudio se seguirán las normas A.S.A.) para obtener de esta manera los valores a las condiciones normales en el sitio o lugar donde operen los aisladores y en particular para este caso en las condiciones atmosféricas de Quito.

Para la tensión de contactos en caso a 60 cps:

Los valores obtenidos en los catálogos, deberán ser corregidos para su operación en Quito en lo que respecta a la temperatura, humedad y presión barométrica de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$U = U_s \frac{d}{H}$$

Donde:

U será la tensión de centroses en el lugar de instalación en KV.
 U_0 es la tensión de centroses dada por los catálogos para condiciones normales de ensayo, en KV.

f es la densidad relativa del aire, que toma en cuenta la temperatura y la presión barométrica de las condiciones en el lugar de instalación (Quito) y cuya fórmula fue indicada anteriormente al tratarse del efecto corona, y que es la siguiente:

$$f = \frac{(273 + t_0)b}{(273 + t) 760}$$

Donde:

t_0 es la temperatura normal a la que ha sido hecho el ensayo (25° C para las normas ASA).

t es la temperatura a la cual van a estar sujetos los aisladores en el sitio de operación (Quito), esta temperatura media - del aire, de acuerdo a datos proporcionados por el servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Ecuador, para el período comprendido desde el año 1891 a 1960 fue de 13,2° C.

b es la presión barométrica, que en Quito es de 547,8 mm. período (1891 - 1960).

Por tanto la densidad relativa del aire será:

$$f = \frac{(273 + 25) 547,8 \text{ mm.}}{(273 + 13) 760 \text{ mm.}} = \frac{298 \times 547,8}{286 \times 760} = 0,75$$

Y por último, H es el factor de corrección de la humedad para

el lugar de instalación de los aisladores (Quito). Este factor H se calcula a partir de la humedad absoluta del aire, o sea de la cantidad de vapor de agua en gr. contenida en 1 metro cúbico de aire, también se puede obtener el valor H partiendo de la tensión p del vapor de agua contenida en el aire que viene dado en mm. de Hg o en pulgadas de Hg o en bars.

En el libro de la Westinghouse "Transmission and Distribution Reference Book" se indican unas curvas para encontrar los factores de corrección de la humedad partiendo de la humedad absoluta, a base de la tensión del vapor en pulgadas de mercurio, para diferentes tipos de aisladores. Similares curvas se encuentran en la figura 1 del numeral 4.2.4.2. de ANA C.29.1. de 1960, para aisladores tipo poste, aisladores de aparatos y aisladores de suspensión.

Para aplicación de estas curvas es necesario conocer la humedad absoluta del aire, a las condiciones de operación de los aisladores.

En las normas UNE de España numeral 4/4/1/2 (UNE 21.001) se dan dos gráficos, el un gráfico para convertir la humedad relativa del aire en tanto por ciento a la humedad absoluta del aire en gr/m^3 (a), para un temperatura (t) del aire en grados centígrados. El mismo que por ser de interés se incluye en esta tesis, figura 2-14.

El otro gráfico que de las normas UNE sirve para encontrar el factor de corrección de la tensión de contaminación de los

CONVERSION DE LA HUMEDAD RELATIVA DEL AIRE
(S') EN %, EN HUMEDAD ABSOLUTA (S) EN GR/M³

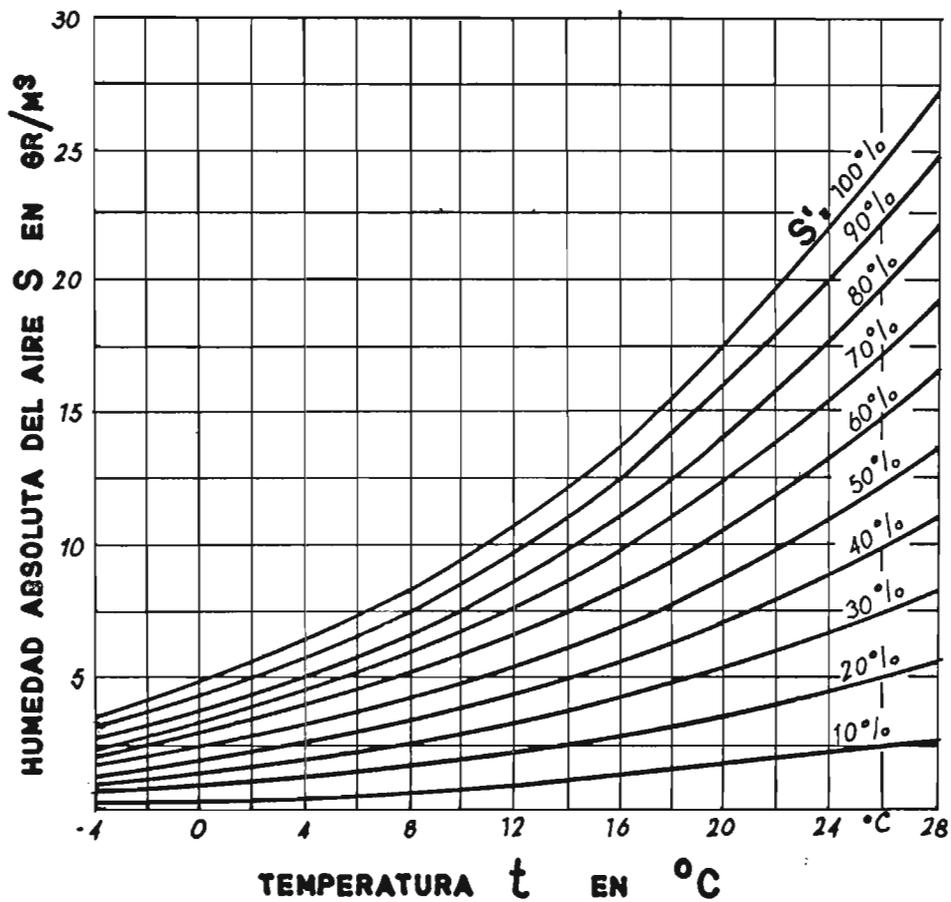


FIG. 2 - 14

aisladores en función de la humedad absoluta (a) del aire. Esta figura carece de interés, porque las curvas allí indicadas son factores de corrección para la tensión dieléctrica a 50cps. y para la tensión dieléctrica de impulso de características 1×50 microsegundos, por tanto se esperan de las normas ASA que se siguen en este tema.

Del servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Ecuador se ha obtenido que los datos de humedad para el sector de la ciudad de Quito son los siguientes:

Valores medios para el período desde el año 1891 - 1960:

Humedad atmosférica relativa: 75% (a').

Humedad absoluta: 8,5 gr/m³ (a).

Tensión del vapor en milibares: 11,2

Teniendo en cuenta que una atmósfera, 760 mm. (29,92 pulg de Hg) es igual a 1,0133 bar, se puede encontrar el valor equivalente para el dato obtenido en Quito.

$$\frac{29,92 \text{ pulg} \times 0,0112 \text{ bar}}{1,0133 \text{ bar}} = 0,33 \text{ pulgadas de Hg.}$$

Viendo el diagrama de factores de corrección para la humedad para tensiones de contorno a baja frecuencia y para aisladores de suspensión, en el numeral 4.2.4.2. de las normas ASA C.29.1., se encuentra que dicho factor vale 1,063 que es igual a H, por tanto se tendría la fórmula para calcular la tensión de contorno en Quito en base a la información de los catálogos que sería la siguiente:

$$V = U_n \frac{\delta}{H} = U_n \frac{0,75}{1,083} = 0,69 U_n \text{ (en KV)}$$

Para la tensión de contorno en húmedo: (60 cps).

La corrección necesaria para encontrar la tensión de contorno en húmedo para frecuencias industriales (60 cps) se le debe hacer únicamente en lo que se refiere a la densidad relativa del aire. O sea que la tensión de contorno en Quito se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$V = U_n \delta = 0,75 U_n \text{ (en KV)}$$

Para las tensiones de ensayo en seco y en húmedo: (60 cps).

El factor de corrección para la tensión de ensayo en seco es 1 igual que el calculado para la tensión de contorno en seco es decir 0,69.

Y el factor de corrección para la tensión de ensayo en húmedo es de 0,75 para la altura de Quito.

Tensión disruptiva con ondas de frente escalonadas:

Como se ha indicado anteriormente, las descargas atmosféricas, producen por inducción o directamente las tensiones más altas a las que pueden estar sujetas los aisladores.

Estas sobretensiones atmosféricas están formadas por una onda de impulso de muy breve duración o sea que tiene esas característi

cas un gran aumento de tensión en un momento muy corto que es a veces en fracciones de microsegundos.

De pruebas realizadas en laboratorio, se ha encontrado que los aisladores se comportan de diferente manera, frente a tensiones alternas y frente a tensiones de impulso, ya que los aisladores puede soportar valores más altos de tensiones de impulso que de tensiones alternas.

Por tanto los aisladores de una línea deben ser sometidos a pruebas o ensayos para ver su comportamiento frente a los efectos de ondas de tensión de frente muy empinado, parecidas a las ondas de los rayos.

Para las pruebas se ha elegido ondas normales de impulso para probar la rigidez dieléctrica de los aisladores.

En Europa se utiliza la onda de 1×50 microsegundos que indica dos valores:

- a) Que el impulso de tensión llega a un microsegundo a un valor máximo y
- b) Que el intervalo de 50 microsegundos baja a la mitad del valor máximo.

En Estados Unidos de acuerdo a las normas ASA. C 68.1 - 1953 (Sección B) la onda de tensión de impulso para los ensayos debe ser de una cantidad de $1,5 \times 40$ microsegundos.

El efecto de onda de impulso negativo o positivo no es igual, pues se obtienen tensiones más altas con una onda negativa y más bajas con ondas positivas. Estos efectos varían de acuerdo al tipo de aislador a utilizarse.

La relación aproximada entre la tensión disruptiva del impulso positiva sobre la tensión disruptiva a frecuencias industriales es aproximadamente de 1,6 hasta dos.

Como en los demás casos anteriores, para otras tensiones se deben efectuar correcciones en la tensión impulso cuando cambian las tensiones atmosféricas, de las normales.

Para las condiciones atmosféricas de Quito la densidad relativa del aire se encontró que era 0,75 y este mismo valor se emplea para la corrección de la tensión de impulso tanto positiva como negativa.

Para el factor de corrección de la humedad varía con respecto a lo encontrado anteriormente para la tensión de contornos y ensayo, pues las curvas para encontrar el factor de corrección son diferentes tanto para las ondas negativas como para las ondas positivas.

El factor de corrección de la humedad (H) para la onda positiva, de acuerdo al diagrama dado en el numeral 4.7.6. de ASA C.29.1 y para la tensión de vapor de 0,33 pulgadas de mercurio es de 1,07. Por tanto la tensión de impulso a los niveles atmosféricos de Quito será:

$$U_1 = U_5 \frac{0,75}{1,06} = 0,71 U_5, \text{ (en KV).}$$

Radio Interferencias:

Debido a efluvios en los aisladores se ha comprobado que las líneas aéreas producen radio interferencia.

Estos efluvios se producen en los aisladores de suspensión tipo caperusa en la parte interior de los aisladores, pues el rellevo de metal de estos no se adapta perfectamente a las paredes de los aisladores, dejando pequeños espacios de aire donde pueden producirse estos efluvios.

Para solucionar este problema, se recubre con una capa metálica a la porcelana de las paredes interiores de los aisladores.

Los aisladores deberán ser sometidos a pruebas de radio interferencia de acuerdo al numeral 4.9 de ASA C.29.1, para que estos estén dentro de los niveles permisibles.

No se hacen ningunas correcciones por los efectos de humedad y densidad del aire pues sus influencias no son conocidas exactamente.

La AIES enumera una serie de valores de tensiones de ensayo que pueden ser utilizados para la selección de aisladores a diferentes tensiones de servicio, así para 69 KV de los siguientes valores:

Tensión de ensayo a baja frecuencia (60 cps) en seco, 1 minuto:
175 KV.

Tensión de ensayo a baja frecuencia en húmedo, 10 segundos:
145 KV.

Tensión de ensayo con ondas de frente escarpado (impulso)
Con ondas completas $1,5 \times 40$ microsegundos (Positiva o negativa):
350 KV.

En el manual de la Westinghouse, Transmission and Distribution Systems, existe una tabla, que hace un resumen del comportamiento o rendimiento de diferentes líneas en estructuras de acero, tomando en cuenta la caída directa de los rayos, para diferentes tensiones de servicio. A continuación en la tabla 2-11 se copian estos valores para una tensión de servicio de 69 KV.

TABLA 2-11

DATOS GENERALES DE LOS AISLADORES EN LINEAS DE ESTRUCTURAS DE ACERO

Tensión nominal en KV	* Número aisladores	Nivel de aislamiento de impulso (onda positiva $1,5 \times 50$ microsegundos)	Tensión disruptiva en seco 60cps en KV	Número de veces la tensión normal fase a tierra.
69	4	430	270	6,6
	6	600	380	9,5
	8	760	500	12,5

* El valor medio es el número de unidades más utilizado, los valores superiores e inferiores son utilizados en líneas modernas.

Con los criterios y cálculos anteriormente indicados se puede elegir en un catálogo de aisladores los que más convengan para

la Barra Caste N° 2.

Los aisladores deben ser seleccionados para evitar la producción de arcos por contorneo cualesquiera que sean las condiciones atmosféricas de helar o de polvo acumulado sobre estos con la excepción de los producidos por el rayo en donde hay que considerar el factor económico.

2.6.3.- Características mecánicas de los aisladores.

Los aisladores deben ser seleccionados para que resistan con eficacia los esfuerzos mecánicos de la línea, no solo para soportar las cargas del viento y del peso de los conductores sino también los producidos por descargas atmosféricas o por arcos alimentados por la tensión de servicio, esfuerzos que se transmiten a través de los conductores. Por tanto la carga de ruptura de un aislador debe ser por lo menos igual a la de los conductores.

Para no entrar en mayores detalles para este punto, por ser una materia mas bien propia de Ingeniería Mecánica, se indicará que los aisladores en lo que se refiere en su aspecto mecánico deberá estar de acuerdo a las normas internacionales existentes, como por ejemplo al numeral 5 de las normas ASA C.29.1.

Por último, al hacer la selección de los aisladores se indican sus coeficientes de seguridad que son:

Coefficiente de seguridad electromecánica y coeficiente de seguridad mecánica.

Coefficiente de seguridad electromecánica es la relación entre la carga de rotura electromecánica y la máxima carga a que estará sometido el aislador en servicio.

La carga de rotura combinada, electromecánica, de acuerdo a la definición dada por las normas europeas es la siguiente: "Es la carga expresada en kilogramos a la que el aislador deja de poder cumplir su cometido, sea eléctrico, sea mecánicamente, cuando está sometido simultáneamente a un esfuerzo mecánico y a una tensión eléctrica en las condiciones establecidas para el ensayo".

Coefficiente de seguridad mecánica es la relación entre la carga de rotura mecánica y la máxima carga de servicio.

Carga de rotura mecánica "es el esfuerzo mecánico que origina la separación de las piezas metálicas o la completa rotura del aislador o de un elemento de una cadena de aisladores".

Los fabricantes canadienses recomiendan un coeficiente de seguridad electromecánica mínimo de 2; igual caso, los fabricantes norteamericanos. Los fabricantes europeos son más liberales en este punto pues se puede obtener coeficientes de seguridad electromecánicos más bajos.

2.6.4.- Selección de los aisladores para la Barra Cante N° 2.

2.6.4.1 Generalidades.

Básicamente de acuerdo al tipo de estructura a utilizarse se utilizarán dos clases de aisladores: aisladores tipo de suspensión y aisladores horizontales, tipo poste.

Los aisladores tipo poste se utilizarán en todos los postes de alineación y de tangencia entre 0 hasta 15 grados.

En todos los demás tipos de estructuras o postes se utilizarán cadenas de aisladores de suspensión. Estos aisladores de suspensión se podrán utilizarse en los postes de alineación o de tangencia entre 0 y 15 grados, cuando la Barra Ceste N° 2 atraviese sectores urbanos y sea necesario alejar a la línea de enlentes importantes de los edificios por medio de cruces.

De acuerdo a los cálculos efectuados sobre la tensión de sobretensiones mínimas con frecuencias industriales para la Barra Ceste N° 2 en estado lluvioso se encontró que era de 189 KV a la altura de Quito.

Por tanto el factor de seguridad eléctrico para esta línea será:

$$F_s = \frac{\text{Tensión disruptiva a frecuencia normal (KV)}}{\text{Tensión de servicio de la línea (KV)}}.$$

La tensión disruptiva a frecuencia normal se toman los valores en seco para aisladores instalados en el interior y en húmedo para aisladores instalados a la intemperie, por tanto se tendrá para la Barra Ceste N° 2:

$$F_s = \frac{187 \text{ KV}}{69 \text{ KV}} = 2,74 \text{ (coeficiente de seguridad eléctrica para los$$

de la Barra Coste N° 2).

Por consiguiente los aisladores seleccionados en cualquier catálogo deberán suministrar un coeficiente de seguridad eléctrica igual o mayor que el calculado para la Barra Coste N° 2.

La relación aproximada entre la tensión de arco con (1,5 x 40 microsegundos), sobre el valor efectivo de la tensión de arco con corriente alterna en seco es de 1,65.

La tensión de contorno en seco para la Barra Coste N° 2 a 60 cps. se calculó en 265 KV, por tanto la tensión de arco con onda de impulso será aproximadamente:

$$265 \text{ KV} \times 1,65 = 437 \text{ KV (1,5 x 40 microseg.)}$$

De los aisladores de suspensión los más utilizados en la línea de transmisión son los de tipo "caperusa y vástago" (standard suspension insulators).

Estos a su vez pueden ser de dos clases de tipo rótula (ball-and-socket type) y de tipo de orejetas (clevis type), no existe ninguna ventaja del uno sobre el otro, excepto en el montaje que es más rápido con el de tipo rótula o bola.

Las ventajas de este tipo de aisladores caperusa y vástago son muchas, entre otras, el pequeño peso de cada uno de las unidades, facilidad de transporte, aún en el caso de romperse la peg

celans, continúa la suspensión aérea de los conductores de la línea. Su principal desventaja es que debido a su construcción, resulta posible su perforación eléctrica antes de que se llegue a producirse su destrucción mecánica.

Estos aisladores de suspensión "Standard" se ha utilizado enormemente y con gran eficacia en líneas de transmisión tanto para la suspensión de los conductores de la línea propiamente dicha como para finales de líneas.

De estos aisladores de suspensión caperusa y vistago (standard) uno de los más utilizados en Norte América es el que tiene una longitud o altura de $5 \frac{3}{4}$ de pulgadas (146 mm) y un diámetro del disco de 10 pulgadas (254 mm). El promedio de cualquiera de estos discos resiste una tracción de 15,000 libras (6,800Kg) Este será el tipo de aislador que se utilice en la Barra Ceste N° 2.

Para facilitar su selección, prescindiendo del aspecto económico de los aisladores se han utilizado únicamente dos catálogos: el catálogo N° 42 de Ohio Brass de E.U. y el catálogo N° 462 - de Canadian Porcelain del Canadá. El aislador seleccionado corresponde a la clase ASA 52-3 y en el catálogo de O.B. corresponde al número 32440 y en catálogo de C.P. al número 5942 (tipo estufa).

2.6.4.2 Número de aisladores de suspensión en cadena.

De acuerdo al catálogo de O. Brass se tiene los siguientes ve-

lores para la tensión de contorneo en húmedo de acuerdo al número de aisladores:

Número de aisladores Tipo 5942	Tensión de contorneo en húmedo (60 cps.) en KV.
4	170
5	215
6	255
7	295

Estos valores son obtenidos en el laboratorio de acuerdo a las normas ANA., por tanto deben ser corregidos para su operación normal en Quito, aplicándose un factor de corrección de acuerdo a la tabla 2-10 a los factores encontrados. Como para el cálculo de la tensión de contorneo en la línea se utilizó el factor 0,82 correspondiente a la tabla 2-10, este mismo factor se utilizará para la corrección de los valores arriba indicados, resumidos en la tabla 2-12 e indicando también el factor de seguridad.

TABLA 2-12

TENSION DE CONTORNEO Y FACTORES DE SEGURIDAD PARA LOS AISLADORES
EN SUSPENSION

Número de aisladores O.B. tipo 5942	Tensión de contorneo en húmedo a 60 cps. en KV	Factor de seguridad eléctrico,
4	137,4	aprox. 2
5	176,3	2,54
6	209,1	3,03
7	231,9	3,36

Como el factor de seguridad de la Barra Caste N° 2 fue calcula

do en 2,74 por tanto queda eliminando la utilización de 4 y 5 aisladores por cadena, pudiendo utilizarse de 3 en adelante. Con el Catálogo de C.P. se obtienen idénticos resultados.

A continuación en la tabla 2-13 se indican las características de cada una de las unidades de aisladores de acuerdo a la clase ASA 52-3, valores a las condiciones atmosféricas de en sayo o sea diferentes a las de operación normal (Quito).

FIGURA 2-13

PARACTERISTICAS DE LOS CABLES PARA EL SUBCONJUNTO GENERAL ASA 52-3

DIMENSIONES:

Altura	5 3/4" (146 mm)
Diámetro del disco	10 " (254 mm)
Distancia de fuga	11 3/8" (289 mm)
Distancia de arco en seco:	7 3/4" (197 mm)

VALORES ELECTRICOS

Tensión de descarga en seco a baja frecuencia	80 KV
Tensión de descarga en líquido a baja frecuencia	50 KV
Tensión de descarga a choque positiv. (1 x 50 x 40 US) Valor crítico	125 KV
Tensión de descarga a choque negatív. (1,5 x 40 US) Valor crítico	130 KV
Tensión de perforación a baja frecuencia.	110 KV

VALORES MECANICOS

Resistencia electromecánica a la tracción	15.000 lb. (6.800 Kgr).
Resistencia al impacto	55 lb. (25 Kgr).
Ensayo mecánico de tracción (rutina).	7.500 lb. (3.400 Kgr).
Valor del ensayo de carga de ruptura	10.000 lb. (4.536 Kgr).
Máxima carga continua recomendada.	7.500 lb. (3.400 Kgr).

DATOS DE OPERACION DE BVS

Ensayo a baja frecuencia - Tierra a tierra.	7,5 KV
Máxima tensión de radio interferencia a 1.000 Kc.	50,0 microvolts

DATOS VARIOS

Peso de cada Unidad	11,80 lb.
---------------------	-----------

Los valores eléctricos n°o recomendados para un cable de este

y siete aisladores de suspensión clase ASA 52-3 se indican en cuadro o tabla B-14, es tomado del catálogo de G. Brass y con valores en condiciones normales de laboratorio.

TABLA B-14

VALORES ELECTRICOS PARA UNA CADENA DE AISLADORES DE SUSPENSION

VALORES ELECTRICOS	CADENA DE 6 AISLADORES CLASE: ASA 52-3	CADENA DE 7 AISLADORES CLASE: ASA 52-3
Tensión de descarga en seco - 60 cps.	380 KV	435 KV
Tensión de descarga en húmedo - 60 cps.	255 KV	295 KV
Tensión de descarga a choque crítico: *		
Positivas:	610 KV	695 KV
Negativas:	585 KV	670 KV

* onía de impulso de 1,5 x 40 microsegundos.

De acuerdo a la práctica seguida en muchos países y aplicada también en la ciudad de Guayaquil el número de aisladores será de acuerdo al tipo del poste o estructura a utilizarse.

En los postes de alineación se utilizarán tres cadenas de seis aisladores de suspensión.

En los postes de ángulo comprendido entre 15 y 50 grados se utilizarán tres cadenas de siete aisladores.

En los postes de ángulo entre 50 y 90 grados se colocarán -- seis cadenas de siete aisladores de suspensión.

2.6.4.3.- Aisladores horizontales tipo poste.

Como se ha indicado anteriormente en los postes de alineación se utilizarán aisladores horizontales tipo poste, similares a los indicados en el catálogo de G. Brass N° 42 - Item 43790.

Estos aisladores deben tener un coeficiente de seguridad eléctrica igual o mayor que el de la línea y se seguirá un procedimiento igual al indicado para los aisladores de suspensión. *para su selección*

A continuación en la tabla 2-15 se indican los valores para el aislador de G. Brass catálogo N° 42 # 43790 y para el aislador tipo horizontal de HOK catálogo N° 65 # HA-85194 - (Japón).

TABLA 2-15

TENSION DE DESCARGA Y FACTORES DE SEGURIDAD PARA LOS AISLADORES HORIZONTALES TIPO POSTE.

Tipo de aislador	Tensión de descarga en líneas a 60 cps. en KV		Factor eléctrico de seguridad.
	Condiciones de ensayo o prueba	Condiciones de Opito.	
<u>G. Brass (E.U.)</u> Cat. 42 # 43790	160	148	2,14
<u>HOK (Japón)</u> Cat. 45 # HA-85194	200	164	2,38

Como el factor eléctrico de la Barra Oeste N° 2 es de 2,74 no se puede aceptar ninguno de los dos tipos de aisladores, se debe aceptar además que no existen aisladores con tensiones

superiores de descarga en húmedo en el catálogo de O. Braun o en el catálogo de SGK fabricantes de este tipo de aisladores.

De todas maneras en caso de especificación del aislador habría que indicar que el grado de seguridad eléctrica para la Barra Oeste N° 2 es de 2,74 para las condiciones atmosféricas de - quite ya antes indicadas. Las características del aislador # DA-85194 del Catálogo N° 45 de SGK se indican en la tabla 2-16 y son las mfr cercanas a los valores deseados, aunque estos no son aceptados.

Tabla 2-16

CARACTERÍSTICAS DEL AISLADOR TIPO POSTE.

DIMENSIONES

Díámetro de los discos	7 1/8" (190,5 mm)
Largo	32 3/4" (846,7 mm)
Distancia de fuga	71" (1829 mm)

VALORES ELÉCTRICOS:

I Tensión de descarga a 60 cps:

Procedia:

en seco	250 KV
en húmedo	225 KV

Mfnima:

en seco	225 KV
en húmedo	200 KV

II Tensión de ensayo a 60 cps:

en seco	200 KV
en húmedo	180 KV

Tensión de ensayo a choque con una onda de 1,5 x 40 segundos.

350 KV

III Tensión de descarga a choque onda: 1,5 x 40 microsegundos

a) Mfnima:

Positiva:	385 KV
Negativa:	475 KV

b) Procedios:

Positiva:

430 KV

Negativa:

530 KV

VALORES MECANICOS:

Tensi3n en cantiliver

2.800 Lb.

TENSION DE RADIO INTERFERENCIA:

Ensayo a baja frecuencia - Tensi3n
fase a tierra:

440 KV

Mxima tensi3n de radio interferencia
a 1.000 Kc.

200 microvoltios

OTROS DATOS

Peso Neto:

72 Lb.

Para finalizar este estudio de los aisladores para la Barra Q
este N° 2, se debe indicar que serfa muy interesante el hacer
una prueba en laboratorio para ver exactamente cual es la in-
fluencia de las condiciones atmosféricas en Quito y ver si los
valores calculados corresponden a la realidad.

CAPITULO III

CALCULO MECANICO DE LA LIRRA.

3.1. Generalidades.

En esta parte de la tesis únicamente se tratará del cálculo mecánico de la Barra Oeste N° 2, por considerarse que este es un problema un tanto ajeno a la Ingeniería Eléctrica. Únicamente se seguirá un método de cálculo, para existen varios, el que se ha considerado que es de más fácil aplicación sin ser por eso menos exacto.

A continuación se indica la información climatológica básica necesaria para el cálculo mecánico de la Barra Oeste N° 2, esta información ha sido recopilada de datos proporcionados por la Dirección de Aviación Civil, Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología y por el Observatorio Astronómico de Quito.

Estos datos son valores medios y absolutos observados en el período de años 1951 a 1960.

Temperatura media: $13,2^{\circ}\text{C}$ ($55,8^{\circ}\text{F}$).

Temperatura máxima media: $21,1^{\circ}\text{C}$ (70°F).

Temperatura mínima media: $7,7^{\circ}\text{C}$ (46°F).

Temperatura máxima absoluta: $29,9^{\circ}\text{C}$ (86°F).

Temperatura mínima absoluta: $-0,2^{\circ}\text{C}$ ($31,7^{\circ}\text{F}$).

En lo relativo a velocidad de viento:

La velocidad media en Quito es de $4,4$ m/seg. o sea $10,34$ Km/hora habiéndose registrado por el Observatorio Astronómico de Qui-

to en el año de 1946 una velocidad máxima de viento de 22,7 m/seg. o sea de 81,7 Km/hora.

En el aeropuerto se han registrado ráfagas de hasta 55 nudos equivalente a 101 Km/hora.

En base de los datos anteriores se puede asumir los siguientes valores para el cálculo mecánico de la Barra Canto N° 2:

Velocidad máxima absoluta del viento: 110 Km/hora (Se ha usado este valor que es mayor al registrado como máximo en la realidad para tener un margen de seguridad además para estar de acuerdo con las normas internacionales como es el National Electric Safety Code, NESC, quinta edición).

Temperatura mínima absoluta: -1°C (30°F).

Temperatura media del aire: $13,2^{\circ}\text{C}$ ($55,8^{\circ}\text{F}$)

Temperatura máxima del conductor: 50°C (122°F).

Temperatura máxima del aire: 30°C (86°F).

El cálculo mecánico se efectuará de acuerdo a las "Especificaciones Técnicas Generales para Proyectos y Construcciones de líneas de Transmisión" de IBECEL y de acuerdo a otras normas y reglamentos internacionales.

Los cálculos mecánicos deben tener en cuenta diferentes aspectos técnicos y económicos.

Se debe considerar además que al efectuarse el tendido de la línea se lo debe hacer de tal manera que los conductores alcancen una flecha perfectamente definida, teniendo en cuenta

que al hacerse este tendido se produce en la sección de los conductores un esfuerzo de tracción que no debe exceder los límites previstos.

Se debe además analizar que si se tiene conductores poco ten sos se necesitaría estructuras o postes de soporte muy altos para que exista la suficiente distancia mínima admisible entre el suelo y el conductor más bajo y habría el peligro que cuando se produjera fuertes vientos sobre la línea, los conductores se balanceen y podrían llegar a tocarse produciendo cortocircuito.

Por el contrario si se exagera en el tendido de los conductores, estos estarían en el peligro de llegar a la rotura, pues la fatiga del material se eleva con la contracción debida al frío y con la sobrecarga debida al viento, por tanto se debe hacer un balance adecuado para llegar a una solución técnica.

3.2.- Las curvas catenaria y parabola.

Quando se tiene un conductor con carga uniformemente repartida suspendido entre dos apoyos a una misma altura forma una curva llamada catenaria y esto se debe a que la inclinación del conductor en el soporte, que es el factor determinante del esfuerzo de tracción, ha determinado esta forma de curva.

De acuerdo a la figura 3-1, la distancia en el punto más bajo de la curva, situado en el centro de ésta, con respecto a la

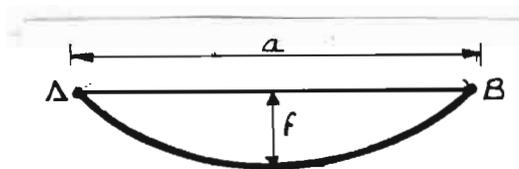


Fig. 3-1

recta horizontal A-B se llama flecha (f) y a la distancia entre A y B se llama luz del vano (a).

Además se designa con P' a la carga por unidad de longitud, con T' a la tensión mecánica del conductor en el punto más bajo de la curva y L a la longitud del conductor.

Con respecto a un eje de coordenadas (ejes OX y OY) la ecuación de la catenaria es la siguiente: (figura 3-2).

$$y = h \cosh \frac{x}{h} \quad (1).$$

Donde se asume que el eje OY pasa por la mitad del vano y el eje OX se encuentra a una distancia h desde el punto más bajo de la curva.

El valor h depende de la relación entre el esfuerzo horizontal

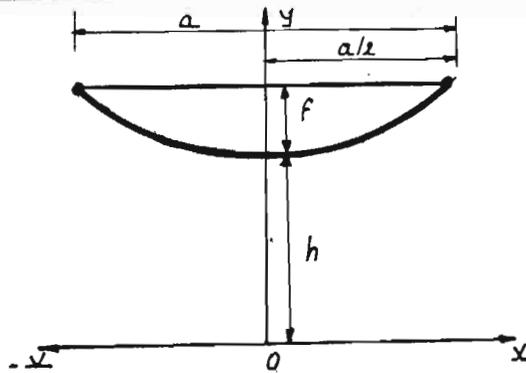


FIG-3-2

T^* que existe en el punto más bajo del conductor y su peso P^* por unidad de longitud:

$h = \frac{T^*}{P^*}$ Donde se puede expresar h en metros, T^* en Kgr. y P^* en Kgr. por metro.

También se puede expresar T^* y P^* en valores específicos:

$$T = \frac{W^2}{g} \left(\frac{K_{sp}}{mm^2} \right) \quad \text{Donde } s \text{ es la sección del conductor en } mm^2.$$

De igual forma:

$$P = \frac{W^2}{g} \left(\frac{K_{sp}/m}{mm^2} \right)$$

De donde se tiene:

$$h = \frac{W}{P} \quad (\text{en metros}) \quad (2)$$

La ecuación de la catenaria se puede transformar introduciendo estos valores indicados anteriormente e sea reemplazando los valores de la ecuación (2) en la ecuación (1):

$$y = h + f = h \cosh \frac{x}{h} = \frac{W}{P} \cosh \left(\frac{P}{W} x \right)$$

que por las series de Maclaurin se tiene:

$$\begin{aligned} h + f &= \frac{W}{P} \left(1 + \frac{x^2 P^2}{2! W^2} + \frac{x^4 P^4}{4! W^4} + \dots \right) \\ &= \frac{W}{P} + \frac{x^2 P}{2 W} + \frac{x^4 P^3}{24 W^3} + \dots \end{aligned}$$

En la práctica se toma únicamente los dos primeros términos del desarrollo de la ecuación de la catenaria con tal que esto sea para vaneos menores de 300 metros (como sería el caso de la Barra Oeste N° 2) quedando entonces:

$$y = h + f = \frac{W}{P} + f = \frac{W}{P} + \frac{x^2 P}{2 W} \quad \text{o sea que}$$

$$f = x^2 \frac{P}{2 W} \quad \text{que es la ecuación de la parábola.}$$

De acuerdo al manual del Ingeniero Electricista, los errores que se cometen por utilizar la ecuación de la parábola en vez

de la catenaria son los siguientes:

"En caso de flechas de hasta 6% del vano, el error es de 1/2%; para una flecha del 10% del vano, la fórmula de la parábola da el valor de la flecha con un error del 2% por defecto".

El valor de x , de acuerdo a la figura 3-2, en la ecuación de la parábola en el caso de los conductores, varía entre 0 y $\pm \frac{a}{2}$

y por tanto la ecuación de la flecha puede escribirse:

$$x = \frac{a}{2} \quad f = \frac{a^2 P}{8 T} \quad \text{de donde se puede obtener T:}$$

$$T = \frac{a^2 P}{8 f}$$

Algunos autores incluyen un factor de seguridad en la fórmula de la flecha y se tendría:

$$f = \frac{a^2 P}{8 T} n \quad \text{donde } n \text{ factor de seguridad.}$$

En esta fórmula para obtener f en metros se debe utilizar los siguientes valores:

a = la longitud del vano en metros,

P = el peso específico del conductor en $Kgr/m - cm^2$

T = la tensión mecánica específica del conductor en Kgr/cm^2

De igual forma la longitud del conductor en la ecuación de la catenaria es dada por la siguiente fórmula:

$$L = h \operatorname{senh} \frac{K}{h} \quad \text{y como se indicó que } h = \frac{T}{P}$$

$$L = \frac{T}{P} \operatorname{senh} \frac{K P}{T} \quad \text{y que por Maclaurin se tiene:}$$

$$L = \frac{x}{f} \left(\frac{x_0 f}{x} + \frac{x^3 f^3}{3! x^3} + \frac{x^5 f^5}{5! x^5} + \dots \right) = x + \frac{x^3 f^2}{6 x^2} + \frac{x^5 f^4}{120 x^4} + \dots$$

La longitud (L) del arco formado por el conductor tendido puede expresarse con mucha exactitud mediante los dos primeros términos de las series y así se tiene que:

$$L = x + \frac{x^3 f^2}{6T}$$

Como el valor de x varía entre 0 y $\pm \frac{a}{2}$ se tiene:

$$L = a + \frac{8f^2}{3a} \quad \text{que se puede expresar en metros si } f \text{ y } a \text{ están en metros.}$$

3.3.- Esfuerzos que actúan sobre los conductores de las líneas.

Se debe notar que el esfuerzo de tracción que se ejerce sobre un conductor tendido y sujeto a los aisladores, varía enormemente por las condiciones climatológicas del lugar en donde están instalados. A continuación se analizarán brevemente las condiciones que afectan a los conductores y que son: agitación del viento, de la temperatura, el peso adicional de la nieve o hielo y la elasticidad.

3.3.1.- La acción del viento.

El viento se lo puede considerar como una fuerza adicional q equivalente a una carga (P') por unidad de longitud del conductor y por tanto aumenta también el valor de la tensión mecánica T' .

Este efecto depende del cuadrado de su velocidad y se lo mide

en Kgr. por m² (libras por pie²) de superficie plana normal a la dirección del viento.

Se ha desarrollado una serie de fórmulas que relacionan la velocidad del viento con la presión que ejerce este en los conductores, todas estas fórmulas podrían expresarse de una manera general por la siguiente ecuación:

$$Pv = K v^2 s$$

donde: Pv es la presión del viento.

K es un coeficiente en función de la temperatura, presión atmosférica y de las dimensiones y forma de la superficie a la cual se ejerce la presión del viento.

v es la velocidad del viento.

s es el área de la superficie plana batida por el viento o el área de la superficie cilíndrica proyectada. Esta superficie es normal a la dirección del viento.

De acuerdo a esta fórmula, en los diferentes países únicamente varía el valor de k dependiendo de las unidades que se utilizan y de las normas existentes.

Así en Alemania se da un valor para K de 0,0052 y 0,0048 en Italia 0,0045. En los Estados Unidos da un valor de K de 0,0025 cuando se utilizan libras y pies y 0,000471 para metros y Kgr.

En las especificaciones técnicas de INREML se encuentra la siguiente fórmula para el cálculo de la presión del viento:

$$P_v = \frac{c \cdot k}{16} v^2$$

donde: c es un coeficiente de "desuniformidad del viento en el vano"

$c = 0,75$ para cables con $v \geq 30,5$ m/seg.

$c = 0,85$ para cables con $v < 30,5$ m/seg.

$c = 1$ para soportes, accesorios y aisladores.

k es un coeficiente aerodinámico que vale:

$k = 1,2$ para cables de hasta 12,5 mm hasta 15,8 mm

$k = 1,0$ para cables de diámetro mayor de 15,8 mm

v es la velocidad del viento en m/seg.

El National Electric Safety Code, 5ta Edición, indica como un valor de carga liviana el de 9 libras por pie cuadrado ($43,9 \text{ Kg/m}^2$) de presión del viento que actúa horizontalmente transversal a la línea del área proyectada de un conductor sin nieve o hielo y a una temperatura de 30°F (-1°C).

Por tanto considerando únicamente la presión del viento y el peso del conductor, se acusa que la carga P^1 por unidad de longitud es la resultante de dos acciones normales, la carga P_0 debida al peso propio del conductor y la carga P_v debida a la acción del viento. Ver figura 3-3).

El valor de P^1 será por tanto:

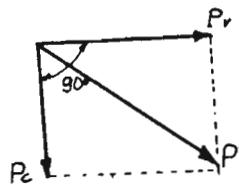


Fig. 3-3

$$P' = \sqrt{P_v + P_v}$$

El National Electric Safety Code recomienda añadir para cargas livianas al valor encontrado de P' un coeficiente de seguridad de 0,05 libras por pie lineal.

En el cálculo de la Barra Coste N° 2 se utilizará la fórmula dada por INDOEL tomando en cuenta el coeficiente de seguridad dado por NRSO. 5ta edición.

3.3.2.- La acción de la temperatura.

Debido a la temperatura los conductores experimentan dilataciones y contracciones que afectan a la longitud de la línea y por tanto a su flecha y a la tensión mecánica T . En esto se considera tanto la temperatura ambiente, como el aumento de la temperatura por el paso de la corriente por los conductores.

3.3.3.- Fase adicional de la nieve o hielo.

En la Barra Oeste N° 2 no se tomará en cuenta este aspecto debido a que no se producen estas condiciones en Quito.

3.3.4.- La elasticidad del conductor.

Al hacerse el tendido de un conductor al que se le está aplicando un esfuerzo T , este se alarga en cierta medida que es proporcional a la longitud del conductor, el coeficiente de alargamiento e inversamente proporcional a su sección.

3.3.5.- Conclusiones.

Por tanto por cualquiera de las causas anotadas anteriormente variará el valor de la tensión mecánica T , lo mismo la longitud del conductor y por consiguiente también cambiará el esfuerzo final al que el conductor está sometido.

En base de lo expuesto es necesario calcular la tensión del tendido para la Barra Oeste N° 2, tomando en cuenta la temperatura ambiente de Quito en el momento de la operación, de modo que aunque se produzcan las condiciones climatológicas más desfavorables la tensión máxima T_m , soportada por el conductor no pase del porcentaje de la carga de rotura de este, que ha sido asignado como coeficiente de seguridad. Normalmente se considera este porcentaje entre el 40 al 50% de la carga de rotura.

3.4.- Hiptesis asumidas.

Se puede considerar las hiptesis, para el cálculo mecánico

de la Barra Oeste N° 2, que toma en cuenta los valores extremos de temperatura y viento.

Hipótesis 1.- Se asume la temperatura mínima de -1°C (30°F) con una presión del viento de $43,9 \text{ Kg/m}^2$ (9 libras por pie cuadrado) que corresponde a una velocidad del viento de 110 Km/hora (velocidad máxima registrada en Quito es de 102 Km/hr).

Hipótesis 2.- Se asume la temperatura máxima del conductor de 50°C (122°F) y sin viento. En ésta se toma en cuenta el aumento de temperatura por paso de la corriente en los conductores.

Esta última hipótesis está de acuerdo al reglamento Español y norteamericano.

Se pudo haber asumido una tercera hipótesis en base de la temperatura media de Quito de $13,2^{\circ}\text{C}$ y con una presión media del viento de $1,025 \text{ Kg/m}^2$ que corresponde a la velocidad media del viento de Quito de 4,4 m/seg. ($15,85 \text{ Km/hora}$), pero esta presión del viento es tan pequeña que afecta en muy poco la carga de los conductores y sus valores serán muy cercanos a los que se calcularán más adelante partiendo de la segunda hipótesis a varias temperaturas.

3.5.- Ecuación del cambio de condiciones.

Como se indicó anteriormente en el numeral 3-3 la tensión del conductor y su flecha no solo se determina por el peso propio del conductor sino también por la temperatura de funcionamiento de la línea.

La fórmula de cambio de condiciones relaciona las diferentes variaciones que se producen en los conductores en dos estados distintos. Esta ecuación permite determinar la tensión con la que debe tenderse el conductor en las condiciones climatológicas del montaje, para que en las peores condiciones que pueda ocurrir, la tensión del conductor no pase del valor máximo autorizado $T_m = T_r/n$; donde T_r represente la tensión de rotura y n el coeficiente de seguridad que de acuerdo a la práctica surge para no debe ser inferior de 2,5 para cables. Para una cierta hipótesis de temperatura t_1 , corresponde una tracción T_1 y una carga P_1 y la longitud L_1 del conductor correspondiente a estos valores será:

$$L_1 = a + \frac{a^3 P_1^2}{24 T_1^2}$$

Y para otra hipótesis o sea de diferente temperatura y tracción se tendrá:

$$L_2 = a + \frac{a^3 P_2^2}{24 T_2^2}$$

La diferencia de longitud se debe al efecto de dilatación por cambio de temperatura.

Si se designa por α al coeficiente de dilatación lineal y suponiendo que la longitud del vano sea igual a la longitud del conductor ($a = L$), ya que es muy pequeña la diferencia. La diferencia de longitud por efecto de la dilatación será por tanto:

$$\Delta L = a (t_1 - t_2), \text{ siendo } t_1 \text{ y } t_2 \text{ las temperaturas.}$$

Y llamando E al módulo de elasticidad y τ_1 y τ_2 las tensiones específicas, el cambio de longitud por efecto de elasticidad será:

$$\Delta L = \frac{a (\tau_1 - \tau_0)}{E}$$

Sumando ambos efectos se tiene:

$$L_1 - L_2 = a \delta (t_1 - t_2) + a (\tau_1 - \tau_2) \frac{1}{E}$$

Teniendo en cuenta el valor de las longitudes L_1 y L_2 se tendrá:

$$\frac{a^3 P_1^2}{24 \tau_1^2} - \frac{a^3 P_2^2}{24 \tau_2^2} = a \delta (t_1 - t_2) + a (\tau_1 - \tau_2) \frac{1}{E}$$

De donde se tiene:

$$\frac{a^2}{24} \left(\frac{P_1^2}{\tau_1^2} - \frac{P_2^2}{\tau_2^2} \right) = \delta (t_1 - t_2) + (\tau_1 - \tau_2) \frac{1}{E}$$

Que es la ecuación conocida bajo el nombre de ecuación de estado del conductor o de cambio de condiciones.

3.6.- Cálculo de la Barra Cesta N° 2.

3.6.1.- Características de los conductores de fase e hilo de guardia.

A continuación se indicarán las principales características técnicas y físicas del conductor de fase y del hilo de guardia.

Conductor Aluminio-Acero (tipo Merlin) 336,4 MCM

Sección del Aluminio:	170,5 mm ²	0,2642 pulg. ²
Sección del Acero:	9,4 mm ²	0,0147 pulg. ²

Sección total:	179,9 mm ²	0,2789 pulg. ²
Diámetro total:	17,37 mm	0,684 pulg.
Diámetro del acero:	3,47 mm	0,1367 pulg.
Carga de rotura:	4.060 Kgr.	8,955 libras
Peso del Aluminio:	468,4 Kgr/Km	315 lbz./1000'
Peso del acero	73,6 Kgr/Km	50 lbz./1000'
Peso total:	542,0 Kgr/Km	365 lbz./1000'
Módulo de elasticidad:	7.000 Kgr/mm ²	9,5 x 10 ⁶ lb/plg ²
Coefficiente de dilatación por °C (por°F).	21,2 x 10 ⁻⁶	(11,8 x 10 ⁻⁶)

Composición:

18 hilos de Aluminio de 3,47 mm (0,1367 pulg) de diámetro.

7 hilos de acero de 3,47 mm (0,1367 pulg) de diámetro.

Características del hilo de guardia de acero de 3/8":

Sección:	51,08 mm ²	0,07911 pulg. ²
Diámetro	9,14 mm	3/8 pulg.
Peso	406 Kgr/Km	273 Lb/1000 pies
Carga de rotura	4.899 Kgr.	10.800 Lb.
Módulo de elasticidad	16.200 Kgr/mm ²	20,3 x 10 ⁶ lb/plg ²
Coefficiente de dilatación por °C (por°F)	12,6 x 10 ⁻⁶	(6,6 x 10 ⁻⁶)

Composición:

7 hilos de 3 mm (0,12 pulg) de diámetro.

3.6.2.- Cálculo mecánico para los conductores de fase.

De acuerdo a las hipótesis indicadas, se partirá como condición

inicial a la hipótesis más desfavorable que es la primera en la que se cause un viento de 110 Km/hora (30,6 m/seg). Y aplicando la fórmula indicada anteriormente se tiene la presión correspondiente:

$$P_v = \frac{0.6k}{16} v^2 \text{ donde } k = 1; c = 0,75; v = 30,6 \text{ se tiene:}$$

$$P_v = \frac{0,75 (30,6)^2}{16} = 43,9 \text{ Kgr/m}^2 \text{ (9 lb/pulg}^2\text{)}$$

La otra condición de la primera hipótesis era una temperatura de -1°C (30°F), además se supone un vano medio de 100 metros en base de que la Barra Coste N° 2 atravesará por sectores unidos.

La acción del viento sobre un metro del conductor Herlin vale lo siguiente:

$$P_v' = P_v \cdot d; \text{ donde } d = \text{diámetro en metros} = 0,01737 \text{ m.}$$

$$P_v' = 43,9 \text{ Kgr/m}^2 \times 0,01737 = 0,763 \text{ Kgr/m}$$

Se tiene además que el peso del conductor Herlin por metro es: $0,542 \text{ Kgr/m}$.

Como las dos acciones peso y presión del viento son perpendiculares entre sí su resultante es igual:

$$P' = \sqrt{0,763^2 + 0,542^2} = \sqrt{0,876} = 0,936 \text{ Kgr/m}$$

De acuerdo al National Electric Safety Code (NESC) 5ta Edición:

para este tipo de cargas livianas recomienda que se añada a la resultante total un valor constante de 0,05 libras/pie que es igual a 0,074 Kgr/m. Por tanto:

$$0,936 + 0,074 = 1,01 \text{ Kgr/m (0,680 Lb/pies)}$$

Este valor coincide con el dado por las tablas de ALCAN para las mismas circunstancias de carga.

El peso específico del conductor en estas circunstancias será:

$$P = \frac{P^*}{S} \quad \text{donde } P^* = 1,01 \text{ Kgr/m y } S \text{ la sección; } 179,9 \text{ mm}^2$$

$$P = \frac{1,01 \text{ Kgr/m}}{179,9 \text{ mm}^2} = 5,62 \times 10^{-3} \text{ Kgr/m-mm}^2$$

El coeficiente de sobrecarga en esta hipótesis sería:

$$n = \frac{1,01}{0,763} = 1,32$$

La tensión de rotura de este conductor es de 4.060 Kgr o sea su tensión específica de rotura es $\frac{4.060 \text{ Kgr}}{179,9 \text{ mm}^2} = 22,6 \text{ Kgr/mm}^2$

Y de acuerdo a los reglamentos europeos se toma un coeficiente de seguridad de 2,5 por tanto, la tensión específica máxima para utilizar en este cálculo sería de: $\frac{22,6}{2,5} = 9,04 \text{ Kgr/mm}^2$ que corresponde a una tensión máxima que podría ser utilizada en este cálculo de:

$$T = 1.624 \text{ Kgr.}$$

La flecha para esta tensión será:

$$f = \frac{n^2 P \cdot L}{8} = \frac{(100 \text{ m})^2 \cdot 1,01 \text{ Kgr/m} \cdot 1,32}{8 \cdot 1.624 \text{ Kgr.}} = 1,03 \text{ m}$$

$$f = 1,03 \text{ N.}$$

Aplicando la ecuación de cambio de condiciones para las dos hipótesis en estado y modificando la ecuación hasta tener ésta en la forma:

$$v_1^2 (T_1 + A) = B \quad \text{se tiene:}$$

$$v_1^2 \left(T_1 + \delta (t_1 - t_2)E - v_2 + \frac{a^2 P_2^2 m_2^2 E}{24 T_2^2} \right) = \frac{a^2 P_1^2 m_1^2 E}{24}$$

Donde:

$$A = \delta (t_1 - t_2)E - v_2 + \frac{a^2 P_2^2 m_2^2 E}{24 T_2^2}$$

$$B = \frac{a^2 P_1^2 m_1^2 E}{24}$$

Donde:

$$\delta = 21,2 \times 10^{-6} ; E = 7.000 \text{ Kgr/mm}^2$$

$m_2 = 1,32$ (coeficiente de sobrecarga) para la hipótesis 1

$m_1 = 1,00$ (coeficiente de sobrecarga) para la hipótesis 2.

$$t_1 = 50^\circ\text{C}; \quad t_2 = -1^\circ\text{C}$$

T_1 = Tensión específica, en la segunda hipótesis, es la incógnita del problema.

$$v_2 = 9,04 \text{ Kgr/mm}^2; \quad P_2 = 5,62 \times 10^{-3} \text{ Kgr/m} - \text{mm}^2$$

$$P_1 = \frac{P_1 + c}{s} \quad \text{donde: } P_1 = 0,542 \text{ Kgr/m}$$

c es la constante recomendada por NBSG = 0,074 Kgr/m

y s es la sección del conductor Merlin: 179,9 mm² de donde se tiene:

$$P_1 = \frac{0,542 \text{ Kgr/m} + 0,074 \text{ Kgr/m}}{179,9 \text{ mm}^2} = \frac{0,616 \text{ Kgr/m}}{179,9 \text{ mm}^2} = 3,43 \times 10^{-3} \text{ Kgr/m-mm}^2$$

Reemplazando estos valores en las fórmulas indicadas se tiene:

$$A = 21,2 \times 10^{-6} (50+1) 7.000 \frac{\text{Kgr}}{\text{mm}^2} - 9,04 \frac{\text{Kgr}}{\text{mm}^2} + \frac{(100\text{m})^2 (3,43 \times 10^{-3})^2}{24 \times (9,04 \text{ Kgr/mm}^2)^2} + \frac{1,32^2 \times 7.000 \text{ Kgr/mm}^2}{1.960}$$

$$A = 149,4 \times 10^{-3} (51) \frac{\text{Kgr}}{\text{mm}^2} - 9,04 \frac{\text{Kgr}}{\text{mm}^2} + \frac{1,645}{1.960} \text{ Kgr/mm}^2$$

$$A = 7,57 \text{ Kgr/mm}^2 - 9,04 \text{ Kgr/mm}^2 + 1,95 \text{ Kgr/mm}^2$$

$$A = 0,48 \text{ Kgr/mm}^2$$

Reemplazando los valores para el valor de B se tiene:

$$B = \frac{(100\text{m})^2 (3,43 \times 10^{-3} \text{ Kgr/m-mm}^2)^2}{24} + 7.000 \text{ Kgr/mm}^2$$

$$B = \frac{821,2}{24} \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6 = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6$$

De donde se tiene que la ecuación general de tercer grado es:

$$P_1^2 (P_1 + 0,48 \text{ Kgr/mm}^2) = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6$$

Resolviendo esta ecuación por el método de la regla de cálculo

se obtiene:

$$T_1 = 3,10 \text{ Kgr/cm}^2$$

Este valor resuelve la ecuación de tercer grado:

$$251 (3,10 + 0,46) = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{cm}^6$$

El valor de la tensión T_1 , correspondiente a esta tensión específica es:

$$T_1' = T \times s = 3,10 \text{ Kgr/cm}^2 \times 179,9 \text{ cm}^2 = 557 \text{ Kgr.}$$

Con este valor se calcula la flecha para esta condición:

$$f_1 = \frac{(100 \text{ m})^2 \cdot 0,542 \text{ Kgr/m} \times 1}{8 \times 557 \text{ Kgr}} = \frac{5,420}{4,456} \text{ m} = 1,22 \text{ m.}$$

$$f_1 = 1,22 \text{ m.}$$

Esta flecha será la máxima y servirá para trazar la plantilla de la línea.

Como se ha indicado anteriormente se comete un error menor del 1/2%, cuando se tiene una flecha menor del 6% de la longitud del vano por utilizar la ecuación de la parábola en vez de la catenaria por tanto en este caso la flecha es 1,32% de la longitud del vano y el error cometido será sucesamente pequeño.

Una vez determinada la flecha máxima y la tensión en este vano medio de 100 metros que se ha considerado como vano básico, se puede calcular las flechas para diferentes longitudes de vano

y para las mismas condiciones de trabajo, es decir a 50°C (122°F) y a una tensión constante de erosión de 614 Kgr o tensión específica de 3,41 Kgr/cm².

Estas flechas se pueden calcular en base a la siguiente fórmula:

$$f_x = \frac{f_b \cdot a_x^2}{a_b^2} \quad \text{donde:}$$

f_x = flecha del vano x

f_b = flecha del vano básico = 1,10 m.

a_x = longitud del vano x.

a_b = longitud del vano básico = 100 m.

Estos valores de las flechas se han resumido en la tabla 3-1.

TABLA 3-1

VALORES DE LAS FLECHAS PARA UNA TEMPERATURA DE 50°C Y TENSION ESPE-

CIFICA: 3,41 Kg/cm², DE LOS CONDUCTORES DE FASE

<u>Vano en metros</u>	<u>Flecha en metros</u>
40	0,20
50	0,30
60	0,44
70	0,60
80	0,78
90	0,99
100	1,22
110	1,48
120	1,76
130	2,06
140	2,39
150	2,75
160	3,12
170	3,53
180	3,95
190	4,40
200	4,88

Asumiendo que no se tiene ninguna sobrecarga se obtendrá a con-
tinuación las diferentes tensiones específicas y diferentes fig-
uras para las temperaturas de 0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40,

45 y 50 grados centígrados. Para esto se utiliza la misma ecuación de cambio de condiciones pero en la forma: $V^2 (T + A) = B$

El valor de B no varía y es de $34,3 \text{ Kgx}^3/\text{mm}^6$

El valor de A varía únicamente en lo referente a la diferencia de temperaturas $(t_2 - t_1)$

$$A = 21,2 \times 10^{-6} (t_2 - t_1) 7.000 \text{ Kgx}/\text{mm}^2 - 9,04 \text{ Kgx}/\text{mm}^2 + 1,95$$

$$A = 148,4 \times 10^{-3} (t_2 - t_1) \text{ Kgx}/\text{mm}^2 - 7,09 \text{ Kgx}/\text{mm}^2$$

donde $t_1 = -1^\circ\text{C}$ (30°F) y t_2 las diferentes variaciones de temperatura.

Para $t_2 = 0^\circ\text{C}$:

$$A_0 = 0,89 - 7,09 = -6,20 \text{ Kgx}/\text{mm}^2$$

Para $t_2 = 5^\circ\text{C}$:

$$A_5 = -6,20 \text{ Kgx}/\text{mm}^2$$

Para $t_2 = 10^\circ\text{C}$:

$$A_{10} = -5,46 \text{ Kgx}/\text{mm}^2$$

Para $t_2 = 15^\circ\text{C}$:

$$A_{15} = -4,72 \text{ Kgx}/\text{mm}^2$$

Para $t_2 = 20^\circ\text{C}$:

$$A_{20} = -3,98 \text{ Kgx}/\text{mm}^2$$

Para $t_2 = 25^\circ\text{C}$:

$$A_{25} = -3,23 \text{ Kgx}/\text{mm}^2$$

Para $t_2 = 30^\circ\text{C}$:

$$A_{30} = - 2,49 \text{ Kgr/mm}^2$$

$$\text{Para } t_2 = 35^\circ\text{C:}$$

$$A_{35} = - 1,75 \text{ Kgr/mm}^2$$

$$\text{Para } t_2 = 40^\circ\text{C:}$$

$$A_{40} = - 1,01 \text{ Kgr/mm}^2$$

$$\text{Para } t_2 = 45^\circ\text{C:}$$

$$A_{45} = - 0,26 \text{ Kgr/mm}^2$$

$$\text{Para } t_2 = 50^\circ\text{C:}$$

$$A_{50} = 0,48 \text{ Kgr/mm}^2$$

Por tanto las diferentes ecuaciones de la forma: $\tau^2(T + A) = B$, serán para las diferentes temperaturas de las indicadas a continuación, Resolviendo estas ecuaciones por el método de la regla de cálculo se encuentran las diferentes tensiones específicas (τ) para las diferentes temperaturas:

$$\text{Para } 0^\circ\text{C:}$$

$$\tau_0^2 (\tau_0 - 6,94) = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6 \quad \tau_0 = 7,94 \text{ Kgr/mm}^2$$

$$\text{Para } 5^\circ\text{C:}$$

$$\tau_5^2 (\tau_5 - 6,20) = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6 \quad \tau_5 = 6,92 \text{ Kgr/mm}^2$$

$$\text{Para } 10^\circ\text{C:}$$

$$\tau_{10}^2 (\tau_{10} - 5,46) = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6 \quad \tau_{10} = 6,32 \text{ Kgr/mm}^2$$

$$\text{Para } 15^\circ\text{C:}$$

$$v_{15}^2 (v_{15} - 4,72) = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6$$

$$v_{15} = 5,76 \text{ Kgr/mm}^2$$

Para 20°C:

$$v_{20}^2 (v_{20} - 3,98) = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6$$

$$v_{20} = 5,23 \text{ Kgr/mm}^2$$

Para 25°C:

$$v_{25}^2 (v_{25} - 3,13) = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6$$

$$v_{25} = 4,70 \text{ Kgr/mm}^2$$

Para 30°C:

$$v_{30}^2 (v_{30} - 2,49) = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6$$

$$v_{30} = 4,32 \text{ Kgr/mm}^2$$

Para 35°C:

$$v_{35}^2 (v_{35} - 1,75) = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6$$

$$v_{35} = 3,95 \text{ Kgr/mm}^2$$

Para 40°C:

$$v_{40}^2 (v_{40} - 1,01) = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6$$

$$v_{40} = 3,62 \text{ Kgr/mm}^2$$

Para 45°C:

$$v_{45}^2 (v_{45} - 0,26) = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6$$

$$v_{45} = 3,34 \text{ Kgr/mm}^2$$

Para 50°C:

$$v_{50}^2 (v_{50} + 0,48) = 34,3 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6$$

$$v_{50} = 3,10 \text{ Kgr/mm}^2$$

A continuación se indican en la tabla 3-2 las flechas corregidas a las tensiones encontradas para las diferentes temperaturas y para un vano promedio de 100 metros, estos valores fueron encontrados en base a la fórmula de la flecha:

$$f = \frac{a^2 p m}{8 T} = \frac{(100 \text{ m})^2 0,542 \times 1}{8 T} = \frac{677,5}{T}$$

TABLA 3-2

VALORES DE LAS FLECHAS PARA UN VANO PROMEDIO DE 100 METROS, A DIFERENTES TEMPERATURAS Y TENSIONES DE LOS CONDUCTORES DE FASE

Temperatura en grados C.	Tensión Especifica en Kgr/cm ²	Tensión en Kgr	Flecha en metros
0	7,54	1.356	0,50
5	6,92	1.245	0,54
10	6,32	1.137	0,60
15	5,76	1.036	0,66
20	5,23	941	0,72
25	4,70	846	0,80
30	4,32	777	0,87
35	3,95	711	0,95
40	3,62	651	1,04
45	3,34	600	1,13
50	3,10	557	1,22

En base a la tabla 3-2 se ha construido el gráfico, figura 3-4 que indica las flechas y tensiones del conductor Merlin en función de la temperatura.

En la tabla 3-3 se indican las diferentes flechas para los diferentes vanos entre 40 metros y 200 metros, a distintas temperaturas y tensiones y sin sobrecarga.

TENSIONES ESPECIFICAS Y FLECHAS PARA UN VANO DE 100M. DE CONDUCTOR MERLIN

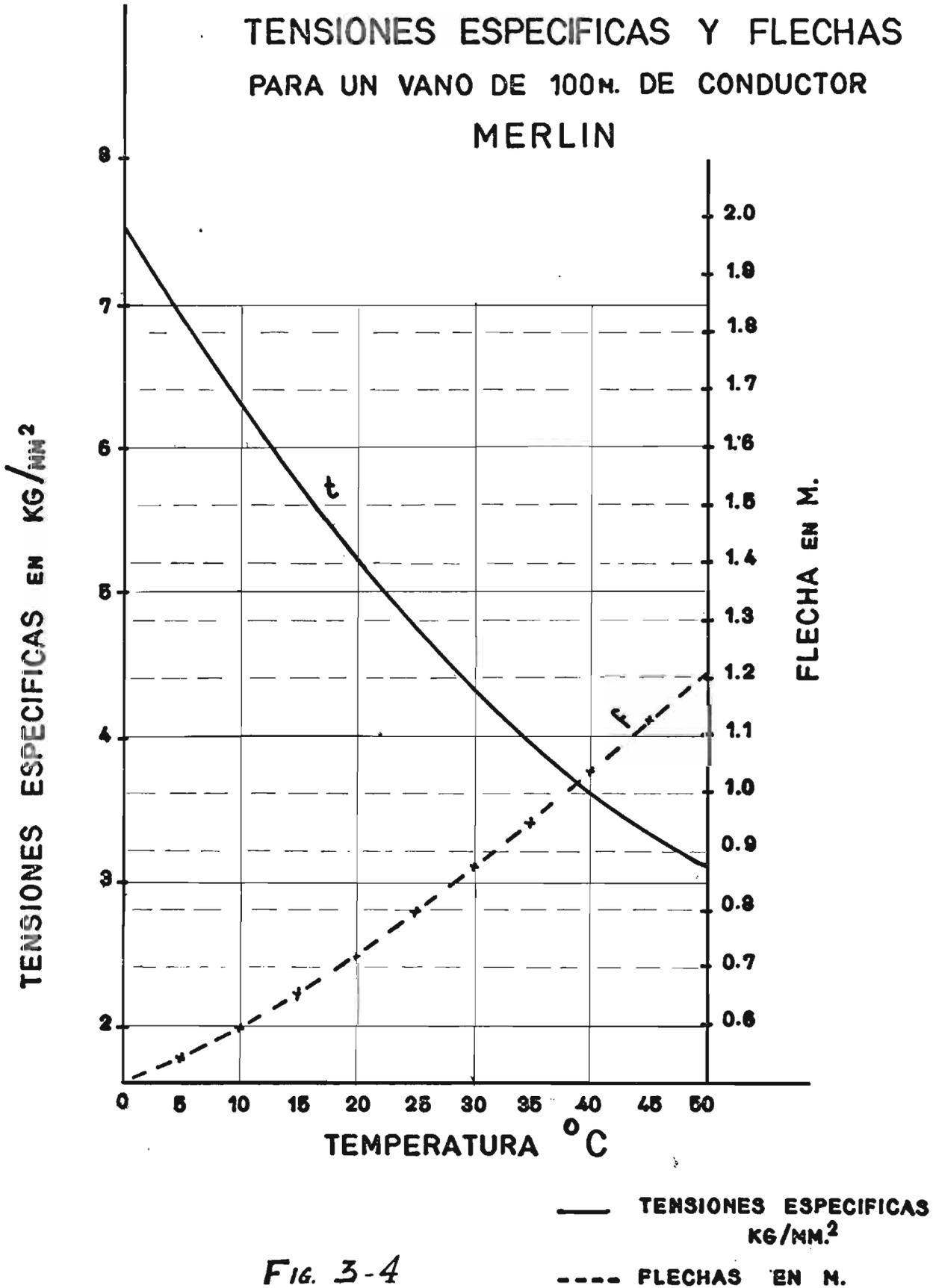


Fig. 3-4

Tabla 3-3

VALORES DE LAS FLECHAS PARA DIFERENTES VAMOS, TENSIONES Y TEMPERATURAS,
SIN SOBRECARGA, DE LOS CONDUCTORES DE FASE

Temperature°C	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°
Tensiones en Kgr.	1,356	1,245	1,137	1,036	941	846	777	711	651	600	557
Vamos en metros.	Flechas en metros.										
40	0,08	0,09	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,18	0,20
50	0,12	0,14	0,15	0,17	0,18	0,20	0,22	0,24	0,26	0,28	0,30
60	0,18	0,20	0,22	0,24	0,26	0,29	0,31	0,34	0,37	0,41	0,44
70	0,24	0,26	0,29	0,32	0,35	0,39	0,43	0,47	0,51	0,55	0,60
80	0,32	0,35	0,38	0,42	0,46	0,50	0,56	0,61	0,67	0,72	0,78
90	0,40	0,44	0,49	0,53	0,58	0,65	0,71	0,77	0,84	0,92	0,99
100	0,50	0,54	0,60	0,66	0,72	0,80	0,87	0,95	1,04	1,13	1,22
110	0,60	0,65	0,73	0,80	0,87	0,97	1,05	1,15	1,26	1,37	1,48
120	0,72	0,78	0,86	0,95	1,04	1,15	1,25	1,37	1,49	1,63	1,76
130	0,84	0,91	1,01	1,12	1,22	1,35	1,47	1,60	1,76	1,91	2,06
140	0,98	1,06	1,18	1,29	1,41	1,57	1,71	1,86	2,02	2,21	2,39
150	1,12	1,22	1,35	1,49	1,63	1,80	1,96	2,14	2,34	2,54	2,75
160	1,28	1,38	1,54	1,70	1,84	2,13	2,23	2,43	2,66	2,89	3,12
170	1,44	1,56	1,73	1,91	2,08	2,31	2,52	2,74	3,00	3,27	3,53
180	1,62	1,73	1,94	2,14	2,33	2,59	2,82	3,08	3,37	3,66	3,95
190	1,80	1,95	2,17	2,38	2,60	2,89	3,14	3,43	3,76	4,08	4,40
200	2,00	2,16	2,40	2,64	2,88	3,20	3,48	3,80	4,16	4,52	4,88

Se puede calcular para otras alternativas pero como se trata de una tesis se ha considerado que con los ejemplos calculados

indican claramente el procedimiento a seguirse en el cálculo mecánico de los conductores de fase de la Barra Oeste N° 2.

3.6.3.- Cálculo mecánico para el hilo de guardia o cable de tierra.

Para el cálculo mecánico del hilo de guardia se sigue un procedimiento similar al efectuado con los conductores de fase.

Se mantendrán las mismas hipótesis que se consideró anteriormente para el conductor Merlin.

Para la primera hipótesis se consideró una velocidad del viento de 110 Km/hora o sea una presión equivalente de 43,9 Kgr/m² y a una temperatura de -4°C (30°F).

La acción de viento sobre un metro lineal de conductor de acero de 3/8" será:

$$P_v = d \cdot P_v \quad \text{donde } d = 9,14 \text{ mm} \quad P_v = 43,9 \text{ Kgr/m}^2.$$

$$P_v = 0,00914 \text{ m} \times 43,9 \text{ Kgr/m}^2 = 0,401 \text{ Kgr/m}$$

El peso del conductor es de 0,406 Kgr/m.

Como las acciones del viento y del peso del conductor son perpendiculares entre sí, la resultante será:

$$\sqrt{0,401^2 + 0,406^2} = \sqrt{0,3256} = 0,571 \text{ Kgr/m}$$

Conforme a lo indicado anteriormente, para este tipo de cargas livianas el ENSC sugiere que se aumente la carga en 0,05 lb/ft

que es igual a 0,074 Kgr/m. Por tanto añadiendo esto se tiene:

$$0,571 + 0,074 = 0,645 \text{ Kgr/m.}$$

El factor de sobrecarga por la presión del viento para este caso será:

$$n = \frac{0,571}{0,401} = 1,42$$

De acuerdo a lo indicado en el Capítulo I, la distancia mínima vertical entre los conductores de fase y el hilo de guardia se aumentó de $d_g = 1,20$ m. De acuerdo a los diferentes reglamentos, tanto europeos como americanos, las flechas de los conductores de hilo de guardia deben ser menores que los de fase, y siguiendo a los estudios realizados por Bouley en los Estados Unidos sobre la protección de una línea contra rayos, propone que la separación en medio vano debe ser 1,5 veces la distancia normal entre el hilo de guardia y los conductores de fase, lo que da una distancia en medio vano de:

$$d_{gv} = 1,5 \times 1,2 \text{ m} = 1,80 \text{ metros.}$$

Supuesto un vano medio de 100 metros, que para los conductores de fase tomando en cuenta la segunda hipótesis o sea a 50°C y sin sobrecarga, dio una flecha máxima de 1,22 m. La suma entre la distancia $d_g = 1,20$ m y la flecha máxima de los conductores de 1,22 m se obtiene:

$$1,20 + 1,22 = 2,42 \text{ m.}$$

La flecha del cable de tierra en medio vano deberá tener por

tanto:

$$f = 2,42 - 1,80 = 0,62 \text{ metros.}$$

La tensión específica correspondiente a esta flecha sería:

$$\tau = \frac{M^2}{8 \pi f} = \frac{(100 \text{ m})^2 \times 0,406 \text{ Kg/m}}{8 \times 51,08 \text{ mm}^2 \times 0,62} = \frac{4060}{253} = 16 \text{ Kg/cm}^2$$

A continuación en la tabla N° 3-4 se indican las diferentes flechas para los diferentes vases, a 50°C y sin sobrecarga.

TABLA 1-4

VALORES DE LAS FLECHAS PARA UNA TEMPERATURA DE 50°C TENSION ESPECIFI-
CA DE 16 Kgr/mm², DEL HILO DE GUARDIA

<u>Tubo en metros</u>	<u>Flecha en metros</u>
40	0,10
50	0,15
60	0,22
70	0,30
80	0,40
90	0,50
100	0,62
110	0,75
120	0,89
130	1,05
140	1,22
150	1,39
160	1,59
170	1,79
180	2,01
190	2,24
200	2,48

Tomando como datos iniciales los siguientes:

$$T_2 = 6,1 \text{ Kgr/mm}^2 \quad t_2 = 50 \text{ }^\circ\text{C} \quad n_2 = 1 \text{ (sin sobrecarga)} \quad a=100 \text{ m}$$

Se puede calcular la tensión específica para la primera hijá
tesis o sea:

$t_1 = -1^\circ\text{C} (30^\circ\text{F})$ $n_1 = 1,42$ que tiene en cuenta la sobrecarga del viento.

Aplicando la ecuación del cambio de condiciones en la forma:

$$\sigma_1^2 = \sigma_1 - A) = B$$

donde:

$$A = \delta (t_1 - t_2) E - \sigma_2 + n^2 \cdot P_2^2 \cdot E \cdot n_2^2 \quad y$$

$$B = \frac{n^2 \cdot P_1^2 \cdot E \cdot n_1^2}{24}$$

Donde: $P_1 = \frac{0,571 \text{ Kgf/m}}{51,08 \text{ mm}^2} = 11,18 \times 10^{-3} \text{ Kgf/m-mm}^2$

$P_2 = \frac{0,406 \text{ Kgf/m}}{51,08 \text{ mm}^2} = 7,95 \times 10^{-3} \text{ Kgf/m-mm}^2$

$\delta =$ coeficiente lineal de dilatación $= 12,6 \times 10^{-6}$

$E =$ módulo de elasticidad $= 16.200 \text{ Kgf/mm}^2$

Reemplazando estos valores en A se tiene:

$$A = 12,6 \times 10^{-6} (-1^\circ\text{C} - 50^\circ\text{C}) 16.200 \text{ Kgf/mm}^2 - 16 \text{ Kgf/mm}^2 + \frac{(100\text{mm})^2 (7,95 \times 10^{-3} \text{ Kgf/m-mm}^2)^2 16.200 \text{ Kgf/mm}^2}{24 (16 \text{ Kgf/mm}^2)^2}$$

$$A = -10,40 \text{ Kgf/mm}^2 - 16 \text{ Kgf/mm}^2 + 1,67 \text{ Kgf/mm}^2 = -24,73 \text{ Kgf/mm}^2$$

$$A = -24,73 \text{ Kgf/mm}^2$$

De igual forma se tiene el valor de B:

$$B = \frac{(100\text{mm})^2 (11,18 \times 10^{-3} \text{ Kgf/m-mm}^2)^2 \times 16.200 \text{ Kgf/mm}^2 \times 1,42^2}{24}$$

24

$$B = 1705 \text{ Kgf}^3/\text{mm}^6$$

Y la ecuación a resolverse es:

$$T_1^2 (T_1 - 24,73) = 1.705 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6$$

Esta ecuación resolviendo por la regla de Ruffini se tiene:

$$T_1 = 27,06 \text{ Kgr/mm}^2$$

De donde la tensión T_2 en kilogramos será:

$$T_2 = 27,06 \text{ Kgr/mm}^2 \times 51,08 \text{ mm}^2 = 1.382 \text{ Kgr.}$$

Como la carga de rotura es para este cable de 3/8" de acero de 4.899 Kgr., el coeficiente de seguridad será:

$$C_s = \frac{4.899 \text{ Kgr}}{1.382 \text{ Kgr}} = 3,54$$

Este coeficiente es mayor que el normalmente usado de 2,5 por tanto los supuestos en este cálculo están dentro de los límites permisibles.

La flecha para estas condiciones será:

$$F = \frac{s^2 P m}{8 T} = \frac{(100m)^2 11,96 \times 10^{-3} \text{ Kgr/mm}^2 \cdot m \times 1,42}{8 \times 27,06 \text{ Kgr/mm}^2}$$

$$F = 0,79 \text{ m}$$

Esta flecha con relación a la del conductor es de $\frac{1,03}{0,79} = 1,30$

veces menor lo que también está dentro de los límites correctos.

De igual forma que se hizo anteriormente para los conductores de fase, también se determino las tensiones de tendido para

las diferentes temperaturas, a continuación se ha calculado estos valores para las temperaturas de 10, 15, 20, 25 grados centígrados y sin sobrecarga.

En el valor de λ para estas condiciones únicamente varía la diferencia de temperatura $(t_1 - t_2)$:

$$\lambda = 204 \times 10^{-3} (t_1 - t_2) = 14,33 \text{ Kgr/mm}^2$$

Donde t_2 es 50°C y t_1 las diferentes temperaturas en consideración.

Para $t_1 = 50^\circ\text{C}$

$$\lambda = 204 \times 10^{-3} (-45) \text{ Kgr/mm}^2 = 14,33 \text{ Kgr/mm}^2 - 9,18 = 14,33 =$$

$$= 23,51 \text{ Kgr/mm}^2$$

Para $t_1 = 40^\circ\text{C}$

$$\lambda = -8,16 = 14,33 = -22,49 \text{ Kgr/mm}^2$$

Para $t_1 = 35^\circ\text{C}$

$$\lambda = -7,14 = 14,33 = -21,47 \text{ Kgr/mm}^2$$

Para $t_1 = 30^\circ\text{C}$

$$\lambda = -6,12 = 14,33 = -20,45 \text{ Kgr/mm}^2$$

Para $t_1 = 25^\circ\text{C}$

$$\lambda = -5,10 = 14,33 = -19,43 \text{ Kgr/mm}^2$$

Para $t_1 = 20^\circ\text{C}$

$$\lambda = -4,08 = 14,33 = -18,41 \text{ Kgr/mm}^2$$

Para el valor de B:

$$B = \frac{19,390}{24} = 427 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6$$

Utilizando estos valores en las ecuaciones indicadas y resolviendo estas por el método de la regla de cálculo se obtiene:

$$\text{Para } 5^{\circ}\text{C: } \tau_5^2 (\tau_5 - 23,50) = 427 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6 \quad \tau_5 = 24,33 \text{ Kgr/mm}^2$$

$$\text{Para } 10^{\circ}\text{C: } \tau_{10}^2 (\tau_{10} - 22,49) = 427 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6 \quad \tau_{10} = 23,28 \text{ Kgr/mm}^2$$

$$\text{Para } 15^{\circ}\text{C: } \tau_{15}^2 (\tau_{15} - 21,47) = 427 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6 \quad \tau_{15} = 22,32 \text{ Kgr/mm}^2$$

$$\text{Para } 20^{\circ}\text{C: } \tau_{20}^2 (\tau_{20} - 20,45) = 427 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6 \quad \tau_{20} = 21,39 \text{ Kgr/mm}^2$$

$$\text{Para } 30^{\circ}\text{C: } \tau_{30}^2 (\tau_{30} - 18,41) = 427 \text{ Kgr}^3/\text{mm}^6 \quad \tau_{30} = 19,53 \text{ Kgr/mm}^2$$

Las flechas correspondientes a las tensiones específicas encontradas para las diferentes temperaturas y para un vano medio de 100 metros se indican en la tabla 3-5.

TABLA 3-5

VALORES DE LAS FLECHAS PARA UN VANO MEDIO DE 100 METROS, A DIFERENTES
TEMPERATURAS Y TENSIONES DEL HILO DE GUARDIA

Temperatura en grados C.	Tensión específica ca. Kgr/cm ²	Tensión en Kgr.	Flecha en metros
5	24,23	1.230	0,41
10	23,28	1.189	0,43
15	22,32	1.140	0,45
20	21,39	1.096	0,47
25	20,45	1.045	0,49
30	19,53	998	0,51
50	16,00	817	0,62

En la tabla 3-6 se indican las diferentes flechas para las diferentes temperaturas y tensiones y para vanos entre 40 y 200 metros. (Sin sobrecarga).

TABLA 3-6

VALORES DE LAS FLECHAS PARA DIFERENTES VANOS, TENSIONES Y TEMPERATURAS
DEL HILO DE GUARDIA

Temperatura en ° C	5°	10°	15°	20°	25°	30°	50°
Tensiones en Kg.	1.238	1.189	1.140	1.092	1.045	998	817
Vano en metros	Flechas en metros						
40	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,10
50	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13	0,15
60	0,15	0,16	0,16	0,17	0,18	0,18	0,22
70	0,20	0,21	0,22	0,23	0,24	0,25	0,30
80	0,26	0,27	0,29	0,30	0,31	0,33	0,40
90	0,33	0,35	0,36	0,38	0,40	0,41	0,50
100	0,41	0,43	0,45	0,47	0,49	0,51	0,62
110	0,50	0,52	0,54	0,57	0,59	0,62	0,75
120	0,59	0,62	0,65	0,68	0,71	0,74	0,89
130	0,69	0,73	0,76	0,79	0,83	0,86	1,05
140	0,80	0,84	0,88	0,92	0,96	1,00	1,22
150	0,92	0,97	1,01	1,06	1,10	1,15	1,39
160	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,31	1,59
170	1,19	1,24	1,30	1,36	1,42	1,47	1,79
180	1,33	1,39	1,46	1,52	1,59	1,65	2,01
190	1,48	1,55	1,62	1,70	1,77	1,84	2,24
200	1,64	1,72	1,80	1,88	1,96	2,04	2,48

Para el caso de un proyecto definitivo habría que hacer cálculos similares para otras alternativas.

3.7.- Comprobación de la separación entre conductores.

Una vez calculada la flecha máxima, se puede comprobar si la separación asumida entre los conductores de fase en el numeral 1.7 del capítulo I es correcta, para esto se puede utilizar diferentes fórmulas, que se ajustan a las normas existentes en cada país, así en Alemania se utiliza la siguiente fórmula:

$$d = I \sqrt{f} + \frac{U}{150} \quad \text{donde: } I = 0,75 \text{ para conductores de Aluminio-Acero.}$$

U = tensión entre fases en Kv

f la flecha máxima.

d es la distancia mínima entre conductores de fase.

El National Electric Safety Code da la siguiente fórmula para calcular la separación entre fases en función de la flecha:

$$d = 0,3 U + 3 \sqrt{f} \quad (\text{en pulgadas})$$

Aplicando esta fórmula para comprobar si la separación asumida anteriormente es correcta se tiene:

$f = 1,22 \text{ m} = 48 \text{ pulgadas}$ U es la tensión entre fases = 69 Kv

$$d = 0,3 \times 69 + 3 \sqrt{48} = 20,7 + 3 \times 6,93 = 20,7 + 20,79 = 41,49$$

$$41,49 \text{ pulg.} \times 2,54 \text{ cm/pulg.} = 105,39 \text{ cm} = 1,05 \text{ m.}$$

Por tanto la separación de 2,40 metros que se asumió para la Barra Oeste N° 2 es correcta.

3.8.- Replanteo de los arcos.

Se indicó que la curva de la catenaria era:

$$y = \frac{w^2}{2T^2} \cosh \frac{2T^2}{w^2} x \quad ; \quad \text{y el valor de la flecha utilizando es}$$

ta fórmula es:

$$f = y_1 = \frac{w^2}{2T^2} \left(\cosh \frac{2T^2}{w^2} x - 1 \right) \quad \text{cuando } x = a/2 \text{ es con medio vano,}$$

como se conoce $T^2 = 357 \text{ Kgr}$ que es la tensión que produce una flecha máxima a 50°C .

$T^2 = 0,542 \text{ Kgr/m}$; reemplazando estos valores en la ecuación de la flecha a base de la curva de la catenaria se tiene:

$$y_1 = \frac{357}{0,542} \left(\cosh \frac{0,542}{357} x - 1 \right) = 1,045 \left(\cosh \frac{x}{1,045} - 1 \right)$$

Dando diferentes valores a x se puede obtener diferentes valores de y

$x = a/2$ (m)	y (m)
20,9	0,209
41,8	0,836
62,7	1,880
83,6	3,340
104,5	5,220
125,4	7,500

Con estos valores se puede dibujar la curva de la catenaria para vanos entre 0 y 208,9 metros y que corresponde a las flechas máximas para el conductor Noxlin 336,4 NCM ACBB.

En base de lo anterior se puede dibujar la plantilla que servirá para el trazo de la línea y para la localización de las estructuras.

Esta plantilla tiene la forma de un conductor suspendido.

Para obtener esta plantilla se dibuja tres curvas de la catenaria con los datos arriba obtenidos y siguiendo el siguiente procedimiento: La primera curva se traza en un papel transparente a partir de los ejes de coordenadas de acuerdo a la figura 3-5. Esta curva se denomina curva de flecha máxima.

La segunda curva se traza en la parte inferior de la primera y una distancia $CE = 7,5$ metros, que es la separación mínima del conductor y el terreno, de acuerdo a las normas de INECEL para zonas pobladas, como es el caso de la Barra Oeste NT 2.

Esta curva se llama "línea del terreno".

La tercera curva catenaria se dibuja a 12 metros de la primera, que es la distancia de anclaje del conductor inferior al terreno, o sea que está a una distancia de 4,5 metros de la segunda curva. A esta curva se llama curva de las estructuras.

Esta plantilla debe estar dibujada de acuerdo a las escalas adoptadas para el trazo del perfil del terreno. En base de esto de acuerdo a los planos de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

se utilizarán las siguientes escalas en esta plantilla:

Escala Horizontal:	1;	1.000	(abscisas)
Escala Vertical:	1;	200	(ordenadas)

Esta plantilla se les construyen de celuloide, "estas facilitan la determinación de la distancia entre el conductor y el suelo, y la determinación de los emplazamientos de las estructuras y sus alturas con las siguientes fines:

- 1.- "Asegurar la debida separación de tierras".
- 2.- "Igualar los tramos e vueltas".
- 3.- "Nivelar la línea" (tomado del manual Salamanca del Ingeniero Electricista).

El siguiente es el procedimiento común que se sigue al utilizar la plantilla sobre los planos de perfil:

El eje de las ordenadas (Y) de la plantilla deberá mantenerse en posición vertical. Y la plantilla se lo desplaza sobre el plano del perfil hasta que la curva media (de línea del terreno) indique la distancia mínima libre, lo que se consigue el momento que esta curva toca el perfil del terreno. El sitio de las estructuras quedará indicado por los puntos de soporte de la curva inferior (curva de las estructuras) con el perfil del terreno.

En las figuras 3-6 y 3-7 se indica unos ejemplos de la utilización

cción de la plantilla en la localización de las estructuras.

La figura 3-6 nos indica para el caso de alineación horizontal y la figura 3-7 para una alineación inclinada.

3.9.- Caso de curvas de gran longitud y apoyos desnivelados.

En el caso de existir apoyos desnivelados y curvas de gran longitud habrá que hacer un cálculo específico para ese caso. Pues el esfuerzo mínimo de tracción no corresponde al punto inferior de la curva, sino al de sujeción del conductor y - por lo mismo lo visto anteriormente no serviría para estos casos.

CASO DE ALINEACION HORIZONTAL

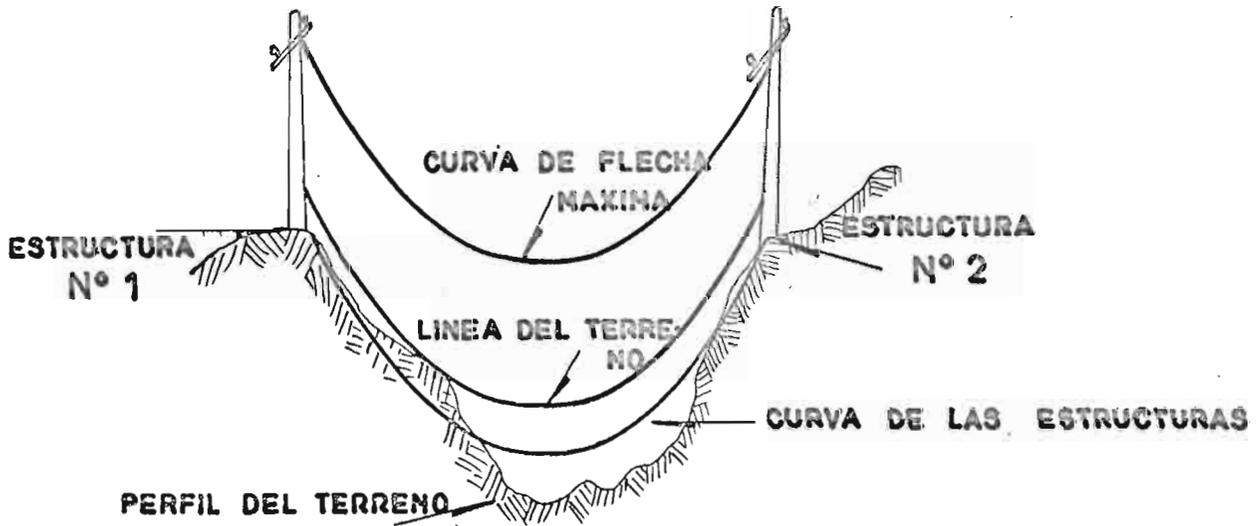


FIG. 3 - 6

CASO DE ALINEACION INCLINADA

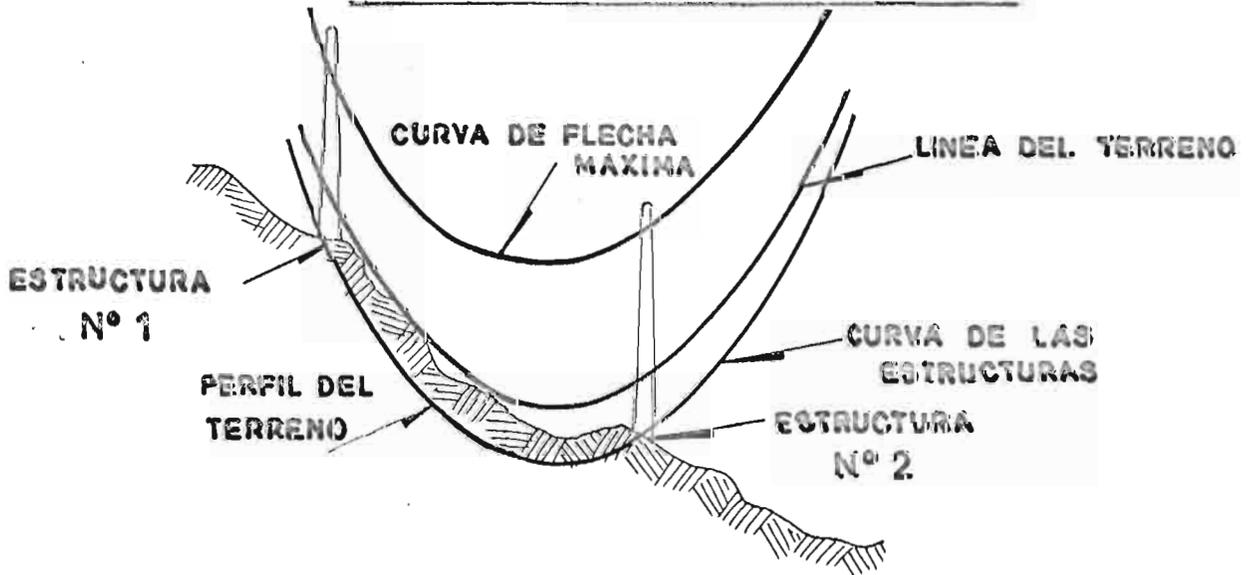


FIG. 3 - 7

CONCLUSION

En el cálculo y en el diseño de esta tesis se ha procurado seguir un ordenamiento lógico en la solución de los diferentes problemas que representan en esta clase de estudios.

En cada sección de la tesis se ha creído necesario indicar algo de teoría para que después de hacer un pequeño análisis de éste, se vea más claramente la aplicación de tal o cual criterio, tal o cual fórmula en la solución de un determinado problema.

No se indica una conclusión general a este estudio porque al final de cada sección o numeral, cuando esto fue necesario, se han indicado las conclusiones particulares pertinentes y se ha juzgado oportuno el no repetir estas conclusiones nuevamente.

En esta tesis no se ha entrado al cálculo estructural, que habría sido el complemento de este trabajo para que represente un proyecto completo, porque se ha considerado que esta parte del estudio es materia ajena a la ingeniería eléctrica.

Por lo mismo no conociendo el tipo de estructuras a utilizar en la Barra Coste N° 2, no se puede hacer una lista completa de materiales. Faltando una lista completa de materiales no se puede hacer un costo presupuestario de la Barra Coste N° 2 como hubiera sido de desearse, para tener una idea

BIBLIOGRAFIA

- John Zaborsky, ELECTRIC POWER TRANSMISSION, New York, 1954.
- G.O. Calabrese, SYMMETRICAL COMPONENTS, New York, 1959.
- William D. Stevenson, Jr., ELEMENTS OF POWER SYSTEM ANALYSIS, New York, 1962.
- L.F. Woodruff, PRINCIPLES OF ELECTRIC POWER TRANSMISSION, New York, 1959.
- B.G.A. Skrotzki, ELECTRIC TRANSMISSION AND DISTRIBUTION, New York, 1954.
- E.A. Loew, DIRECT AND ALTERNATING CURRENTS, New York, 1954.
- P. Marcello, LINEAS Y REDES ELECTRICAS, Buenos Aires, Argentina, 1957.
- Th. Buchhold, CENTRALES Y REDES ELECTRICAS, Barcelona, España, 1959.
- A. Della Verde, CALCULOS ELECTRICOS DE GRANDES LINEAS DE TRANSMISION, Buenos Aires, Argentina, 1953.
- G. Zappettri, REDES ELECTRICAS, Barcelona, España, 1965.
- L.M. Chaca, LINEAS AERIAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRNICA E INSTALACIONES AUXILIARES DE TELECOMUNICACION, Madrid, España, 1948.
- P. Puig Adam, INTERCONEXION DE CENTRALES Y REDES ELECTRICAS, Madrid, España, 1950.
- J. Morillo y Parfán, Curso de ELECTROTÉCNICA, Madrid, España, 1949.
- P. Hering, Tomo X, CANALIZACIONES, MATERIAL DE ALTA Y BAJA TENSION Y CENTRALES, La escuela del técnico electricista, - Barcelona, España, 1959.

F.H. Croxton, APPLIED GENERAL STATISTICS, Englewood Cliffs, N.J. USA, 1964.

E. Paul de Carmo, ENGINEERING ECONOMY, New York, USA, 1962.

J. McCombe, OVERHEAD LINE PRACTICE, London, England, 1964.

H. V. Adams, A LOOK AT PRESENTLY AVAILABLE DISTRIBUTION AND TRANSMISSION CONDUCTORS, Kentucky, USA, 1961.

A.E. Knowlton, MANUAL "STANDARD" DEL INGENIERO ELECTRICISTA, Barcelona, España, 1956.

By Westinghouse, ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION, Reference Book, East Pittsburgh, PA. USA., 1950.

By Westinghouse, DISTRIBUTION SYSTEMS, East Pittsburgh, PA. USA., 1959.

Federal Power Commission, NATIONAL POWER SURVEY, Washington, USA., 1964.

Northern Electric, ELECTRICAL CONDUCTORS HANDBOOK, Montreal, Canada, 1963.

Copperweld Steel Co., ENGINEERING DATA, New York, USA., 1963.

Aluminum Company of Canada, ALCAN CONDUCTORS-SANS, DATA, Montreal, Canada, 1961.

Canadian General Electric Co., DISTRIBUTION DATA BOOK, Canada, 1953.

Rural Electrification Administration, SYSTEM PLANNING GUIDE FOR ELECTRIC DISTRIBUTION SYSTEMS, REA Bulletin 60-8, USA., 1957.

B.C. Hydro Power Authority, ECONOMICS, Vancouver, Canada, 1961.

B.C. Hydro Power Authority, GROUNDING, Vancouver, Canada, 1959.

V.R. Bullard, GROUNDING PRINCIPLES AND PRACTICE, New York,

USA., 1945.

Canadian Porcelain Co., INSULATORS, Hamilton, Canada.

Ohio Brass Co., CATALOGO N° 42 de Aisladores de transmisión,
USA.