



T  
621.319  
M 867

**Escuela Superior  
Politécnica del Litoral**

**Facultad de Ingeniería Eléctrica**

**Cálculo de la Capacidad de un Conductor de  
Líneas de Transmisión de Alta Tensión**

**TESIS DE GRADO**

Previa la Obtención del Título de  
**Ingeniero en Electricidad**  
**Especialización Potencia**

Presentada por

**Carlos Morocho Bravo**

**Guayaquil**

**Ecuador**

**1991**

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL)

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Morocho', enclosed within a stylized, circular scribble.

Carlos Morocho Bravo

  
Ing. Jorge Flores Macías  
PRESIDENTE

  
Ing. Juan Saavedra Mera  
DIRECTOR DE TESIS

  
Ing. Leo Salomón F.  
PRIMER VOCAL

  
Ing. Armando Altamirano  
SEGUNDO VOCAL

## RESUMEN

La capacidad de transporte de corriente de los conductores de las líneas aéreas de alta tensión, dependen de algunos parámetros de diseño entre los cuales está el límite térmico.

El incremento del límite térmico, para aumentar la capacidad de transmisión de los conductores, produce algunos efectos secundarios dignos de tomarse en cuenta así; la regulación de voltaje, las pérdidas de potencia y el valor de la flecha aumentan rápidamente con el aumento de la capacidad de transporte, el conductor corre el riesgo de sufrir daños en su estructura (recocimiento) si el tiempo de operación a temperatura elevada es grande. Todos estos factores son analizados técnicamente para poder determinar en que medida se puede incrementar la capacidad de transporte de los conductores sin causarles daños o reducción de la vida útil.

Los resultados del análisis indican que la regulación de voltaje y las pérdidas de potencia son muy críticas cuando las líneas son largas, lo cual no permite aumentar en gran

cantidad el límite térmico, la flecha también pone un límite parcial, puesto que si aumenta el valor de la flecha, también será necesario aumentar la altura de torres y postes para conservar la distancia mínima conductor-suelo.

En líneas largas la influencia de pérdidas y sobretodo de regulación de voltaje, hace que la capacidad de transporte sea casi exclusivamente una función de estos parámetros antes que del límite térmico.

La evaluación económica del aumento de pérdidas de potencia sumado al costo por incremento de la altura de torres y postes, se compara con el beneficio que representa la mayor capacidad de transporte, para poder determinar el beneficio real que se obtiene al operar la línea a una temperatura (límite térmico) mayor.

Observando que el análisis económico es favorable a la propuesta, debe asegurarse que el conductor no se encuentre operando a una temperatura que le cause daños por recocimiento.

La regulación de voltaje no se analiza debido a que el incremento en el límite térmico será de tal magnitud que no cause una excesiva caída adicional de voltaje.



BIBLIOTECA

## INDICE GENERAL

RESUMEN	III
INDICE GENERAL	V
INDICE DE ABREVIATURAS	VIII
INTRODUCCION	1
I ASPECTOS QUE LIMITAN LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES	3
1.1 Generalidades	3
1.2 Estabilidad	3
1.2.1 Límite de estabilidad de estado estable	6
1.2.2 Límite de estabilidad transiente	7
1.3 Regulación de voltaje	9
1.3.1 Líneas cortas	10
1.3.2 Líneas largas	13
1.4 Límite térmico	19
1.4.1 Calentamiento por efecto Joule	20
1.4.2 Calentamiento solar	21
1.4.3 Pérdida de calor por convección	25
1.4.4 Pérdida de calor por radiación	28
1.5 Capacidad de cortocircuito	28
1.5.1 Cortocircuito	29
1.5.2 Sobrecarga temporal	30

1.6 Pérdidas por transporte de energía	31
II PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL CALCULO DEL LIMITE	
TERMICO	34
2.1 Generalidades	34
2.2 Temperatura ambiente y del conductor	36
2.2.1 Temperatura ambiente	36
2.2.2 Temperatura del conductor	38
2.3 Velocidad del viento	39
2.4 Constante de emisividad térmica	42
2.5 Radiación solar	43
2.6 Influencia estadística en la selección de parámetros óptimos	45
III REVISION DE LOS CRITERIOS DE DISEÑO	47
3.1 Criterios actuales utilizados para el cálculo	47
3.2 Aumento del límite térmico y análisis de sus efectos	54
3.2.1 Aumento de pérdidas por transporte de energía	60
3.2.2 Aumento de la regulación de voltaje	67
3.2.3 Aumento de la flecha del conductor	71
3.2.4 Pérdida de la resistencia mecánica a la tracción	81
IV ANALISIS TECNICO ECONOMICO	91
4.1 Generalidades	91
4.2 Análisis costo beneficios del incremento de la regulación	91

4.3 Análisis costo beneficios del incremento de las pérdidas	98
4.4 Análisis costo beneficios del incremento de la flecha	102
4.5 Evaluación económica.	110
V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	122
BIBLIOGRAFIA	125



## INDICE DE ABREVIATURAS

- A,B,C constante si son con subindices numericos
- A seccion transversal del conductor
- a coeficiente de absorcion
- c constante
- CAP costo anual de perdidas
- CAE costo anual de energia
- D diametro del conductor
- d diametro de los hilos del conductor
- $d_0$  diametro de la varilla que se obtiene los hilos del conductor
- E voltaje interno si esta con subindice g o m
- E modulo de elasticidad
- FC factor de carga
- FQ factor de carga de perdidas
- f flecha del conductor
- H tension del conductor(Kg)
- h altitud
- I corriente ( amps )
- IP incremento de perdidas
- J densidad de corriente
- K conductividad termica del aire
- $K,k$  constante si esta con subindice

L	longitud del conductor ( mts )
l	longitud del vano ( mts )
n	constante
P	potencia ( MVA, MW )
Perd	perdidas de potencia
Pp	porcentaje de perdidas
p	porcentaje de incremento
Q	calor
q	calor proveniente del sol
R	resistencia ( ohm )
R	porcentaje de reduccion del diametro si esta con subindice
Reg	regulacion de voltaje
r	constante
S	longitud de la linea en cientos de millas
T	temperatura ( C )
t	tiempo que el conductor esta a T
t'	tiempo para el cual el cond. a perdido 1% de resist.
UTS	tension de rotura ( KG )
V	velocidad del viento ( pies/seg )
W	perdida de resistencia a la traccion
w	peso del conductor
X	reactancia ( ohm )
x	reactancia ohm/milla
x'	reactancia capacitiva a tierra
Z	impedancia
Z	azimut si esta con subindice

$\theta$	ángulo ( grados )
$\phi$	ángulo entre corriente y voltaje ( grados )
$\delta$	densidad del aire
$\mu$	viscosidad absoluta
$\sigma_s$	constante Stphan Boltzman
$\epsilon$	constante de emisividad térmica
$\alpha$	coeficiente dilatación lineal

#### SUBINDICES

a	ambiente
c	conductor
cn	convectivo
E	extremo de envio
ev	evaporacion
f	pelicular
g	generador
i	corona
J	joule
l	línea a línea
m	motor
max	maximo
mg	magnético
o	inicial
q	equivalente
R	extremo recepcion
rd	radiante
s	solar

## INTRODUCCION

El desarrollo económico de la sociedad en cualquier campo ya sea industrial, comercial, agrícola, etc., está íntimamente ligado a la utilización cada vez de mayor cantidad de energía, una de las formas más utilizadas de energía es indudablemente la eléctrica.

Considerando la importancia del papel de la energía eléctrica en el desarrollo de las actividades diarias, con este trabajo se propone dar una alternativa para aprovechar mejor las líneas de transmisión que unen las centrales de generación con los lugares de consumo, transmitiendo mayor cantidad de potencia a través de sus conductores mediante la aceptación de una subida adicional en la temperatura de operación del conductor.



**BIBLIOTECA**

Primeramente se realiza una revisión general de los parámetros que tienen influencia en la determinación de la capacidad de transporte de corriente; tales como estabilidad, regulación de voltaje, límite térmico, pérdidas de potencia y capacidad de cortocircuito, naturalmente haciendo énfasis en el límite térmico, debido a que la idea propuesta es justamente incrementar el valor tradicional de este parámetro.

Al llevar a efecto este incremento se presentan una serie

de desventajas como ser el incremento de la flecha que forma el conductor, aumento de las pérdidas y mayor valor de regulación de voltaje; frente al beneficio que representa el transmitir mayor potencia, luego se determina desde el punto de vista técnico si es factible llevarlo a la realidad; una vez que se ha determinado su factibilidad finalmente se realiza un análisis económico que demuestra en realidad cuales son los beneficios que proporciona la propuesta.

## I ASPECTOS QUE LIMITAN LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES

### 1.1 Generalidades

La capacidad de transporte de corriente de los conductores de líneas de transmisión se calculan para diferentes condiciones de operación que se presupone se darán en algún momento, es decir que, las líneas deben ser diseñadas en una forma tal que, además de las condiciones de operación normal sean capaces de soportar sin pérdida de las propiedades mecánicas y eléctricas contingencias momentáneas que puedan ocurrir como ser: cortocircuito, sobrecarga temporal, e inestabilidad transiente entre las mas importantes.

Los aspectos limitantes o parámetros de diseño mas comunes son: estabilidad, regulación de voltaje límite térmico, capacidad de cortocircuito y pérdidas por transporte de energía; cada una de las cuales se revisaran brevemente, haciendo énfasis en el límite térmico motivo central de este trabajo.

### 1.2 Estabilidad

Existen dos categorías de estabilidad: estabilidad de estado estable y de estado transiente, la calidad del servicio eléctrico en mucho depende de que el sistema sea capaz de mantener su estabilidad en condiciones de carga normal (estado estable) y en falla o perturbación (estado transiente).

En un sistema grande de potencia analizar la estabilidad se vuelve algo complicado, pero para efectos de explicación del concepto se usará un sistema simple de dos máquinas (motor y generador) unidos através de una línea de transmisión, además se desprejará la resistencia (sin pérdidas) para mayor simplicidad.

Existen factores esenciales eléctricos y mecánicos que afectan la estabilidad, estos son:

Factores mecánicos:

- torque de entrada(motor primo)
- inercia del motor primo y generador
- inercia del motor y de la carga en el eje
- torque de salida de la carga en el eje

Factores eléctricos:

- voltaje interno del generador síncrono
- reactancia del sistema que incluye

a) generador

b) motor, y

c) línea

-voltaje interno del motor síncrono



Figura # 1 \_\_\_ Sistema de potencia

Con las simplificaciones realizadas al principio, la transferencia de potencia esta dada por la siguiente fórmula:

$$P = (E_g * E_m * \text{sen}\theta) / X \quad ( 1 )$$

Un gráfico de potencia transmitida en función del ángulo  $\theta$  (basados en la ecuación # 1) será de gran utilidad para analizar los límites de estabilidad de estado estable y estado transiente



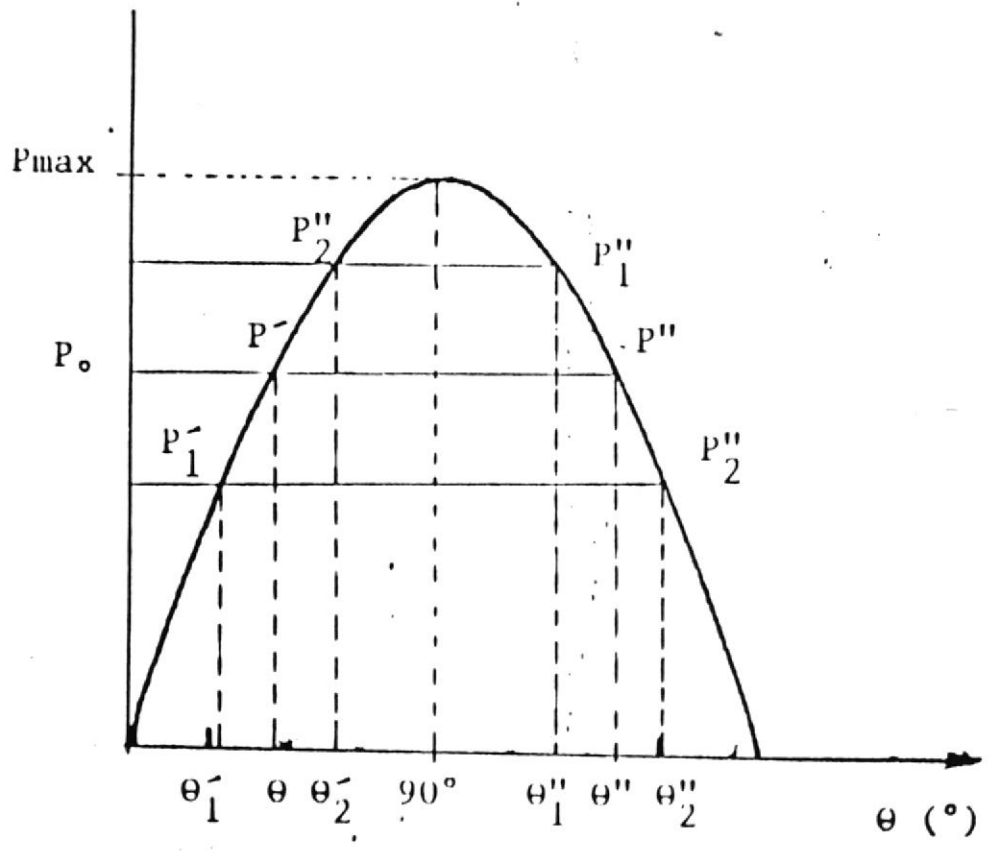


Figura # 2 Potencia transmitida VS ángulo  $\theta$

1.2.1 Límite de estabilidad de estado estable

Es la potencia máxima que puede transmitirse, como se ve en el gráfico de la figura # 2 y de acuerdo con la ecuación # 1 ocurre para el ángulo  $\theta=90^\circ$  y tiene como valor  $P_{max}$ , teóricamente es el valor máximo del ángulo de transmisión que mantiene la estabilidad, es decir que, para ángulos menores de  $90^\circ$  estará asegurada la estabilidad y que ángulos mayores de  $90^\circ$  son inestables.

$$P_{\max} = (E_g * E_m) / X \quad ( 2 )$$

Es importante observar que, si se cambian algunos de los factores involucrados  $E_g$ ,  $E_m$ , o  $X$  el límite de estabilidad de estado estable inmediatamente cambia.

En la práctica los sistemas de potencia reales nunca operan en el límite de estabilidad de estado estable, debido a que cualquier perturbación fácilmente haría perder la estabilidad del sistema.

#### 1.2.2 Límite de estabilidad transiente

Se refiere a la cantidad de potencia que podría ser transmitida sin perder la estabilidad, cuando el sistema es sometido a perturbaciones sorpresivas.

Existen tres tipos principales de perturbaciones que merecen mucha atención en estudios de estabilidad, estos son:

- incremento de carga
- operaciones de conexión o desconexión (maniobras)
- fallas con desconexión de la parte fallada.

En el gráfico de la figura # 2 el punto  $P'$  y  $\theta'$  es el punto de operación del sistema, si disminuimos el ángulo hasta  $\theta_1'$ , la potencia disminuirá a  $P_1'$  en estas condiciones y puesto que el torque de entrada del motor primo no ha disminuido, la potencia eléctrica de salida en el generador es menor que la potencia mecánica de entrada, esto produce un aceleramiento del rotor del generador, que tiende a incrementar el ángulo  $\theta$  entre los terminales de envío y recepción; por otro lado la potencia de entrada al motor ahora es  $P_1'$  menor que la potencia de salida, esto hace que se retarde el rotor del motor produciendo también un incremento del ángulo  $\theta$ . El sistema reacciona ante una perturbación desarrollando fuerzas que tienden a llevarlo al punto de operación inicial  $\theta'$ .

Si no existieran pérdidas (resistencia despreciable) como se asume, el sistema estará oscilando al rededor del punto  $\theta$ , pero las pérdidas siempre están presentes, esto hace que las oscilaciones se amortigüen y finalmente llegará a estabilizarse, igual cosa pasa si se incrementa el ángulo a  $\theta_2$ .

Un punto de interés es el correspondiente al ángulo  $\theta''$ , si aumentamos ligeramente el ángulo a  $\theta_2''$ , la potencia eléctrica de salida es menor que la potencia mecánica de entrada en el generador, y la potencia eléctrica de entrada al motor es menor que la potencia mecánica de salida en el eje, esto ocasiona que el ángulo  $\theta_2''$  se incremente aún más, no pudiendo volver al punto inicial de operación, llegando de esta manera a perder la estabilidad; lo mismo ocurre si disminuimos el ángulo a  $\theta_1''$ , este punto es conocido como el punto crítico de oscilación del sistema.

Para hacer estudios de estabilidad se requiere del concurso de muchos factores tales como: velocidad de despeje de los interruptores, tipo y localización de las fallas, tipo y velocidad del sistema de excitación, etc., y aún así es necesario adoptar criterios basados en la experiencia. Existe un criterio que acepta cargar una línea con el 80 % del valor de  $P_{max}$ , con esto se da un buen margen de seguridad para mantener la estabilidad.

### 1.3 Regulación de voltaje

Uno de los factores que se consideran en la calidad del servicio eléctrico es la regulación de voltaje, esta es tomada como la diferencia entre los valores del voltaje de envío y el de recepción, con relación al voltaje de recepción.

$$REG=100*(E_s-E_r)/E_r \quad (\%) \quad (3)$$

Esto es causado por la caída de voltaje en la impedancia de la línea de transmisión, al fluir la corriente de carga.

La regulación puede ser positiva o negativa dependiendo del ángulo de la corriente con respecto al voltaje de recepción. Sabiendo que la impedancia de la línea es la causa de la regulación de tensión, será conveniente conocerla más de cerca.

Se sabe que el modelo matemático apropiado para líneas de transmisión de potencia depende de su longitud y de la clase de estudio que se desea realizar, para propósitos de regulación de voltaje será conveniente dividir las líneas cortas (hasta 30 millas) y líneas largas (más de 30 millas).

### 1.3.1 Líneas cortas

Existen dos tipos de problemas que se presentan al calcular la regulación de tensión; conociendo el valor de voltaje en el extremo de recepción buscar el valor del voltaje de envío y el otro caso conociendo el voltaje en el extremo de envío hallar el voltaje de recepción.

Condiciones de voltaje de recepción conocidas:

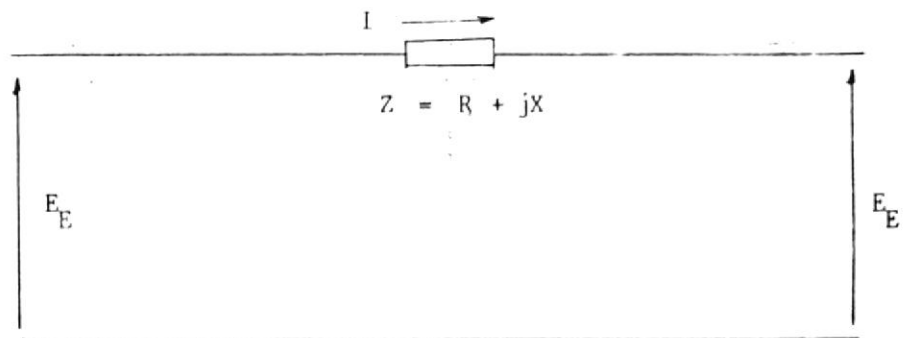


Figura # 3\_\_\_Circuito equivalente líneas cortas

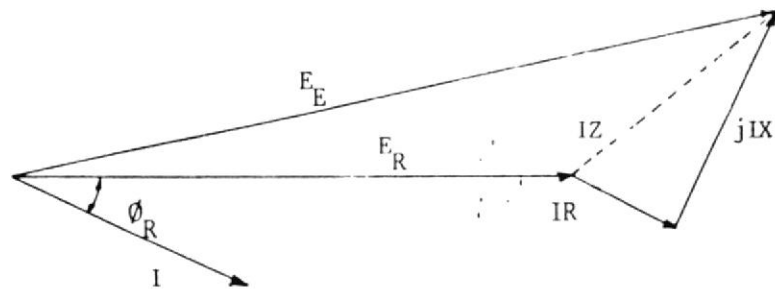


Figura # 4\_\_\_Diagrama fasorial condiciones extremo de recepción conocidas

$$E_E = E_R + IZ \quad (4)$$

$$Z = R + jX \quad (5)$$

$$I = |I| (\cos\phi_R + j\sin\phi_R) \quad (6)$$

Reemplazando (5) y (6) en (4) queda

$$E_E = (E_R + IR\cos\phi_R - IX\sin\phi_R) + j(IX\cos\phi_R + IR\sin\phi_R) \quad (7)$$

En magnitud

$$E_E = ((E_R + IR\cos\phi_R - IX\sin\phi_R)^2 + I^2(X\cos\phi_R + R\sin\phi_R)^2)^{0.5} \quad (8)$$

Si las caídas IR e IX no superan el 10 % de  $E_R$  se puede despreciar la componente en cuadratura y la expresión queda.

$$E_E = E_R + IR\cos\phi_R - IX\sin\phi_R$$

$$REG = 100 * I * (R\cos\phi_R - X\sin\phi_R) / E_R \quad (\%) \quad (9)$$

Expresando en función de la potencia y el voltaje en el extremo de recepción.

$$REG = 10^5 KVA * (R\cos\phi_R + X\sin\phi_R) / E_{11} \quad (10)$$

Condiciones del extremo de envío conocidas:

Siguiendo el mismo procedimiento que para el caso anterior.

$$E_R = (E_E - IR\cos\phi_E + IX\sin\phi_E) - j(IX\cos\phi_E + IR\sin\phi_E) \quad (11)$$

En magnitud

$$E_R = ((E_E - IR\cos\phi_E + IX\sin\phi_E)^2 + I^2(X\cos\phi_E + R\sin\phi_E)^2)^{0.5} \quad (12)$$

Despreciando la componente en cuadratura

$$E_R = E_E - I(R \cos \phi_E - X \text{Sen} \phi_E)$$

$$\text{REG} = 100 * I * (R \cos \phi_E - X \text{Sen} \phi_E) / E_R \quad ( \% ) \quad (13)$$

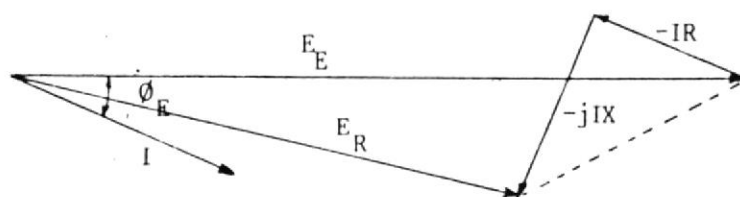


Figura # 5 \_\_\_ Diagrama fasorial para condiciones del extremo de envío conocidas

### 1.3.2 Líneas largas

Si la longitud de la línea sobrepasa las 30 millas se considera que es larga, en este caso ya no se puede despreciar la capacitancia a tierra como se lo hizo en las líneas cortas.

Existen diferentes circuitos equivalentes para representar líneas largas, pero se utilizará el equivalente pi por ser el más común y para los cálculos un método simplificado, con el cual se ahorra tiempo y dan una buena aproximación.

Del circuito de la figura # 6



$$Z_q = RSKr + jXSKx \quad (14)$$

$$Z_q = R_q + jX_q$$

$$R_q = RSKr \quad X_q = XSKx$$

$$\phi_q = \text{arc.tan}(X_q/R_q)$$

$$Z'_q = -j(2x'/s) * (kr - jkx) 10^4 \quad (15)$$

Factores de corrección

$$Kx = 1 - (s^2/600) * (x/x' - r^2/xx') \quad (16)$$

$$Kr = 1 - xs^2/(300x') \quad (17)$$

$$kx = (rs^2/(1200x')) \quad (18)$$

$$kr = 1 - (xs^2)/(1200x') \quad (19)$$

La figura No. 6 muestra el circuito equivalente pi para líneas largas

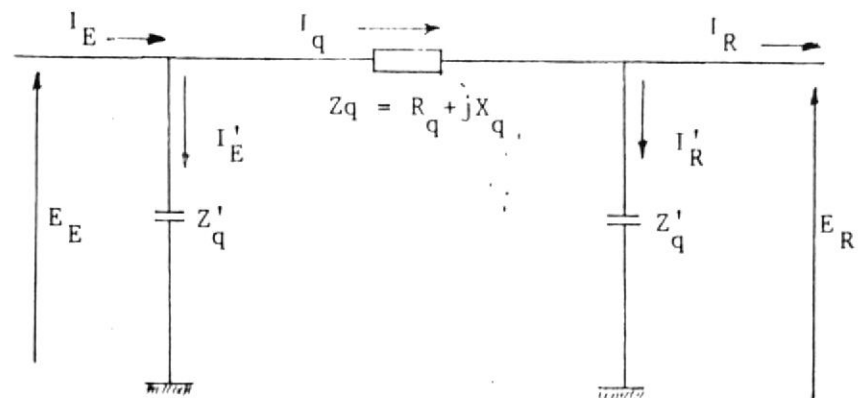


Figura # 6 \_\_\_\_\_ Circuito pi para líneas largas

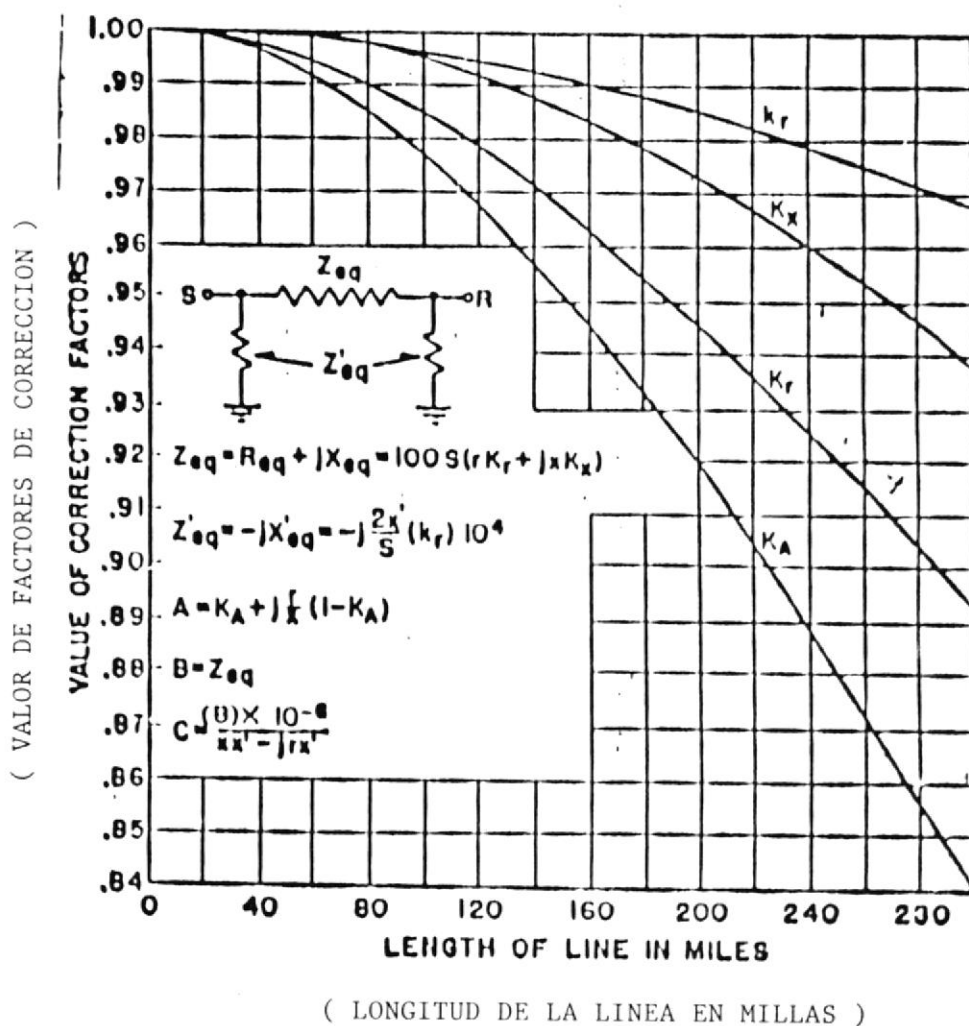


FIGURA N<sup>o</sup> 7 Factores de corrección para la impedancia del equivalente pi de líneas de transmisión.

- S longitud de la línea en cientos de millas  
 r resistencia del conductor en ohms por milla  
 x reactancia inductiva en ohms por milla  
 x' reactancia capacitiva en megohms por milla

El valor de  $kx$  casi nunca es mayor a 0.005 por lo que se puede despreciar y  $Z'_q$  queda puramente capacitiva.

$$Z'_q = -j(2x'kr/s) * 10^4 \quad (20)$$

Valores para  $Kr, Kx, kr$  se encuentran en la figura # 7.

De la figura # 6

$$E_E = (I_E - I'_E)Z_q + E_R \quad (21)$$

$$E_E = (I_R + I'_R)Z_q + E_R \quad (22)$$

$$I'_E = E_E / Z'_q$$

$$I'_R = E_R / Z'_q$$

$$I_q = I_E - I'_E = I_R + I'_R \quad (23);$$

Del diagrama de la figura No. 8

$$I_q = I_R \cos \phi_R + j(I'_R + I_R \sin \phi_R)$$

$$I_q = I_q \cos \phi_q + j I_q \sin \phi_q$$

Reemplazando el valor de  $I'_R$

$$I_q = I_R \cos \phi_R + j(E_R / Z'_q + I_R \sin \phi_R) \quad (24)$$

En la siguiente página encontraremos el diagrama fasorial para condiciones de recepción conocidas.

Los ángulos de la corriente deben usarse con su respectivo signo: factor de potencia atrasado el ángulo es negativo y si es adelantado es positivo.

$$E_E = E_R + I_q Z_q$$

$$REG = 100 * (I_q Z_q) / E_R \quad (\%) \quad (25)$$

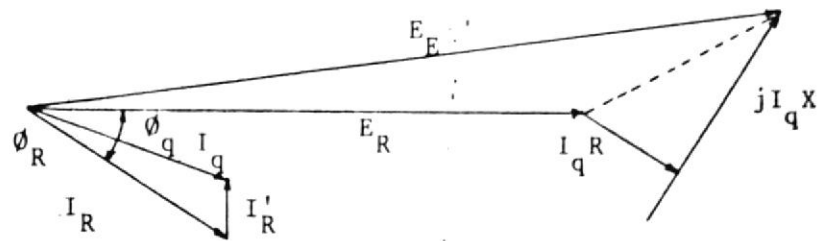


Figura # 8 \_\_\_ Diagrama fasorial condiciones de recepción conocidas.

Condiciones de envío conocidas

De la figura No. 9

$$E_R = E_E - I_q Z_q \quad (26)$$

$$I_q = I_E \cos \phi_E + j(I'_E + I_E \text{Sen} \phi_E)$$

$$I_q = I_q \cos \phi_q + j I_q \text{Sen} \phi_q$$

Reemplazando el valor de  $I'_E$

$$I_q = I_E \cos \phi_E + j(-E_E / Z'_q + I_E \text{Sen} \phi_E) \quad (27)$$

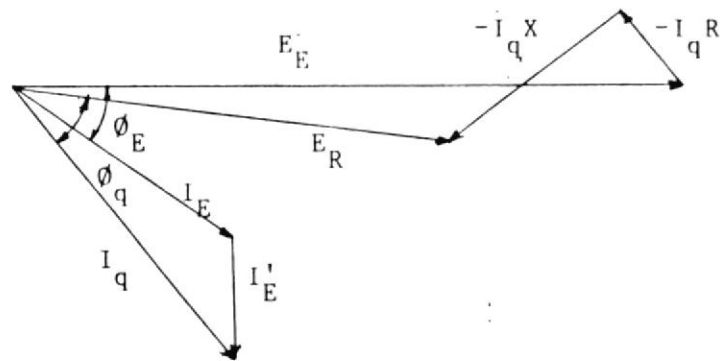


Figura # 9 \_\_\_ Diagrama fasorial condiciones de recepción conocidas

Para cálculos de regulación de voltaje pueden usarse las ecuaciones 10 y 13 para líneas cortas, pero con los valores de  $I_q, R_q, X_q, \phi_q$  en vez de  $I, R, X, \phi_{E,R}$

Los valores de  $K_r, K_x$  y  $k_r$  dan una buena aproximación cuando se usa para cálculos de parámetros de líneas de transmisión que no tienen conductores de diámetro pequeño como el caso de la transmisión a alta tensión

La siguiente tabla da valores mínimos de distancias y tamaño del conductor a los que se puede aplicar los coeficientes o factores de corrección.

TABLA I

Longitud(millas)	50	75	150	200	300
G.M.D (pies)	3	6	6	10	14
Cables de cobre	6	2	0	300000	500000
A.C.S.R	1	1	000	500000	795000

El tamaño del conductor está en circular mil o AWG

La tabla II da con buena aproximación los valores de los factores de corrección para líneas de hasta 300 millas.

TABLA II

FACTOR DE CORRECCION	LONGITUD MAXIMA DE LA LINEA				
	50 MILL	75 MILL	100 MILL	200 MILL	300 MILL
Kr	$1-0.0141s^2$				
Kx	1	$1-0.0069s^2$			
kr	1		$1-0.0035s^2$		
kx	0				

#### 1.4 Límite térmico

Una vez que se ha asegurado la estabilidad de la línea de transmisión, es el límite térmico el factor que condiciona la capacidad de transmisión de corriente,

esto implica hacer consideraciones de la temperatura de operación del conductor que produce la máxima flecha permisible ó quizás la pérdida máxima aceptada de la resistencia mecánica a la tracción durante el tiempo de vida previsto para el conductor.

Para condiciones de estado estable, la ecuación de equilibrio térmico considerando los principales factores que intervienen es:

$$Q_e + Q_j + Q_{mg} - K_1 Q_1 = Q_{cn} + Q_{rd} + Q_{ev} \quad (28)$$

Pero para efectos de simplificación de los cálculos se despreciará el calentamiento magnético ( $Q_{mg}$ ), el calentamiento corona ( $K_1 Q_1$ ) y el enfriamiento por evaporación ( $Q_{ev}$ ) debido a que no son muy simples de calcular y que no representan una fuente considerable de calor frente a los demás elementos de la ecuación.

#### 1.4.1 Calentamiento por efecto Joule

La fuente principal de calentamiento del conductor es indudablemente el calentamiento por efecto Joule. Es bién conocido que el efecto Joule se produce por la resistencia que ofrece el conductor al paso de la corriente eléctrica.

El calentamiento Joule está dado por:

$$Q_j = I^2 R \quad (29)$$

La resistencia experimenta cierta variación con la temperatura esto compromete la utilización de un factor de corrección para temperaturas diferentes de la que viene especificada en las tablas de resistencia proporcionada por los fabricantes de conductores.

$$R = R_o = (C_k + T_c) / (C_k + T_o) \quad (30)$$

$C_k$  toma diferentes valores de acuerdo al material de que está compuesto el conductor.

TABLA III

M A T E R I A L	VALOR DE $C_k$
Cobre recocido 100 % conductividad	234.5
Cobre estirado enfrio 97.3 % conduct.	241.0
Aluminio estirado en frio 61 % conduc.	288.0

#### 1.4.2 Calentamiento solar

El sol es una fuente de calor que incrementa la temperatura del conductor, el cálculo del calor ganado por efectos de la radiación solar está



determinado por las condiciones en que se encuentra la superficie del conductor, la orientación de la línea con respecto al sol; la capacidad de una línea con orientación norte-sur es de 2 a 10% mayor que la de una de orientación este-oeste.

Se sabe que los cuerpos negros absorben aproximadamente el 100 % de la radiación, mientras que los cuerpos brillantes pueden absorber solamente 4 ó 5 % de radiación, reflejando a la atmósfera el resto.

El calor solar está dado por la siguiente expresión:

$$Q_{\bullet} = A' a_{\bullet} \text{Sen}\theta \quad (31)$$

$$A' = D/12$$

$$\theta = \text{arcCos}((\text{Cos}H_{\bullet} * \text{Cos}(Z_{\bullet} - Z_c)))$$

El coeficiente de absorvidad (a) varía en un amplio rango de acuerdo al estado de la superficie del conductor valores de "a" para superficies en diferentes condiciones se dan en

la tabla IV.

TABLA IV

MATERIAL	ESTADO DE SUPERFICIE	EMISIVIDAD TOTAL ( $\epsilon$ )	ABSORVIDAD SOLAR ( $\alpha$ )
Cobre	Lisa, pulida	0.03 - 0.13	0.13 - 0.25
	rugosa	0.15 - 0.22	0.40
	oxidizada	0.50 - 0.73	0.64 - 0.73
	al ambient	0.78 - 0.91	0.64
	Trenzada, brillante	0.10 - 0.26	0.22 - 0.31
	oxidizada	0.35 - 0.54	0.56 - 0.61
	at. (rural)	0.35 - 0.60	x
Alum.	Lisa, pulida	0.04 - 0.08	0.13 - 0.33
	rugosa	0.18 - 0.25	0.24
	oxidizada	0.10 - 0.20	0.43 - 0.65
	al ambient.	0.35 - 0.90	x
	Trenzada, brillante	0.27 - 0.36	0.28 - 0.35
	oxidizada	0.20 - 0.50	0.55 - 0.60
	at. (rural)	0.35 - 0.65	0.38 - 0.48
Aleac. Aluminio	Lisa, pulida	0.08 - 0.22	0.25 - 0.34
	oxidizada	0.22 - 0.52	0.45 - 0.59
	al ambient.	0.45 - 0.91	x
	Trenzada, brillante	0.28 - 0.35	0.31 - 0.39
	oxidizada	x	x
	al ambiente	x	x
	Acero	Lisa, pulida	0.05 - 0.06
Galvanizado	rugosa	0.21 - 0.24	0.64 - 0.74
	oxidizada	0.23 - 0.28	0.90 - 0.92
Acero	rústico	0.61 - 0.69	0.94 - 0.96

x no existen datos

Las posiciones relativas del sol y del conductor, así como la altitud están tomados en cuenta en los factores respectivos  $Z_e$  (azimut de la línea),  $Z_s$  (azimut del sol) y  $H_s$  (altitud solar).

Valores de  $H_s$  y  $Z_s$  se dan en la tabla V

TABLA V

ALTITUD Y AZIMUT DEL SOL EN GRADOS							
GRADOS		TIEMPO SOLAR LOCAL					
LATITUD	10H00		12H00		14H00		
NORTE	H <sub>■</sub>	Z <sub>■</sub>	H <sub>■</sub>	Z <sub>■</sub>	H <sub>■</sub>	Z <sub>■</sub>	
20	62	78	87	0	62	282	
25	62	88	88	180	62	272	
30	62	98	83	180	62	262	
35	61	107	78	180	61	253	
40	60	115	73	180	60	245	
45	57	122	68	180	57	238	
50	54	128	63	180	54	232	
60	47	137	53	180	47	223	
70	40	143	43	180	40	217	

La cantidad total de calor ( $q_{\text{■}}$ ) que nos llega del sol depende de la altitud y de la limpidez de la atmósfera, valores para diferentes altitudes y atmósfera limpia o industrial se dan en la tabla VI.

TABLA VI

ALTITUD SOLAR ( H <sub>■</sub> ) GRADOS	q <sub>■</sub> (Watt/pie ) A NIVEL DEL MAR/ ATMOSFERA LIMPIA ATMOSFERA INDUST.	
5	24.7	12.6
10	40.2	22.8
15	54.2	30.5
20	64.4	39.2
25	71.5	46.6
30	77.0	53.0
35	81.5	57.5
40	84.8	61.5
45	87.4	64.5
50	90.0	67.5
60	92.9	71.6
70	95.0	75.2
80	95.8	77.4
90	96.4	78.9

La tabla VII da un factor multiplicativo de corrección para usar los valores de  $q_c$  en zonas que están a altitudes mayores que la del nivel del mar.

TABLA VII

FACTOR MULTIPLICATIVO PARA USAR CON LA TABLA VI	
ALTURA SOBRE EL NIVEL MAR	FACTOR MULTIPLICATIVO
0	1.00
5.000	1.15
10.000 (PIES)	1.25
15.000	1.30

#### 1.4.3 Pérdida de calor por convección

La pérdida de calor por convección es el más variable y difícil de cuantificar debido a que aún en condiciones de calma existe un tipo de convección llamado natural ( sin intervención del viento ) que es causado por la diferencia de temperaturas del conductor (más caliente) y el aire (temperatura ambiente). Esto se complica aún más si consideramos que el viento tiene valores de velocidad y dirección diferentes a lo largo del recorrido de la línea.

Para evitar estas complicaciones se acostumbra usar un valor de velocidad del viento que de cierta seguridad en los cálculos, comunmente basado en la experiencia o en datos estadísticos de la zona y asumiendo que el viento incide perpendicularmente en el conductor.

Para convección natural:

$$Q_{cn}=0.072*D^{0.75}(T_c-T_a)^{1.25} \text{ nivel del mar (32)}$$

$$Q_{cn}=0.283*g_r^{0.5}D^{0.75}(T_c-T_a) \text{ altitud.mayores (33)}$$

Para convección forzada:

$$Q_{cn}=(1.01+0.371(Dg_rV/\mu f)^{0.52})kf(T_c-T_a) \quad (34)$$

Para valores de  $(Dg_rV)/(12*\mu f)$  entre 0.1 a 1000

$$Q_{cn}=0.1695(Dg_rV/\mu f)kf(T_c-T_a) \quad (35)$$

Para valores de  $(Dg_rV/12*\mu f)$  entre 1000 a 18000

Valores de  $\mu f, g_r, kf$  son tomados a la temperatura pelicular  $T_r$ , se encuentran listados en la tabla VIII

$$T_r=(T_a+T_c)/2 \quad (36)$$

Para efectos de cálculo de la corriente que puede transportar el conductor se usará la

TABLA VIII Viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire a diferentes temperaturas y altitud.

TEMPERATURA		$\left(\frac{T}{100}\right)^2$	VISCOSIDAD ABSOLUTA (1) $\mu / \text{cm}^2 \text{ (g)}$	DENSIDAD DEL AIRE (2) $\rho / \text{cm}^3$				CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DEL AIRE (3) $\text{watts}/(\text{cm}^2 \text{ } ^\circ\text{C})$
T	°C			Sea Level	5,000 ft	10,000 ft	15,000 ft	
32	0	55.55	0.0415	0.0807	0.0671	0.0554	0.0455	0.00739
41	5	59.73	0.0421	0.0793	0.0660	0.0545	0.0447	0.00750
50	10	64.14	0.0427	0.0779	0.0648	0.0535	0.0439	0.00762
59	15	68.80	0.0433	0.0765	0.0636	0.0526	0.0431	0.00773
68	20	73.70	0.0439	0.0752	0.0626	0.0517	0.0424	0.00784
77	25	78.85	0.0445	0.0740	0.0616	0.0508	0.0417	0.00795
86	30	84.29	0.0450	0.0728	0.0606	0.0500	0.0411	0.00807
95	35	89.99	0.0456	0.0716	0.0596	0.0492	0.0404	0.00818
104	40	95.93	0.0461	0.0704	0.0586	0.0484	0.0397	0.00830
113	45	102.25	0.0467	0.0693	0.0577	0.0476	0.0391	0.00841
122	50	108.85	0.0473	0.0683	0.0568	0.0469	0.0385	0.00852
131	55	115.74	0.0478	0.0672	0.0559	0.0462	0.0379	0.00864
140	60	122.96	0.0484	0.0661	0.0550	0.0454	0.0373	0.00875
149	65	130.52	0.0489	0.0652	0.0542	0.0448	0.0367	0.00886
158	70	138.41	0.0494	0.0643	0.0535	0.0442	0.0363	0.00898
167	75	146.66	0.0500	0.0634	0.0527	0.0436	0.0358	0.00909
176	80	155.27	0.0505	0.0627	0.0522	0.0431	0.0354	0.00921
185	85	164.26	0.0510	0.0616	0.0513	0.0423	0.0347	0.00932
194	90	173.63	0.0515	0.0608	0.0506	0.0418	0.0343	0.00943
203	95	183.40	0.0521	0.0599	0.0498	0.0412	0.0338	0.00952
212	100	193.5	0.0526	0.0591	0.0492	0.0406	0.0333	0.00966

1-605) HILFENRATH and TOLLOUJIAN, "The Viscosity, Thermal Conductivity and Prandtl Number for Air and Other Gases," ASME Transactions, Vol 76, 1954, pp. 967-981.  
 1-606) RICHARD D. MANNING, Editor, *Fan Engineering*, 5th edition, Buffalo Forge Company, Buffalo, New York, 1948.  
 1-604) W. H. McADAMS, *Heat Transmission*, 3rd edition, McGraw-Hill Book Company, New York, 1954.

fórmula para convección forzada, ya que siempre está presente el viento.

#### 1.4.4 Pérdida de calor por radiación

La pérdida de calor por radiación depende de la temperatura del aire, temperatura del conductor y condición de la superficie ó factor de emisividad de la superficie. Valores del factor de emisividad para diferentes conductores y clases ( ó estados ) de superficie esta dado en la tabla IV.

$$Q_{rd} = \pi * D * \sigma_B * \epsilon_1 * ((t_s + 273)^4 - (t_g + 273)^4 / 2 - (t_d + 273)^4 / 2)$$

La temperatura de la tierra ( $t_g$ ) es usualmente menor que la del aire en el día y mayor en la noche, especialmente con cielo despejado. La temperatura del cielo ( $t_d$ ) es  $-55^\circ\text{C}$  para cielo despejado y  $0^\circ\text{C}$  cuando está brumoso (cubierto).

Debido a que la radiación es solo una pequeña fracción de la pérdida total de calor es suficiente usar la siguiente expresión:

$$Q_{rd} = 0.138 * D * \epsilon * ((T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4) * 10^{-8} \quad (37)$$

#### 1.5 Capacidad de cortocircuito

Al diseñar una línea de transmisión se debe considerar también la posibilidad de que sus conductores tengan que soportar el paso de corrientes de cortocircuito en caso de falla y de sobrecarga temporal en periodos de emergencia.

#### 1.5.1 Corto circuito

Las condiciones de cortocircuito para las que debe diseñarse los conductores son generalmente de corto-circuito trifásico y de falla de una fase a tierra, debido a que los otros tipos de fallas no son muy frecuentes.

Con corrientes transientes y de gran amplitud el calentamiento es esencialmente adiabático, de modo que se desprecia el calentamiento solar, corona y las pérdidas de calor por convección, radiación y evaporación. La ecuación de calor esta dada por:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( k r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + Q_v - r c \frac{\partial T}{\partial t} = 0 \quad (38)$$

Las propiedades termofísicas  $r$ ,  $k$  y  $c$  dependen de la temperatura y  $Q_v$  es el calor generado por unidad de volumen y por unidad de tiempo, varía con la temperatura y con la densidad de



corriente. La ecuación es bastante compleja y solo puede resolverse por método numérico, generalmente se hacen algunas simplificaciones prácticas para su empleo en los cálculos.

Para cálculo de conductores de fase debe tenerse en cuenta, la distancia libre de la tierra al conductor en el momento que está pasando la corriente de falla, la temperatura que puede soportar el conductor estará determinada por la sección del conductor y el vano.

Para cables de guardia lo mas importante es proporcionarle distancia suficiente respecto de los conductores de fase para que las oscilaciones del conductor a causa de las fuerzas magnéticas entre conductores de fase y guardia no ocasione daños térmicos por choque.

#### 1.5.2 Sobrecarga temporal

Existen circunstancias en las cuales los conductores de las líneas de transmisión están obligados a transportar corrientes mas elevadas que la normal ( ó a veces menores ) estas sobrecargas ó bién cargas menores que la normal, se presentan ocasionalmente y son de corta

duración, pero producen aumento de temperatura en el primer caso y disminución en el segundo, como consecuencia de ello la línea va a sufrir cambios en todo lo que tiene que ver con temperatura y corriente, razón por la que merece ser considerada en el momento del diseño.

### 1.6 Pérdidas por transporte de energía

La potencia que sale del extremo de envío no llega en su totalidad en el extremo de recepción, sino algo menor. La cantidad de potencia que se ha perdido en el camino produce el calentamiento de los conductores conocido como efecto Joule y al igual que la regulación de voltaje, para calcular las pérdidas se consideran los casos de líneas cortas y líneas largas

#### 1.6.1 Cálculo de las pérdidas

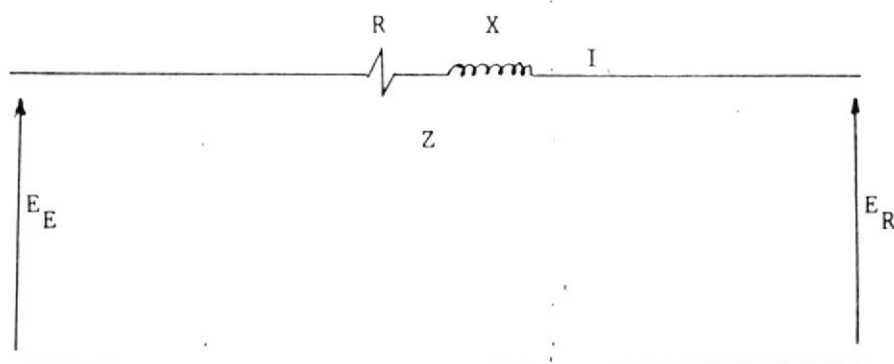


Figura # 10 \_\_\_\_\_ Circuito para líneas cortas

El circuito para líneas cortas está dado en la figura No. 10 de donde el cálculo de pérdidas está dado por:

$$Per=3*I^2R \quad (39)$$

En porcentaje de los KW entregados a la carga

$$Pp=173*(IR)/(E_1\cos\phi_R) \quad (40)$$

Para líneas largas:

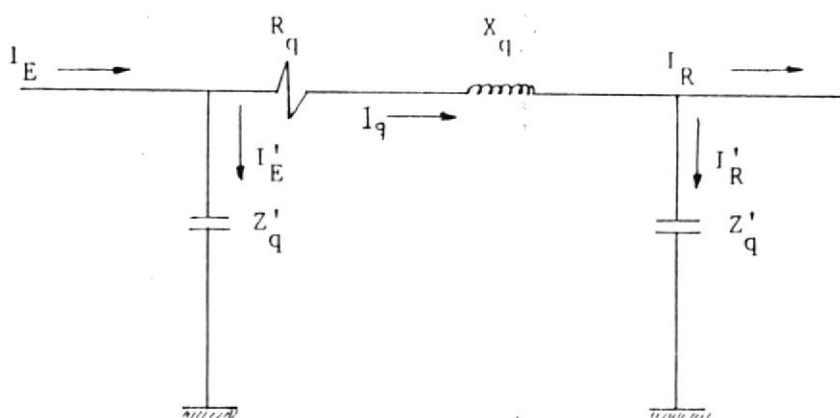


Figura # 11 \_\_\_\_\_Circuito para líneas largas

Las pérdidas de potencia están dadas por

$$Per=3*I_q^2R_q \quad (41)$$

En porcentaje de los KW entregados a la carga

$$Pp=173*(I_qR_q)/(E_1\cos\phi_r) \quad (42)$$

Donde los valores de  $I_a$  y  $R_a$  son los mismos (en magnitud) de las ecuaciones (14), (24) y (27) que se mencionaron en la parte de regulación de voltaje, dependiendo de si se quiere en función de los datos del extremo de envío o el de recepción.

Las pérdidas anuales de energía serán:

$$P_e = 8760 * P_{er} * FQ \quad (43)$$

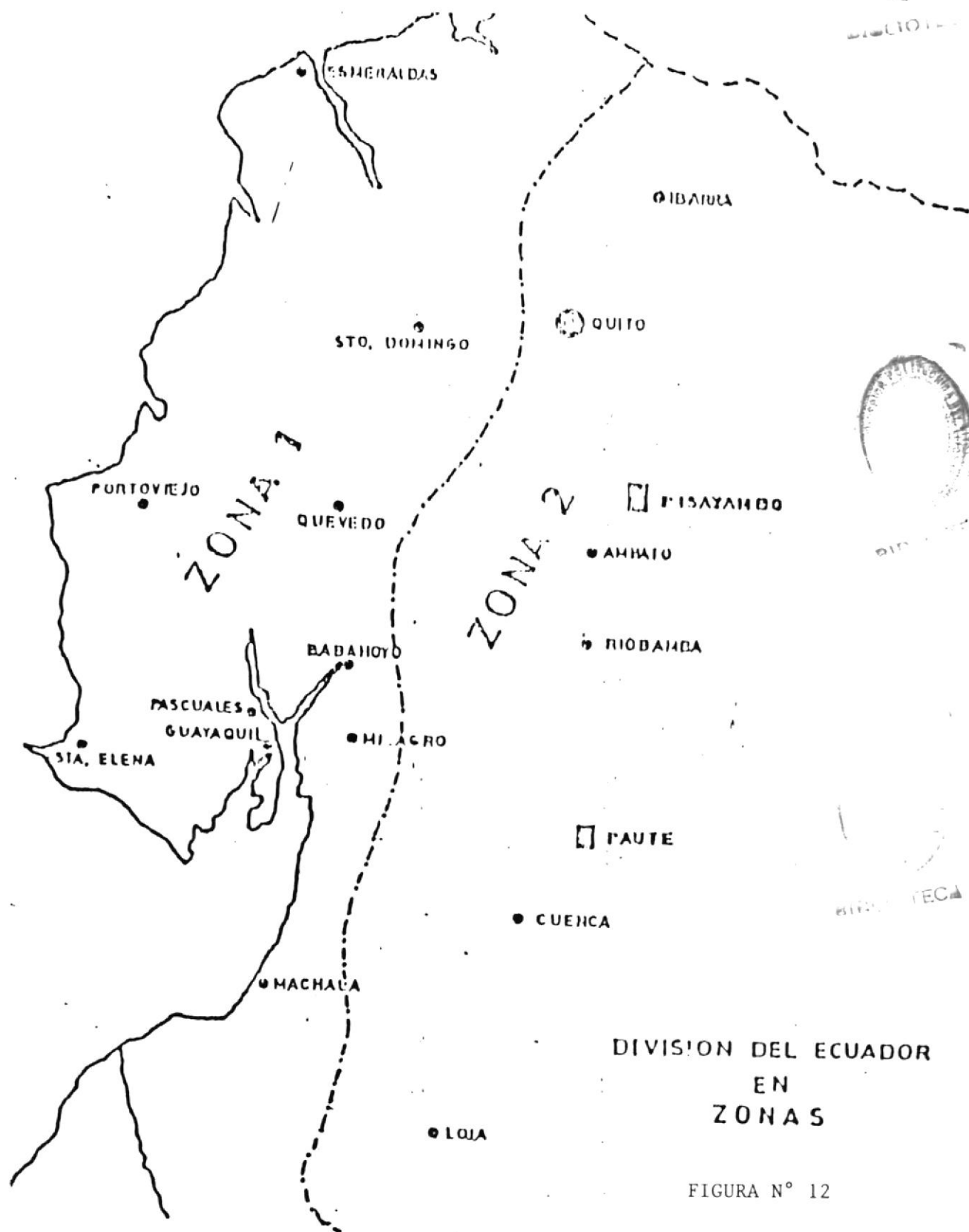
$$FQ = 0.15FC + 0.85FC^2 \quad (44)$$

## II PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL CALCULO DEL LIMITE TERMICO

### 2.1 Generalidades

Los parámetros que a continuación se analizan forman parte preponderante en el cálculo del límite térmico y deben ser cuidadosamente seleccionados, varios de ellos por su naturaleza deberían ser escogidos en base a datos estadísticos recogidos en cada zona por donde pasa la línea para obtener resultados mas próximos a la realidad, estos parámetros son: temperatura ambiente, velocidad del viento, constante de emisividad y radiación solar.

✓ Sí bien llegan a obtenerse resultados mas apegados a la realidad será necesario siempre usar los valores de parámetros que garanticen el mayor margen de seguridad de operación del conductor debido a que las líneas de transmisión de alta tensión atraviezan diferentes zonas climáticas en su recorrido. En nuestro país se identifican dos zonas climáticas tal como lo muestra la figura No. 12.



DIVISION DEL ECUADOR  
EN  
ZONAS

FIGURA N° 12

## 2.2 Temperatura ambiente ( $T_a$ ) y del conductor ( $T_c$ ).

### 2.2.1 Temperatura ambiente

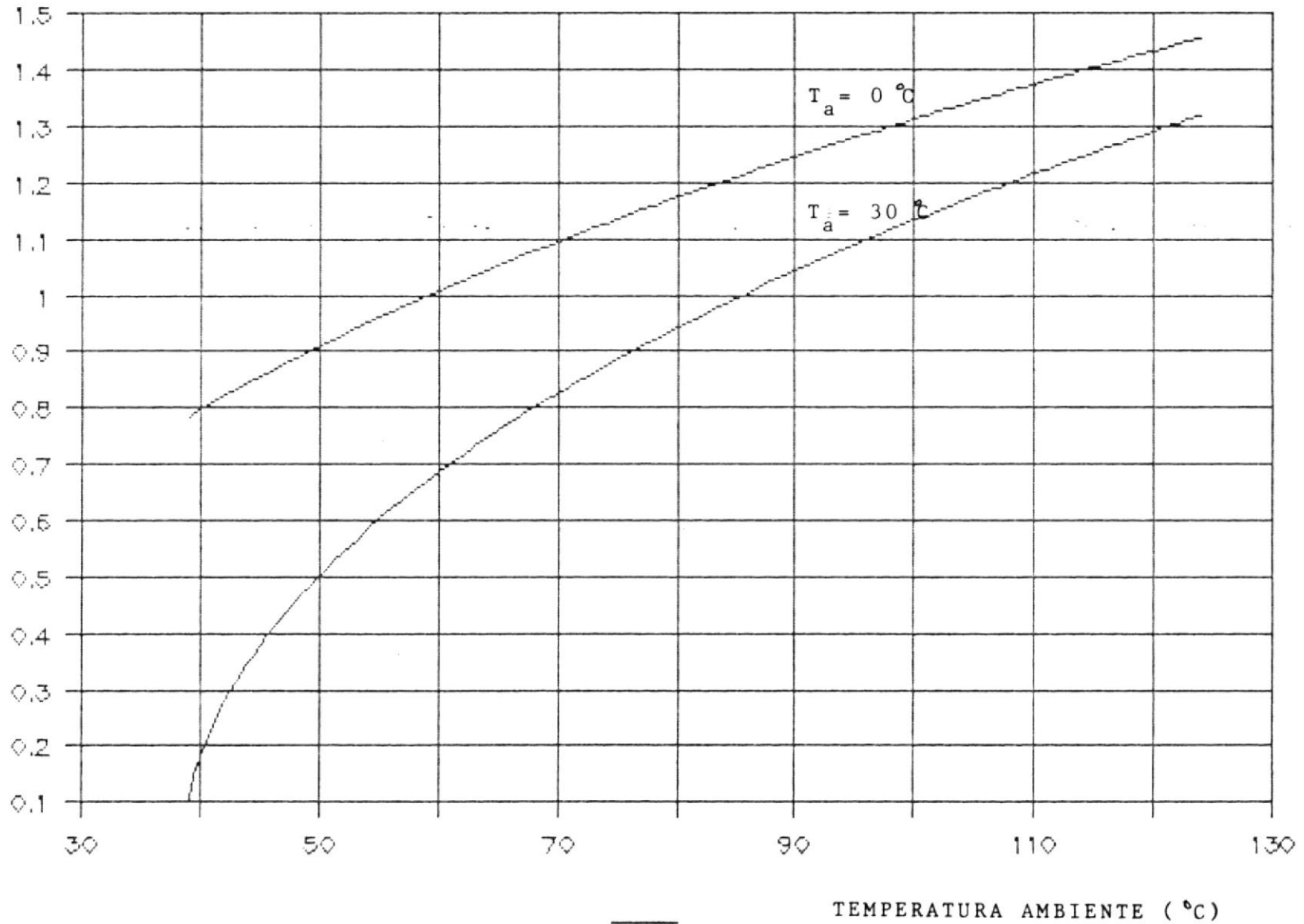
La temperatura ambiente es un parámetro de fuerte influencia en el cálculo de la capacidad de transporte de corriente de los conductores eléctricos solo basta mirar el gráfico No. 13 para darse cuenta de ello, en dicho gráfico por ejemplo aceptando que la temperatura del conductor está en  $70^{\circ}\text{C}$  con temperatura ambiente de  $30^{\circ}\text{C}$  obtenemos una capacidad de transporte de corriente de 820 Amps. aproximadamente pero si la temperatura ambiente es de  $0^{\circ}\text{C}$  la capacidad es de 1100 Amps.

Ante esta evidencia es primordial darle mayor importancia al valor de la temperatura ambiente que se usa para los cálculos. En realidad la temperatura ambiente es un parámetro de naturaleza eminentemente aleatoria, no existe forma de predecir con exactitud su valor en cada instante y debe ser determinado mediante algún método aleatorio, quizás la simulación matemática. Existen varios trabajos de diferentes autores que han realizado estudios en este sentido.

FIGURA # 13 ---Capacidad de transporte de un conductor  
ACSR 26/7 795 MCM  $T_a = 0$   $T_a = 30$  °C

CORRIENTE ( amperios )

(Thousands)





En nuestro país se ha venido utilizando un valor de temperatura ambiente que da un límite superior seguro de acuerdo a la zona climática, que en todo caso es estimativo o producto de la experiencia.

### 2.2.2 Temperatura del conductor

La temperatura del conductor es realmente lo que limita la capacidad de transporte de corriente, a causa de que, a cierto valor de temperatura que no ha sido posible determinarlo con exactitud, el conductor pierde resistencia mecánica a la tracción en forma excesiva, debido al recocimiento ocasionado por el tiempo que el conductor ha estado sometido a dicha temperatura, aunque existen otros efectos de la elevada temperatura en el conductor como son: disminución de la distancia libre del conductor al suelo, aumento de la resistencia eléctrica; es la pérdida de la resistencia mecánica a la tracción la mas crítica.

Los valores de temperatura del conductor que se usan han dado buenos resultados debido a que son bien conservativos, puesto que se asume las peores condiciones de operación, valores de

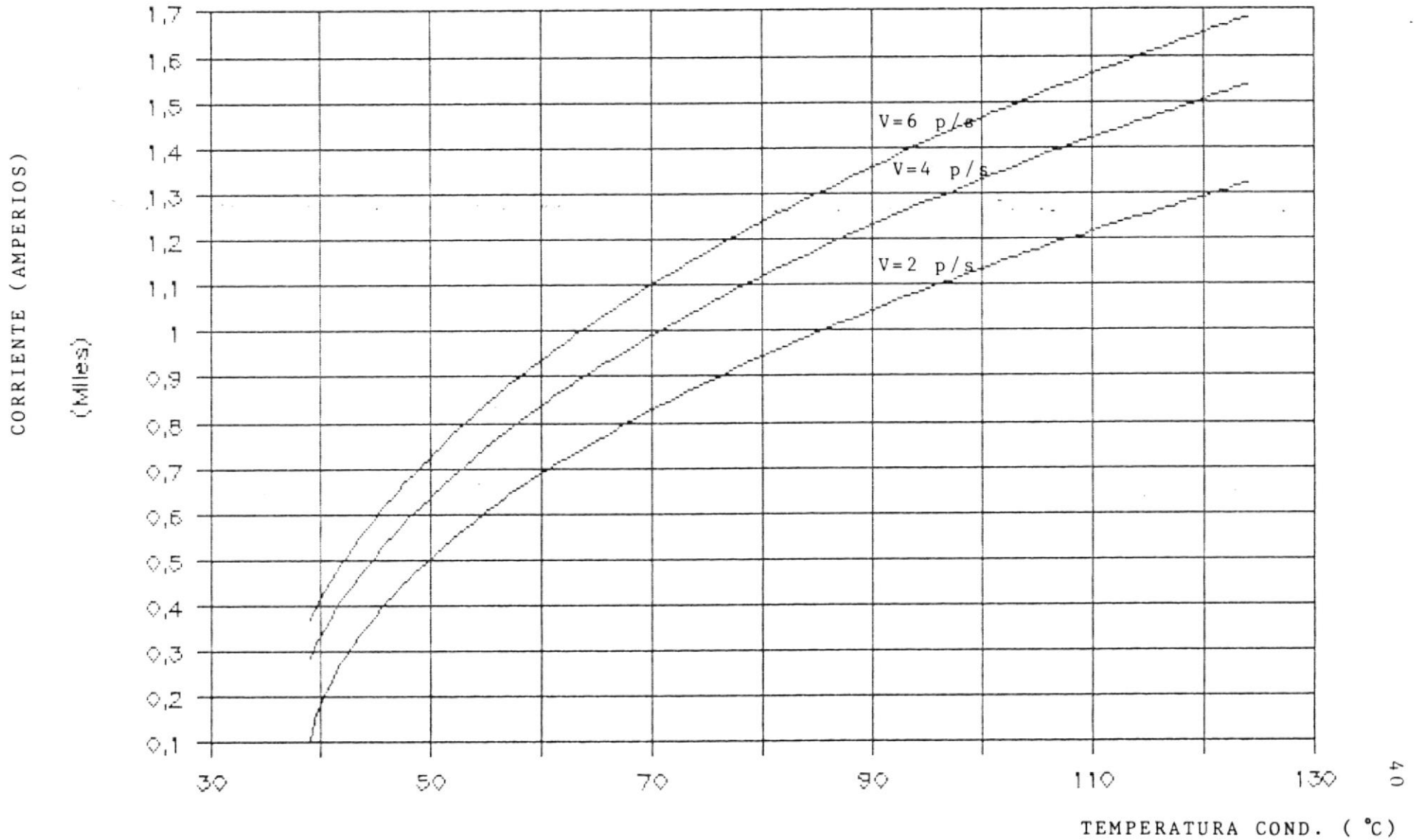
temperatura que se supone constantes (lo cual no es cierto), temperaturas del conductor que aseguren pérdidas de resistencia a la tracción muy bajas (temperaturas a la que muy pocas horas está sometido el conductor en operación normal). Todo esto da la máxima seguridad de operación, pero desaprovecha buena parte de la capacidad instalada.

Diferentes investigadores han encontrado que pérdidas de resistencia a la tracción entre 10 y 15 % durante el periodo de vida útil del conductor son aceptables, en este sentido aquí se tratará de aumentar el valor de la temperatura del conductor con el fin de aumentar la capacidad de transporte sin sobrepasar el 10 ó 15 % como límites de seguridad.

### 2.3 Velocidad del viento

En el cálculo de las pérdidas de calor por convección es la velocidad del viento el parámetro de preponderancia y asimismo el mas difícil de de seleccionar. La velocidad del viento no es uniforme en todo el recorrido de la línea, varía en magnitud y ángulo de incidencia de acuerdo a la posición relativa

FIGURA # 14 ---Capacidad de transporte de un conductor de fase ACSR 26/7 795 MCM para velocidad del viento de 2, 4, 6 pies/segundo.



de la dirección del viento y la orientación de la línea de transmisión, hay que agregar además el hecho de que no podemos predecir la magnitud ni la dirección de la velocidad del viento en cada instante, lo que le da a este parámetro un carácter incierto debiendo hacer uso de la estadística o simulación matemática para estimar un valor.

Es decir que el valor que se tome para los cálculos será producto de la experiencia o un promedio de datos estadísticos.

La incidencia de este parámetro en el cálculo de la capacidad de transporte se puede ver en el gráfico No. 14 observándose mayor influencia con valores de velocidad menores que 1.5 m/s.

Una idea de como varía el valor de la velocidad del viento nos da un reporte escogido al azar de la estación meteorológica del aeropuerto Simón Bolívar de Guayaquil y publicado por el Anuario Meteorológico de INOCAR.

En la siguiente página se encuentra la tabla IX en la que se hallan los valores de la velocidad del viento, su dirección y a la hora que se han producido.

TABLA IX

AÑO	FRECUENCIA DE DIRECCIONES								VELOCIDAD (m/s)		
	NE	E	SE	S	SW	W	NW	N	07H	13H	19H
1981											
ENERO	4	26	4	12	14	12	2	4	2.3	4.1	4.5
FEBR.	3	19	2	12	7	9	2	2	2.0	2.8	3.3
MARZ.	1	26	-	9	7	16	1	7	2.2	3.0	2.9
ABRIL	5	20	2	12	10	16	2	2	2.1	3.3	4.0
MAYO	1	30	1	17	16	15	-	3	2.8	3.8	4.0
JUNIO	1	22	6	28	22	6	2	-	3.4	4.0	4.8
JULIO	-	17	4	32	28	8	1	-	3.3	3.4	5.2
AGOSTO	-	16	6	45	18	5	-	-	3.4	4.2	5.6
SEPTI.	1	18	1	38	18	7	-	1	2.8	4.3	7.3
OCTUBR.	-	18	6	39	23	7	-	-	3.1	4.0	7.0
NOVIEM.	-	20	3	33	21	10	-	-	3.0	3.8	6.6
DICIEM.	-	20	4	27	14	11	-	3	2.4	3.6	5.2
PROMED.	1.6	25.4	3.9	30.8	19.8	12.3	1.0	2.2	2.7	3.7	5.0

#### 2.4 Constante de emisividad térmica

El parámetro constante de emisividad térmica forma parte del cálculo del calor cedido al ambiente por radiación y su valor varía en un rango muy amplio dependiendo del estado de la superficie del conductor; si este es liso o trenzado, si es nuevo o si ya tiene algún tiempo de servicio y del ambiente en el cual ha estado operando (industrial, urbano, rural, etc.). Aunque el calor cedido por radiación no es muy alto, será siempre importante darle el valor adecuado de la constante de emisividad térmica de acuerdo a la zona que está operando o que va operar la línea.

La tabla IV da valores para la constante de emisividad de diferentes materiales, tomando en cuenta las

consideraciones anteriores.

La influencia de la constante se puede ver en el gráfico No. 15 donde se muestra que, dependiendo del valor de la temperatura ambiente y la del conductor es ó no favorable un incremento en el valor de este parámetro.

Hace falta en nuestro país un estudio orientado a determinar la constante de emisividad en las diferentes condiciones ambientales de operación a que están sometidos los conductores de nuestras líneas de transmisión

## 2.5 Radiación solar

La radiación solar es una fuente de calor que contribuye al calentamiento del conductor por lo tanto la capacidad de transporte de los conductores de una línea de transmisión se verá disminuída, dependiendo de la cantidad de calor que puedan absorber o coeficiente de absorción, de la posición del sol, limpidez de la atmósfera y de la orientación de la línea con respecto al sol.

Un cuerpo negro absorbe aproximadamente el 100 % de la radiación mientras que un cuerpo brillante solamente

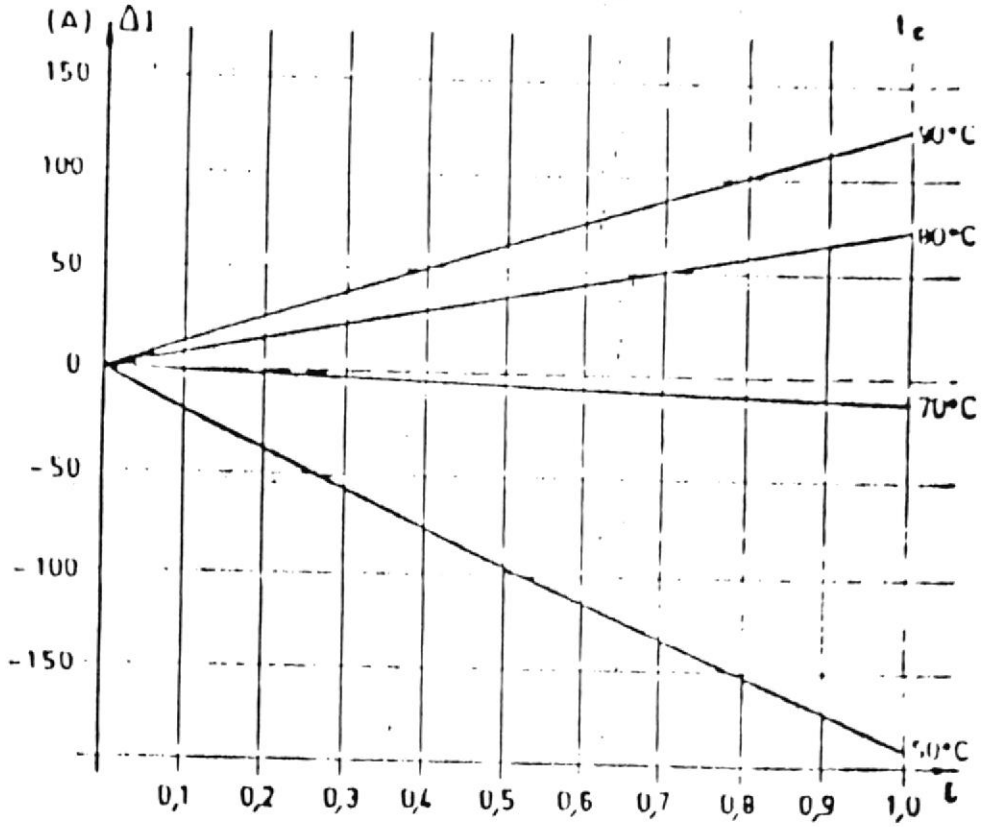


FIGURA N° 15 La capacidad de transporte de corriente para un conductor de fase ACSR 593/68 mm<sup>2</sup>, como una función de la constante de emisividad térmica ( $\epsilon$ ) a diferentes temperaturas del conductor ( $T_c$ ), temperatura ambiente  $T_a = 25$  °C, velocidad del viento  $V = 0.6$  m/s y radiación solar máxima.

absorbe el 5 % aproximadamente, es decir, que el valor del coeficiente de absorción estará influenciado por el estado de la superficie del conductor. Valores del coeficiente de absorción están dados en la tabla IV para diferentes materiales

## 2.6 Influencia estadística en la selección de parámetros óptimos.

Las variables que tienen relación con las condiciones ambientales, como son la temperatura, velocidad del viento y radiación solar son de naturaleza aleatoria, los valores que toma cualesquiera de ellas en cualquier instante son dadas al azar.

Considerando la influencia de estos valores en el cálculo de la capacidad de transporte de corriente, es primordial que se utilicen valores seguros pero cercanos a lo que realmente ocurre, a causa de que al usar valores excesivamente conservativos y pesimistas solo se consigue encarecer el costo del transporte de energía, desaprovechando un porcentaje considerable de la capacidad de la línea y equipamiento adicional para la transmisión.

Las peores condiciones que pueden ocurrir para la transmisión de energía es que: la hora de demanda



Existen la posibilidad de introducir la naturaleza aleatoria en el cálculo de la capacidad de transporte utilizando la técnica de simulación matemática para "predecir" los valores de temperatura ambiente, velocidad del viento y aún la carga del sistema.

(411).

tiempo de operación previsto para el conductor (vida si llegase a suceder no será muchas horas durante el los conductores; cosa que es muy difícil que ocurra y viento y sol brillante incidendo directamente sobre máxima coincide con temperatura ambiente elevada, sin

### III REVISION DE LOS CRITERIOS DE DISEÑO

#### 3.1 Criterios actuales utilizados para el cálculo de la capacidad.

La creciente demanda de energía en los diferentes sectores de la población e industrias, hace que constantemente sea necesario incrementar la capacidad de transporte de las líneas de transmisión que unen los sitios de generación con los centros de consumo, esto implica la construcción de líneas adicionales de características similares a las que ya están en operación o aumentar el nivel de voltaje de transmisión; las dos alternativas traen implícita una fuerte inversión económica lo cual solo es conveniente cuando el incremento de la demanda sea lo suficientemente grande para que justifique tal inversión. Además no es conveniente superpoblar la región geográfica de líneas de transmisión debido a las precauciones que se deben guardar en los corredores por donde atravieza, especialmente cuando debe cruzar zonas densamente pobladas.

La mejor forma de aprovechar una ruta y evitar la superpoblación de líneas es construir una de capacidad considerablemente mayor tomando en cuenta un futuro desarrollo de la región servida por ésta, esto se consigue aumentando el nivel de voltaje de transmisión a un valor significativamente superior, los cuales prácticamente ya están establecidos por los países más desarrollados debido a que ahí se realizan las investigaciones y la construcción del equipamiento adicional para la transmisión y a las ventajas que da tener normalizado los niveles de voltaje de transmisión estos niveles son: 69KV, 138KV, 230KV, 345KV, 500KV. Hasta que la demanda de energía justifique plenamente el nuevo nivel de voltaje, debe buscarse alguna forma provisional de suplir la demanda actual.

¿Es posible cargar en forma continua las líneas que están en operación un porcentaje adicional sobre la capacidad nominal, según lo permita el límite de temperatura de operación del conductor?

Existe la posibilidad de cargar continuamente una línea de transmisión en un porcentaje adicional al de la capacidad nominal para la que fue diseñada, en base a criterios menos pesimistas que los actuales, sin

correr el riesgo de ocasionar daño a los conductores como ser pérdida excesiva de la resistencia a la tracción, recocimiento por efectos de la temperatura y reducción de la vida útil.

En la actualidad las líneas de transmisión están diseñadas suponiendo las condiciones ambientales más severas que podrían soportar; es decir condiciones de cielo despejado con los rayos solares incidiendo perpendicularmente sobre el conductor, sin viento, temperatura ambiente máxima y carga máxima constante. No se toman en cuenta las otras posibilidades de que ocurra bajas temperaturas, carga mínima, vientos fuertes, cielo cubierto o que la demanda máxima ocurre en horas de la noche en donde ya no existe la influencia del sol. Las condiciones reales del ambiente será una combinación de factores favorables y no favorables para la transmisión, lo cual arroja resultados menos severos y más apegados a la realidad.

Valores de parámetros ambientales se han seleccionado comúnmente con referencia a líneas construidas en otros países o líneas ya existentes en nuestro medio.

Debido a que nuestro país no tiene características ambientales y climatológicas uniformes en toda su

extensión territorial, se ha visto la necesidad de dividirlo en dos zonas de características mas o menos parecidas. Estaciones metereológicas ubicadas en diferentes lugares de las dos zonas, han registrado lecturas de la temperatura ambiente en un periodo de 15 años, el resultado se resume en la siguiente tabla X.

TABLA X

TEMPERATURA (°C)	ZONA 1	ZONA 2
MINIMA	10.4	-5
MAXIMA	38.5	22
PROMEDIO	24.53	13.28

En base de esta información estadística y para efectos de uso en los cálculos de la capacidad de transporte de corriente en los conductores de líneas aéreas se consideran los siguientes valores:

TABLA XI

TEMPERATURA ( °C )	ZONA 1	ZONA 2
MINIMA	5	-5
MAXIMA	45	30
PROMEDIO	25	12

La temperatura máxima final a la que está sometido el conductor es la suma de las temperaturas del aire, la producida por los rayos solares y mas la producida por el calentamiento Joule, generalmente este valor está dado para cuando la línea conduce la potencia nominal de acuerdo a la tabla XII

TABLA XII

	Temp.ambiente(°C) (sin viento)	Temp.conductor(°C) (sin viento)
Z O N A 1	25	60
Z O N A 2	12	45

Existe una condición que debe tomarse en cuenta, esto es cuando la línea se ve obligada por alguna razón a transmitir potencia mayor que la nominal, pero no en forma permanente, ocasionando un aumento de la temperatura del conductor hasta un valor aceptado de 80 °C para transmisión de potencia de emergencia.

La velocidad del viento como ya se dijo antes, es un parámetro difícil de seleccionar a causa de que no es constante en su valor, ni en la dirección de incidencia. Hasta aquí se ha optado por darle algún valor a este parámetro, lo cual está plenamente justificado tomando en cuenta el hecho de que ha pesar de no existir vientos se presenta una especie de

"brisa" de aire ocasionado por la diferencia de temperaturas del conductor y el aire. El valor de velocidad del viento de 0.6 m/s es comunmente utilizado para los cálculos tanto en el país como en otras regiones, por considerarse seguro, se asume además que incide perpendicularmente a la superficie del conductor.

La constante de emisividad térmica es un valor que varía de acuerdo a la condición que se encuentra la superficie del conductor y si este es liso o trenzado. Se ha encontrado que conductores trenzados de aluminio nuevos, tienen un factor de emisividad de 0.29 y que el mismo tipo de conductor pero muy ennegrecido por los años de servicio puede tener valores hasta de 0.94. También es de anotar que influye considerablemente el hecho de que el conductor cruce una zona industrial de atmósfera muy contaminada, a causa de que los gases y sustancias volátiles de deshecho de las fábricas y el ollín se adhieren facilmente al conductor causando su prematuro "envejecimiento", para efectos de cálculo de la capacidad de transporte se usa un valor promedio de 0.5 pero podría analizarse por sectores y usarse un valor mas apropiado de acuerdo a cada zona como lo muestra un estudio realizado en Suecia cuyo resultado

se muestra en la tabla XIII.

TABLA XIII

REGION GEOGRF.	AREA mm <sup>2</sup>	AÑOS SERVICIO	CONSTANTE DE EMISIVIDAD		
			70 °C	90 °C	120 °C
A	593	6	0.94	0.94	0.93
	593	10	0.90	0.89	0.88
	454	5	0.87	0.88	0.87
F	329	15	0.77	0.75	0.74
H	234	15	0.73	0.73	0.73
B	157	8	0.65	0.66	0.66
H	593	16	0.64	0.65	0.65
G	454	10	0.61	0.61	0.62
C	99	11	0.53	0.54	0.54
F	454	16	0.51	0.51	0.52
H	329	11	0.48	0.47	0.46
E	62	3	0.39	0.39	0.38
F	910	3	0.31	0.30	0.30
	329	3	0.29	0.30	0.30
	593	3	0.29	0.28	0.28
	593	0	0.19	0.19	0.19

La cantidad de radiación solar que influye en la temperatura final del conductor depende de algunos factores como son la clase y estado de la superficie del conductor que está determinada por la constante de absorvidad "a", de la posición del sol, y de la orientación de la línea con respecto a la trayectoria del sol.

La cantidad de calor que nos llega del sol depende del lugar, de la altitud con respecto al nivel del mar y de la posición del sol. El coeficiente de absorvidad tiene valores dispersos de acuerdo a las condiciones



en que se encuentra la superficie del conductor, se acostumbra generalmente usar el valor promedio de 0.5 para los cálculos. Diferentes valores para el coeficiente de absorvidad y cantidad de radiación solar se encuentran listados en las tablas IV y VI respectivamente.

### 3.2 Aumento del límite térmico y análisis de sus efectos

El límite térmico forma parte de un grupo de parámetros de diseño de líneas de transmisión que, después de analizarlos para las condiciones particulares de cada línea determina cual será la capacidad máxima que en forma segura se transmitirá a través de sus conductores.

En forma muy a la ligera podría decirse que en el caso de líneas largas generalmente es el límite de estabilidad el que determina la capacidad máxima; en cambio para líneas cortas el límite térmico es el factor decisivo, pero realmente en la práctica la determinación de la capacidad de transporte de corriente, involucra la consideración de una serie de factores económicos y de ingeniería que deben conciliarse para poder llegar a una conclusión.

Cuando la capacidad límite está determinada por otros

factores diferentes del límite térmico, existe la posibilidad de incrementarla mediante el uso de equipo adicional; por ejemplo, cuando el factor determinante es el límite estabilidad, puede aumentarse la capacidad disminuyendo la impedancia de la línea, o aumentando el nivel de voltaje; en el caso de que el límite está dado por la regulación de voltaje, la solución será la instalación de condensadores en sitios estratégicos. Pero todo esto está condicionado a que los conductores estén térmicamente aptos para soportar un incremento del valor de corriente en forma permanente.

La cantidad de corriente que circula a través de los conductores de una línea de transmisión se puede calcular partiendo de la ecuación de equilibrio térmico de acuerdo al análisis y simplificaciones de las componentes hechas en el capítulo I en la parte correspondiente al límite térmico.

Sabemos que:

$$Q_{\text{e}} + Q_{\text{j}} = Q_{\text{cn}} + Q_{\text{rd}}$$

$$Q_{\text{j}} = I^2 R$$

$$I = (Q_{\text{cn}} + Q_{\text{rd}} - Q_{\text{e}})^{0.5} / R \quad (45)$$

La capacidad final de líneas de transmisión se determina, luego de analizar los diferentes resultados que de acuerdo a cada condición se obtiene,

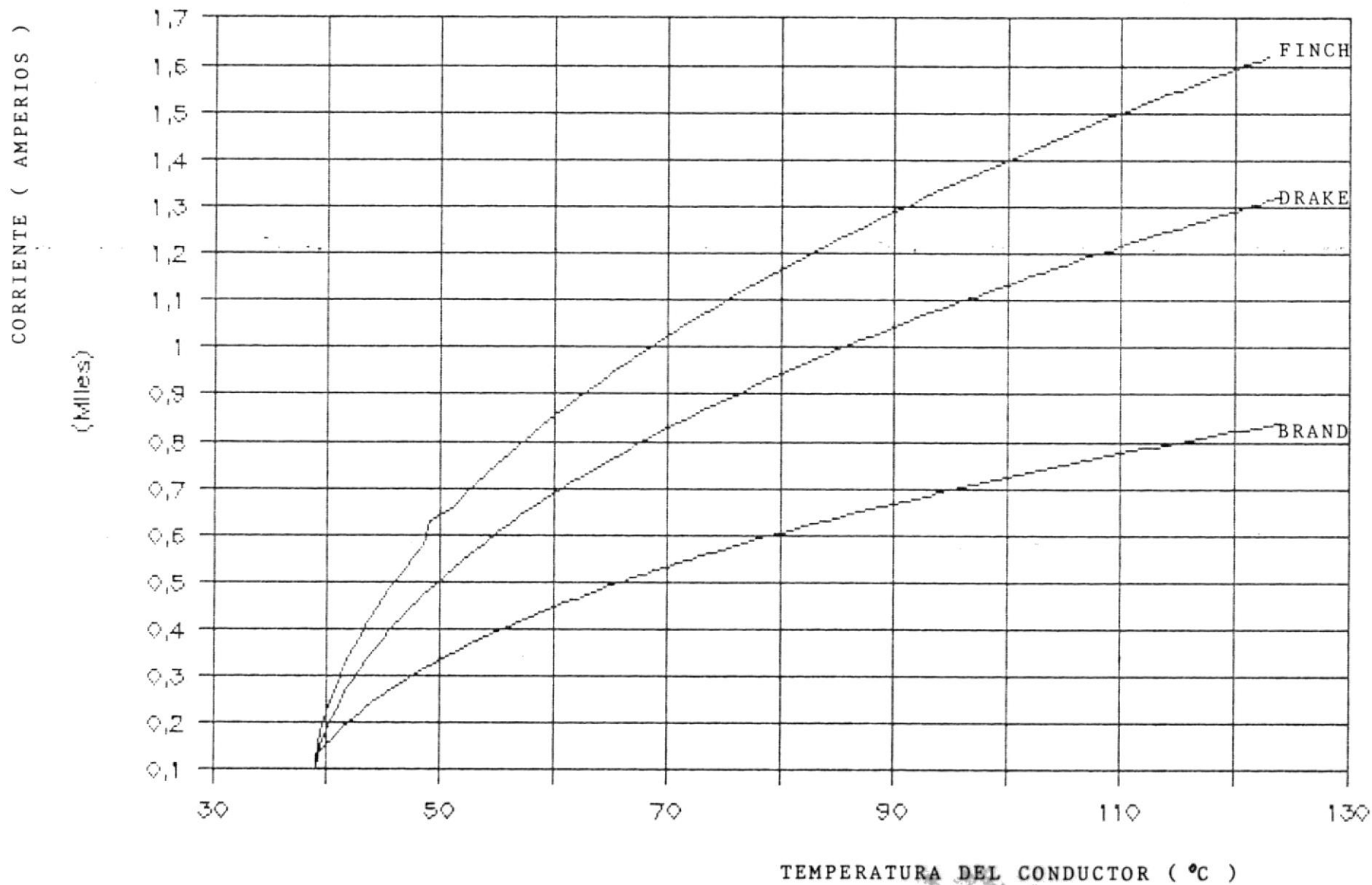
A continuación se da límites de capacidad de líneas en base a diferentes criterios:

Para límite térmico, se asume las siguientes condiciones:

- a) temperatura ambiente 40 °C
- b) subida de temperatura 40 °C
- c) constante de emisividad 0.5
- d) velocidad viento 0.61 m/s
- e) sin sol
- f) a nivel del mar

CONDUCTOR	VOLTAJE (KV)	LIMITE TERMICO (MVA)
1113 MCM	345	627
1113 MCM	230	418
1113 MCM	138	251
954 MCM	138	240
795 MCM	69	107
477 MCM	138	163
477 MCM	69	79
397.5 MCM	138	143
396.4 MCM	69	62
4/0 AWG	69	40

FIGURA # 16---Capacidad de transporte de corriente



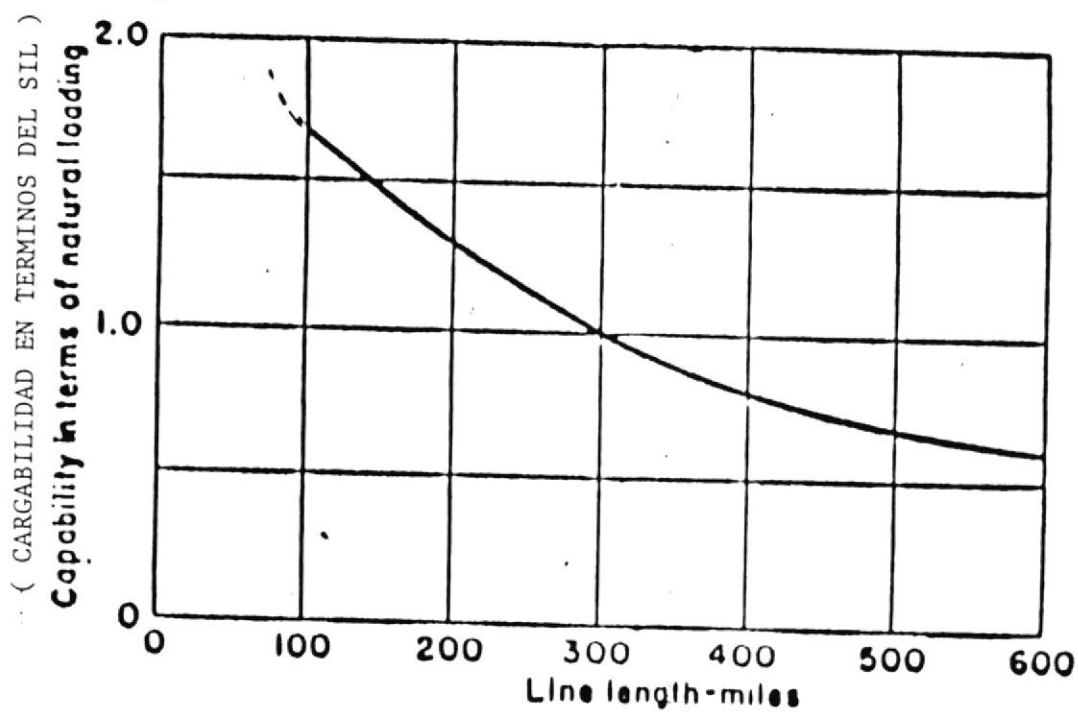
De acuerdo al SIL

No. CIRCUITOS ESTRUCTURA	CONDUCTOR	VOLTAJE (KV)	SIL ( MW )
1 circuito 2 cond.			
por fase - torre	1113 MCM	345	404
2 circuito - torre	1113 MCM	230	288
1 circuito - torre	1113 MCM	230	139
1 circuito - poste	1113 MCM	230	153
2 circuito - torre	1113 MCM	138	118
1 circuito - poste	1113 MCM	138	59
2 circuito - torre	477 MCM	138	110
1 circuito - torre	477 MCM	138	51
2 circuito - torre	397.5 MCM	138	108
1 circuito - torre	397.5 MCM	138	51

De acuerdo a la longitud:

LONGITUD DE LA LINEA ( KM )	CAPACIDAD DE TRANSMISION % DEL SIL
160.9	170
241.4	142
321.8	125
402.3	110
482.7	100

FIGURA N° 17 Cargabilidad de las líneas de transmisión en función de la longitud.



(LONGITUD DE LA LINEA EN MILLAS)

La longitud de las líneas es un factor condicionante al determinar la capacidad de transporte, en el gráfico anterior se muestra una curva de la cargabilidad de la línea en función de la longitud basado en la experiencia y en pruebas con el analizador de redes.

A continuación se analizarán los efectos que pueden causar en los conductores un aumento en el límite térmico.

### 3.2.1 Aumento de pérdidas por transporte de energía

La transmisión de energía eléctrica a través de una línea de potencia trae implícito el compromiso de que cierta cantidad de esta se perderá, por efecto de algunos fenómenos eléctricos, entre los más significativos se pueden mencionar las pérdidas por efecto Joule ( $I^2R$ ) y las pérdidas corona; estas últimas no son muy sencillas de calcular y aportan poco a los cálculos, por esta razón y además porque dependen más del gradiente de voltaje en la superficie del conductor que de la densidad de corriente a través de él, no se tomarán en cuenta.

Las pérdidas Joule están relacionadas directamente con el cuadrado del flujo de corriente a través de los conductores, por lo que la intención de aumentar la temperatura final del conductor (límite térmico) para incrementar la capacidad de transporte de corriente, lleva el compromiso de que sí bien es cierto

incrementa la capacidad de transporte, pero a cambio de un incremento bastante rápido del valor de las pérdidas.

La ecuación para el cálculo de las pérdidas fue mencionada en el capítulo I y es la siguiente:

$$\text{Perd} = 3 * I^2 * R * 10^{-3}$$

Incremento de las pérdidas

$$IP = 3 * (I_2^2 - I_1^2) * R * 10^{-3}$$

$$I_1 = I$$

$$I_2 = (1+p)I$$

$$IP = 3 * I^2 * R * (2p + p^2) * 10^{-3} \quad (46)$$

De la expresión se puede ver que el incremento de las pérdidas es en forma cuadrática

En porcentaje de la carga servida:

$$IP = \sqrt{3} * IR * (2p + p^2) / (E_1 \cos \phi)$$

Esta expresión es un poco mas blanda (lineal) pero habrá que analizar otros factores para determinar que tan beneficioso resulta incrementar el límite térmico



Los gráficos 18; 19 y 20 muestran la variación del porcentaje de pérdidas, las pérdidas en KW/Km y la cargabilidad de las líneas en KW en función de la temperatura del conductor.

El costo económico en materia de servicio eléctrico está compuesto por dos partes: costo de potencia y costo de energía. El cálculo del costo de una unidad de pérdida según valores determinados por INECEL, entidad reguladora del servicio eléctrico en el Ecuador y por disposición gubernamental a la fecha está en vigencia una ordenanza que incrementa en 3 % mensual el valor de los costos de potencia y energía.

En la tabla XIV se muestra el pliego tarifario vigente para el año 1989.

En la siguiente página tabla XIV, está el pliego tarifario para 1989 proporcionado por Emelgur.

Sabiendo que existe un incremento mensual constante, puede determinarse el valor de potencia y energía en cualquier fecha requerida, anterior o futura.

FIGURA # 18 --- Porcentaje de pérdidas

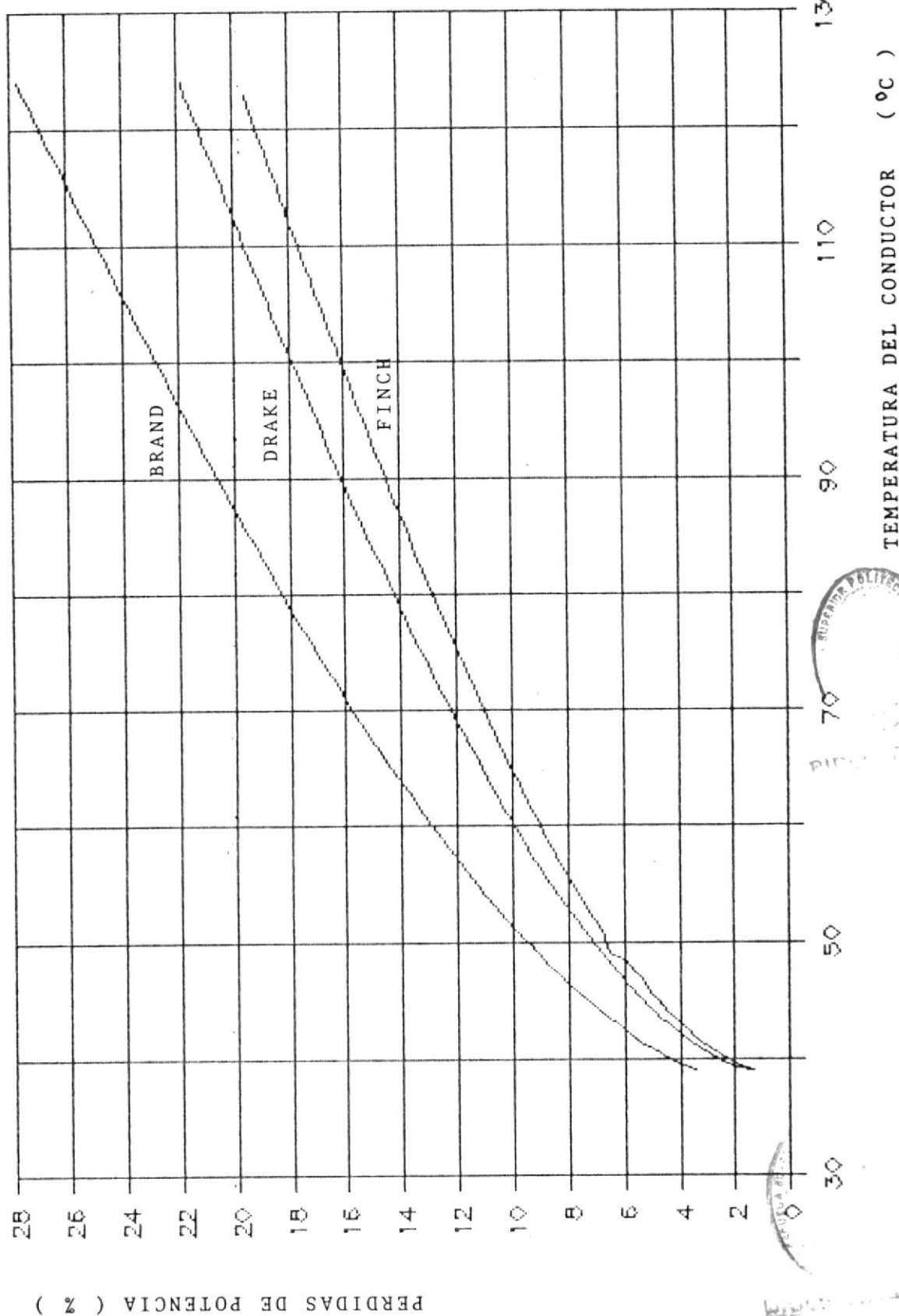


FIGURA # 19 ---Pérdidas de potencia

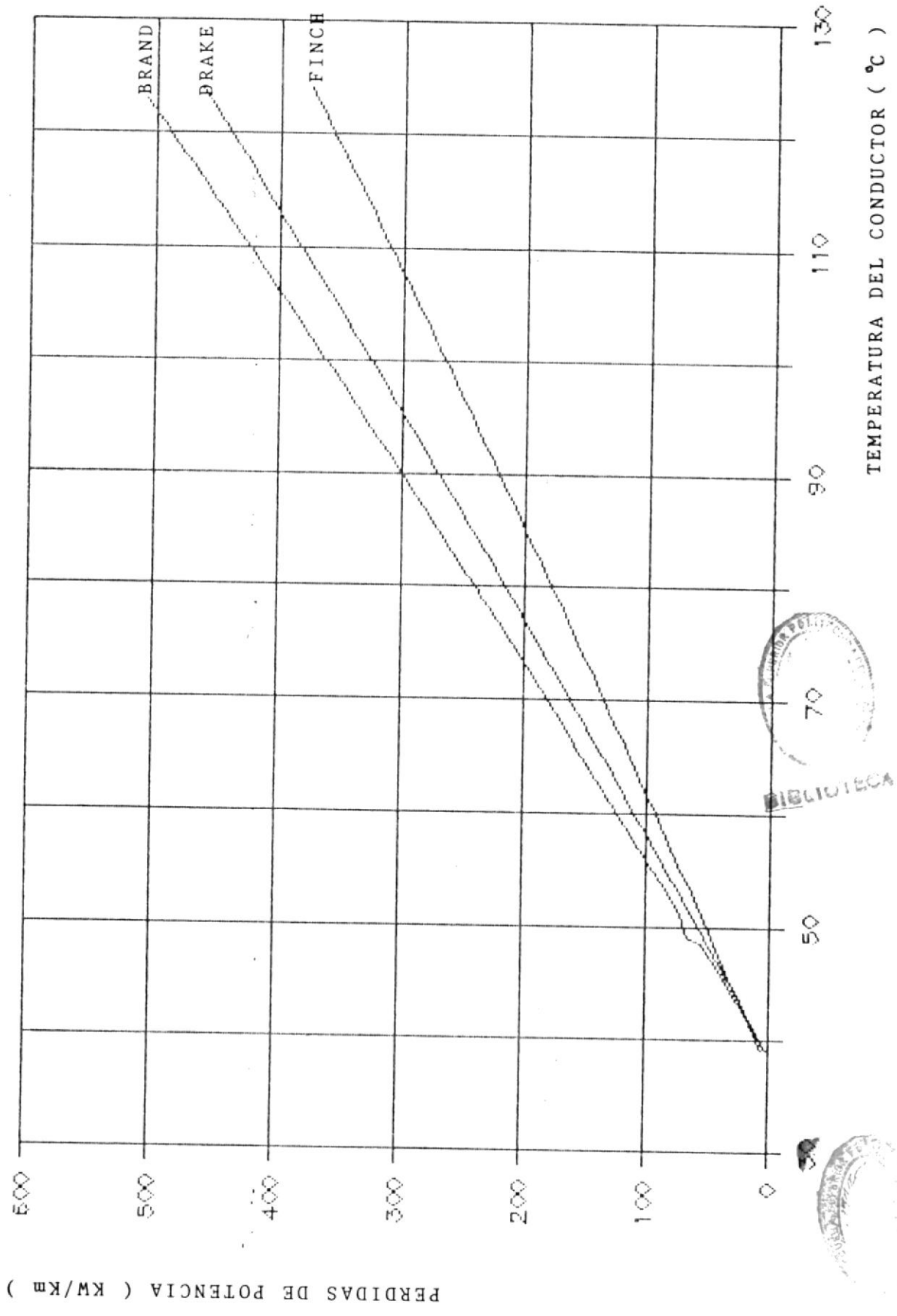


FIGURA # 20 ---Cargabilidad en KW

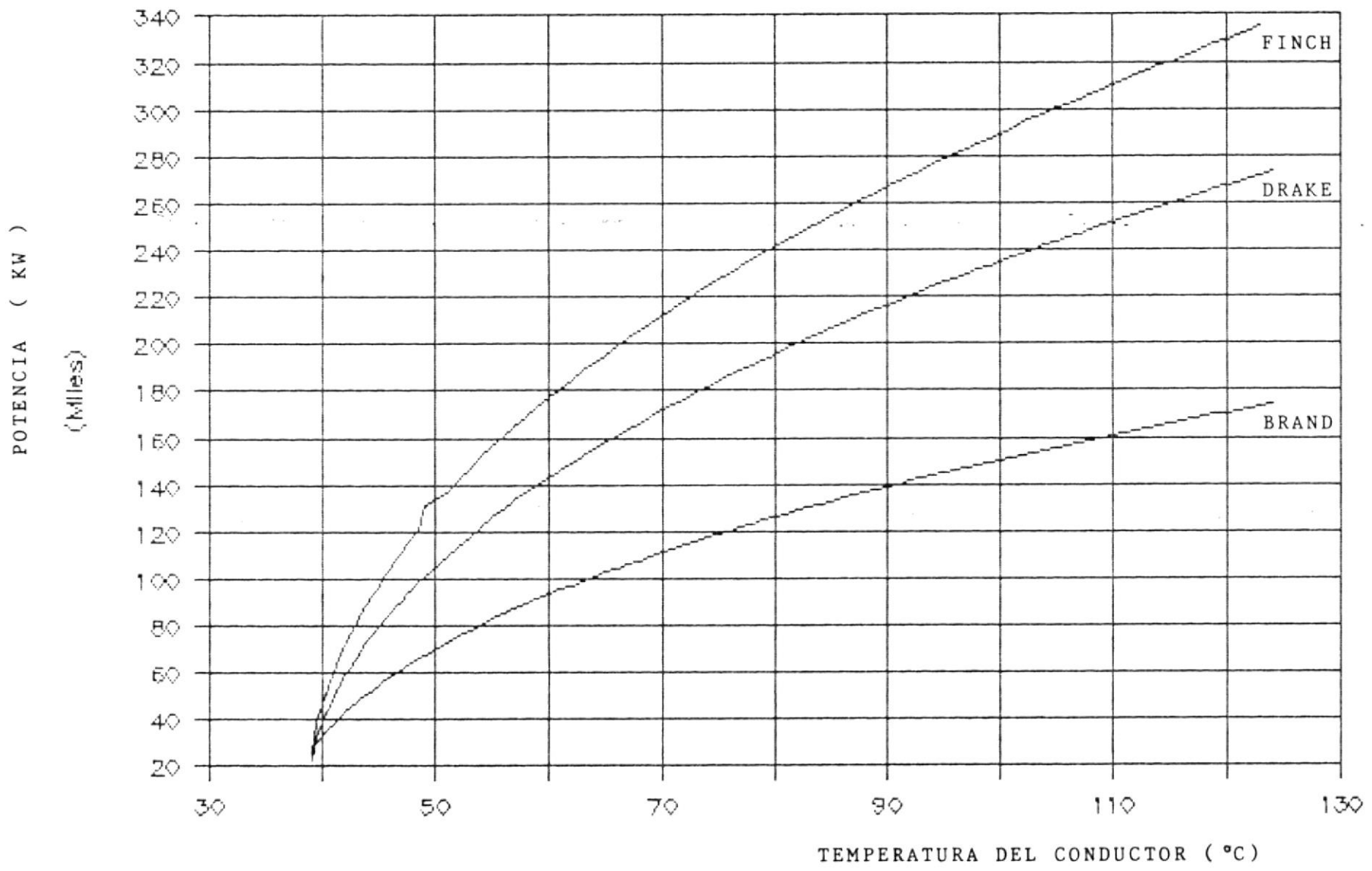


TABLA XIV \_\_\_\_\_ TARIFA VIGENTE DEL S.N.I A 1989

MES	CARGOS x DEMANDA		CARGOS POR ENERGIA					CARGO POR POT.REAC.
	CONTRT. \$/KW	S//KW (40% +)	250KWH/KW \$/KWH	250KWH/KW \$/KWH	EXCESO \$/KWH	SUSTITUC. \$/KWH	EMERGENC \$/KWH	DEM.MEDIA S./KVAR
ENERO	896.10	1254.54	6.726	7.777	5.984	5.984	RECARGO	195.70
FEBRERO	922.98	1292.18	6.928	8.010	6.164	6.164	DEL	201.57
MARZO	950.67	1330.94	7.136	8.250	6.349	6.349	55%	207.62
ABRIL	979.19	1370.87	7.350	8.498	6.539	6.539		213.85
MAYO	1008.57	1412.00	7.570	8.753	6.735	6.735	+	220.26
JUNIO	1038.83	1454.36	7.797	9.015	6.937	6.937		226.87
JULIO	1069.99	1497.99	8.031	9.286	7.146	7.146	RECARGO	233.68
AGOST.	1102.09	1542.93	8.272	9.564	7.360	7.360	DEL	240.69
SEPT.	1135.15	1589.21	8.520	9.851	7.581	7.581	50%	247.91
OCTUB.	1169.21	1636.89	8.776	10.147	7.808	7.808	SI INECEL	255.35
NOVBR.	1204.28	1686.00	9.039	10.451	8.042	8.042	GENERA	263.00
DICBRE	1240.41	1736.58	9.310	10.764	8.284	8.284	CON TERMICAS	270.89

Costo anual de pérdidas (CAP)

Será siempre importante conocer el valor económico de las pérdidas de energía, a continuación se presenta la forma de calcularlo.

$$CAP=CD+CE \quad (47)$$

donde:

$$CD=(Perd.máx.)(Costo de Potencia)$$

$$CE=(Perd.máx.)(8760*FQ*Costo energía)$$

FQ es el factor de carga de las pérdidas y se lo calcula de la siguiente manera:

$$FQ=0.15*FC+0.85*FC^2 \quad (48)$$

donde FC es el factor de carga

El factor de costo de pérdidas está dado por (FCP)

$$\text{FCP} = \text{Costo Potencia} + 8760 * \text{FQ} * \text{Costo energía}$$

También se puede usar:

$$\text{CAF} = \text{Perd. máx.} * (\text{FCP})$$

A continuación en la tabla XV se muestra un cuadro de los diferentes valores arriba indicados proyectados hasta el año 2000, tomados de un estudio realizado por la ESPOL para la expansión del sistema eléctrico Guayaquil

TABLA XV

AÑO	FC	FP	FCP(8%)	FCP(10%)	FCP(12%)
1985	0.650	0.457	14.03	14.16	18.28
1986	0.644	0.449	13.90	16.02	18.14
1987	0.648	0.454	13.98	16.11	18.23
1988	0.647	0.453	13.97	16.09	18.21
1989	0.648	0.454	13.98	16.11	18.23
1990	0.653	0.460	14.09	16.22	18.34
1991	0.653	0.460	14.09	16.22	18.34
1992	0.653	0.460	14.09	16.22	18.34
1993	0.653	0.460	14.09	16.22	18.34
1994	0.655	0.463	14.14	16.27	18.40
1995	0.659	0.468	14.23	16.36	18.49
1996	0.658	0.467	14.21	16.34	18.47
1997	0.658	0.467	14.21	16.34	18.47
1998	0.658	0.467	14.21	16.34	18.47
1999	0.657	0.465	14.18	16.31	18.43
2000	0.660	0.469	14.25	16.38	18.51

EN MILES DE SUCRES/KW.

### 3.2.2 Aumento de la regulación de voltaje

La regulación de voltaje es también un compromiso importante en la política de servicio de energía eléctrica, todos los sistemas

orientan sus estudios y proyectos para la obtención de un valor bajo o por lo menos que esté dentro límites aceptables de regulación.

El incremento de la densidad de corriente que fluye através de los conductores de una línea de transmisión ocasionará que también se incremente el valor de la regulación como lo indica la ecuación No 9.

$$REG=(I/R)*(R\cos\phi_R-X\text{Sen}\phi_R)*100$$

Quando la línea está cargada con su capacidad natural (SIL), las pérdidas en la reactancia serie (IZX) igualan al suministro de potencia capacitiva de la línea (VZB), es decir, no absorve ni entrega potencia reactiva a la red. En estas condiciones la línea esta operando a factor de potencia unitario y si su resistencia es pequeña comparada con la reactancia, la magnitud de voltaje en los dos extremos es aproximadamente la misma, en todo caso, la caída de tensión que exista en al línea es pequeña, solo la producida por la resistencia.

Si la línea opera por debajo de su capacidad natural, esta actúa como un condensador,

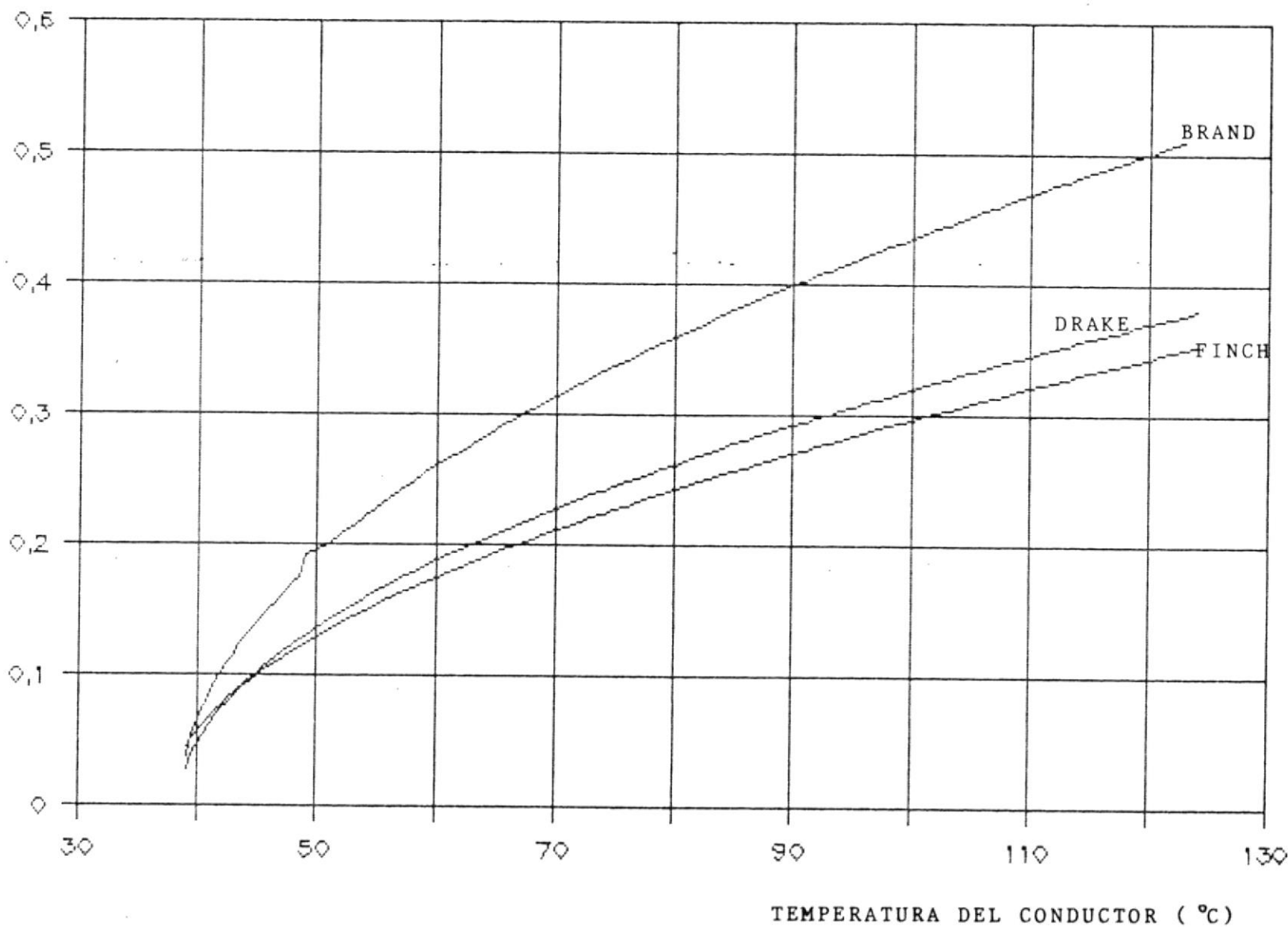
entregando potencia reactiva a la red, tanto más cuanto menos está cargada bajo su capacidad natural. Si la línea opera sobre su capacidad natural, esta actúa como reactor absorbiendo potencia reactiva de la red, tanto más cuanto más cargada está sobre su capacidad natural, este requerimiento de potencia reactiva de la red va creciendo de manera cuadrática ocasionando serias caídas de voltaje en la red hasta el punto de producirse el colapso de voltaje, conocido como inestabilidad de voltaje.

Cuando los requerimientos de regulación los determinan, se usan condensadores ubicados en sitios estratégicos para mantener los niveles de voltaje requeridos, esta alternativa no se puede usar libremente a causa de que, la corriente que proporcionan los capacitores llega finalmente a incrementar las pérdidas de potencia, agregando además que el costo de los KVAR de los capacitores a ese nivel de tensión es elevado y esto pone un límite económico a la aplicación, así como, técnicamente se ve afectada la estabilidad. El gráfico No. 21 muestra el incremento de la regulación de voltaje por Km en función de la temperatura para diferentes



FIGURA # 21 ---Regulación de voltaje en % /Km

REGULACION DE VOLTAJE ( % /Km )



conductores.

### 3.2.3 Aumento de la flecha del conductor

Todo cuerpo sometido a temperatura está sujeto a dilatarse unos menos que otros, pero en general todos se dilatan en alguna medida. Los conductores usados para el transporte de corriente en las líneas de transmisión no están libres de este fenómeno.

En el caso de las líneas aéreas los conductores van suspendidos entre una serie de estructuras que le sirven de soporte; entre estructura y estructura los conductores forman una especie de "seno" que es causado por el peso propio del conductor y por la temperatura, conocido como flecha. A la flecha ocasionada por el peso propio de los conductores hay que agregarle las dilataciones sufridas por el conductor por efecto de las variaciones de la temperatura ambiente y por la temperatura producto del calor generado por las pérdidas de Joule de la línea.

La figura No 22 muestra la forma que toma el conductor suspendido entre estructuras.

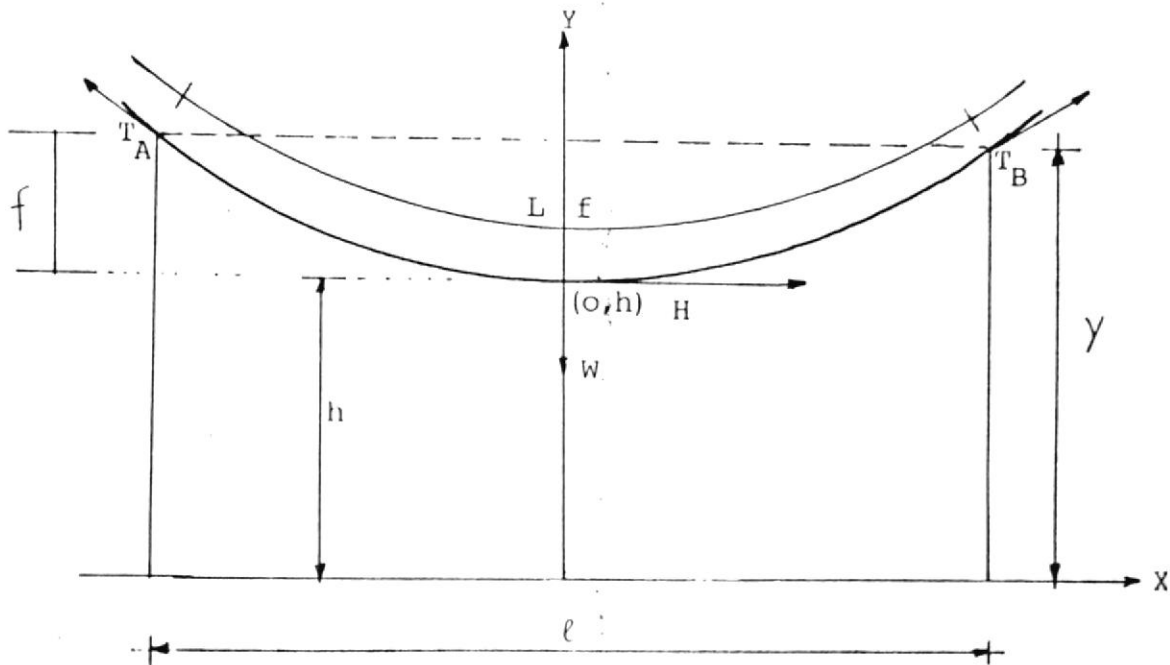


Figura # 22 \_\_\_\_\_ Flecha que forma el conductor

La curva que forma un conductor suspendido entre dos estructuras es conocida como catenaria, ampliamente usada en mecánica.

Del gráfico No. 22

$$T_B = wY$$

$$Y = (H/w) \cosh(wx/H)$$

$$h = H/w$$

$$f = Y - h$$

$$f = (H/w) (\cosh(hwX/H) - 1)$$

$$L = 2 * (H/w) \sinh(wx/H)$$

Para simplificar los cálculos y considerando que no se comete grave error, la ecuación de la flecha se puede aproximar a la de una parábola descomponiendo la función hiperbólica en una serie.

$$f = (H/w) (0.5 * (w_x/H)^2 + 0.25 * (w_x/H)^4 + \dots)$$

Debido a que el factor  $w_x/H$  es pequeño (menor de uno) se puede despreciar los demás términos de la serie tomando en cuenta solo el primero.

$$f = (H/2w) (w_x/H)^2$$

$$f = (w_x^2) / 2H$$

Sabiendo que:  $x = 2l$

$$f = (wl^2) / 8H \quad (49)$$

Flecha máxima del conductor:

Condiciones requeridas para los cálculos mecánicos de las líneas de transmisión.

- 1.- Determinar en forma segura, que de acuerdo a las condiciones de tensión, carga y temperatura; existe una separación adecuada respecto del suelo.

2.-Determinar en forma segura, que bajo condiciones de esfuerzos en el conductor no superen a los valores permitidos del material que estan fabricados.

3.-Determinar en forma segura, que la línea ya bajo condiciones de carga y temperatura con sus flechas y tensiones establecidas; éstas cumplen las condiciones de los numerales 1 y 2.

La distancia mínima del conductor al suelo es de fundamental importancia, por razones de seguridad y se toma en el punto mas bajo del conductor cuando forma su catenaria. Se ha establecido para líneas de transmisión en el Ecuador que la altura mínima desde el suelo al punto mas bajo del conductor no sea menor de 6.0 mts. con relación a la máxima flecha (a 60 °C en la zona 1 y a 45 °C en la zona 2); requerimientos establecidos para líneas a 110 KV. Para niveles de voltaje mayores esta distancia se incrementa considerando la variación de la densidad relativa del aire según la altura en base a la siguiente expresión

$$D_{mes}=6.0+Kd$$

para terrenos normales

$$D_{mes}=7.0+Kd$$

para cruce de caminos

Donde el valor  $Kd$  toma en consideración la densidad relativa del aire, la altura y el nuevo nivel de voltaje (mayor de 110 KV).

$$Kd=(KV-110)/150 * \delta$$

En la tabla XVI se dan valores de la densidad relativa del aire a diferentes altitudes y temperaturas.

TABLA XVI

ALTITUD ( m )	PRES. BAROMET. ( cm Hg )	TEMPERAT. AMBIENTE (°C)				
		10	15	20	25	30
0	76.0	1.052	1.034	1.018	1.000	0.985
150	74.7	1.035	1.017	1.000	0.982	0.968
300	74.4	1.016	0.988	0.982	0.965	0.950
600	70.7	0.980	0.964	0.946	0.930	0.915
1000	67.4	0.934	0.916	0.902	0.886	0.872
1500	63.5	0.880	0.865	0.850	0.835	0.822
2000	59.7	0.827	0.804	0.799	0.785	0.774
2500	56.1	0.777	0.764	0.751	0.738	0.726
3000	52.5	0.730	0.716	0.705	0.692	0.681
3500	49.2	0.681	0.670	0.658	0.646	0.636
4000	46.0	0.636	0.626	0.615	0.605	0.595

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) a aprobado el siguiente cuadro de distancias mínimas aplicables a cada zona del país (tabla XVII).

TABLA XVII

CONDICION	ZONA 1		ZONA 2	
	UNO	DOS	UNO	DOS
Terreno normal	6.8	5.5	6.8	5.5
Terreno transit.				
Y camino 2da.imp.	7.8	6.5	8.3	7.0
Caminos lera.imp.	9.0	7.7	9.5	8.2
Vías de ferrocarril distancia al riel	9.0	7.7	9.5	8.2

Condición UNO : Las distancias mínimas se deberán verificar considerando la flecha máxima final correspondiente a la condición de transmisión de la potencia nominal de la línea aérea y para una desviación de los conductores por acción del viento en ángulos comprendidos entre  $0^\circ$  y  $10^\circ$  (grados).

Condición DOS : Las distancias mínimas se deberán verificar considerando la flecha máxima final correspondiente a la condición de transmisión de la potencia de emergencia de la línea. Para conductores desviados por acción del viento en ángulos mayores de 10 grados se podrán aceptar distancias entre el conductor y el suelo, inferiores a las ya indicadas tomando en cuenta el grado de accesibilidad de tales terrenos, como es el caso de los acantilados o

cerros con pendientes fuertes.

Consideraciones para el cálculo de las flechas mínimas y máximas de los conductores:

Para el cálculo de la flecha mínima inicial se usa las siguientes condiciones:

	TEMPERATURA(°C)	VIENTO(m/s)
ZONA 1	5	NO
ZONA 2	-5	NO

En la flecha máxima final se debe tomar en consideración dos aspectos:

-Transmisión de la potencia nominal de la línea, en este caso se tomará la mayor de las flechas calculada en base al siguiente criterio.

	TEMP. CONDUCT. (°C)	VIENTO	T. AMBIENTE (°C)
ZONA 1	60	NO	25
ZONA 2	45	NO	12

También se puede hacer:

ZONA 1	$T_1$	NO	25
ZONA 2	$T_2$	NO	12



Donde las temperaturas  $T_1$ ,  $T_2$  son las calculadas para el conductor cuando se transmite la potencia nominal máxima con viento de 0.61 m/s. efecto del sol, emisibilidad de 0.5, la cota máxima de la línea y la temperatura ambiente de acuerdo a la zona que se considera.

-Transmisión de la potencia de emergencia de la línea también se toma el valor máximo de las flechas, con el siguiente criterio

ZONA 1	$T_3$	NO	25
ZONA 2	$T_4$	NO	12

Las temperaturas  $T_3$ ,  $T_4$  son las calculadas para el conductor, suponiendo que transmite la potencia de emergencia en idénticas condiciones ambientales de viento, sol, emisibilidad y altitud, que para el párrafo anterior.

La variación de temperatura en los conductores produce un alargamiento o acortamiento en la longitud lo cual trae como consecuencia también cambios en la tensión mecánica y las flechas.

Los conductores de las líneas inicialmente son

tensados a temperatura ambiente y lógicamente sin carga; a fin de que pueda resistir posteriormente el cargado y las variaciones de temperatura propias de una línea en operación, se debe considerar los posibles cambios de condiciones en base a la ecuación de estado.

$$L_0(T_1 - T_0) + L_0(H_1 - H_0) / A_c E = (l^3 / 24) ((w_1 / H_1)^2 - (w_0 / H_0)^2)$$

donde:

E módulo de elasticidad  
 $A_c$  sección transversal del conductor  
 $\alpha$  coeficiente de dilatación lineal  
 $T_0$  temperatura inicial  
 $T_1$  temperatura final  
 $w_0$  peso propio del conductor  
 $w_1$  peso propio del conductor + sobrecarga por viento  
 $l$  longitud del vano  
 $L_0$  longitud inicial del conductor  
 $H$  Tensión mecánica de los conductores e hilos de guardia

Tensión normal: El porcentaje admisible de la tensión de rotura (UTS) para estar en el rango de tensión normal debe ser de acuerdo al siguiente cuadro:

	T. INICIAL	T. FINAL
Conductores ACSR	25 %	20 %
Hilos de Guardia	20 %	17 %

Con las siguientes condiciones ambientales

	TEMPERATURA (°C)	VIENTO(m/s)
ZONA 1	25	NO
ZONA 2	12	NO

De acuerdo a normas establecidas en el Ecuador se aplica el siguiente criterio para tensiones:

	TEMPERATURA	VIENTO	ESFUERZO	
			CONDUCTOR	HILO GUARD.
Condición 1				
ZONA 1	5 °C	NO	33.33 %	20.0 %
ZONA 2	-5 °C	NO	33.33 %	20.0 %
Condición 2				
ZONA 1	18 °C	90 KM/H	33.33 %	20.0 %
ZONA 2	5 °C	90 KM/H	33.33 %	20.0 %

La velocidad del viento de 90 KM/H se considera que ejerce una presión efectiva sobre el conductor de 39 Kg/m<sup>2</sup>.

Para todo cálculo se considerará como valor inicial de la tensión máxima el mayor valor que resulte de las condiciones calculadas anteriormente.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores se puede esperar que para cumplir los requerimientos de distancia mínima al suelo en las diferentes condiciones de operación de la línea (normales y de emergencia); si aceptamos un valor mayor de temperatura de operación del conductor como parámetro de diseño de las líneas

de transmisión, será necesario adicionalmente proveer de una mayor altura a las estructuras de soporte de los conductores (torres, postes, etc) a causa del aumento de la flecha la cual es el causante de la disminución de la distancia mínima al suelo, en el medio vano. Los gráficos 23; 24 y 25 muestran la correspondiente flecha en función de la temperatura del conductor y de las consideraciones anteriores para diferentes vanos y conductores.

#### 3.2.4 Pérdida de la resistencia mecánica a la tracción

Los conductores de las líneas de transmisión están sometidos a determinada temperatura de operación, la cual es el resultado de la temperatura ambiente más la generada por el efecto Joule en los conductores; este valor, por supuesto, es diferente de la temperatura a la cual el conductor fue trabajado (elaborado) en fábrica.

El resultado de estar expuesto a la temperatura de operación es una gradual pérdida de la resistencia mecánica a la tracción, por efecto de un cierto grado de recocido del material que está hecho el conductor.

El límite térmico es determinado en una forma tal que asegure un valor de pérdidas de resistencia a la tracción lo suficientemente pequeñas, como para que los conductores operen eficientemente durante el periodo de vida útil previsto para la línea.

No se tiene perfectamente definido que valor de pérdidas de resistencia a la tracción son el límite para operación adecuada de los conductores. Algunos investigadores han determinado, que un 10 % de las pérdidas da un valor totalmente seguro para operación de la línea en un periodo de 30 años, la tabla XVIII lista las pérdidas de la resistencia mecánica de varios conductores sometidos a diferentes cargas.

TABLA XVIII

TIPO CARGA	PERDIDAS (%)	TEMP. MAXIMA ALCANZADA (°C)		
		COBRE	ALUMINIO	AL. ALUM. 6201
CONSTANTE	5	40	90	51
	10	63	113	69
SISTEMA GRANDE	5	40	114	78
	10	98	141	102
SISTEMA PEQUEÑO	5	40	126	93
	10	116	151	119

El cálculo de las pérdidas de la resistencia mecánica a la tracción no es una tarea sencilla,

de hecho no existe una fórmula directamente aplicable para el cálculo, solo un gran número de trabajos de investigación, cada uno de ellos para diferentes consideraciones y acompañados de sus correspondientes resultados experimentales.

Es que la pérdida de la resistencia mecánica depende de varios factores; temperatura, tiempo de operación, diámetro, material, etc., lo cual da como resultado una función que depende de varias variables que hasta ahora no ha sido posible relacionarlas. Para efectos de calcular las pérdidas de resistencia mecánica se ha escogido las fórmulas de un boletín publicado por IEEE, que dan buenos resultados sin tener que hacer cálculos demasiado laboriosos.

Los hilos de los conductores (strands) son obtenidos de varillas de un diámetro mayor, casi en forma general los hilos de aluminio y aleación de aluminio de hasta 3.5 mm. se obtiene de varillas de 9.5 mm de diámetro y de varillas de 12.7 mm., los hilos de diámetro mayor de 3.5 mm., los hilos de cobre se obtiene comunmente de varillas de 8 mm. Se ha encontrado que la relación del diámetro de los hilos del conductor

y el diámetro de la varilla de donde fueron obtenidos, tiene cierta influencia en las pérdidas de la resistencia a la tracción.

Podemos calcular esta relación usando la siguiente expresión:

$$R=100*(1-(d_1/d_0)^2) \quad ( \% ) \quad (50)$$

El cálculo de las pérdidas de la resistencia a la tracción se lo analizará para tres situaciones importantes en la operación de una línea: corriente de carga constante, sobrecarga temporal y corriente transitoria.

Caso de corriente constante:

Para valores de pérdidas de la resistencia a la tracción menores de 15 % se puede usar la siguiente expresión

$$W=\exp(\ln W_{R=80\%}+K_4 \ln(R/80)) \quad (51)$$

Donde el valor  $\ln W_{R=80\%}$  se calcula de la siguiente ecuación:

$$W_{R=80\%} = \left( \dots (t_1 t'_2 / t'_1) + t_2 \right) t'_3 / t'_2 + \dots + t_{n-1} \left( t'_n / t'_{n-1} + t_n \right) / t'_n \quad C_2 \quad (52)$$

donde  $\ln t'_n = A_2 + B_2 T_n$ , y  $t'_n$

$$t'_n = \exp(A_2 + B_2 T_n) \quad (53)$$

Valores para  $A_2$ ,  $B_2$ ,  $C_2$ ,  $K_4$  se encuentran en la tabla XIX.

Para calcular cualesquier valor de las pérdidas se propone la siguiente ecuación:

$$W = W_m(1 - \exp(-\exp(K_{12}(T,R) + n_1 * T))) \quad (54)$$

donde

$$K_{12}(T,R) = A_3 + B_3 T + K_{13} \ln(R/80)$$

Valores para  $A_3$ ,  $B_3$ ,  $K_{13}$  se encuentran en la tabla XIX.

**Corriente intermitente o sobrecarga temporal:**

Con cargas intermitentes la rapidez con que aumenta la temperatura (calentamiento) cuando sube la carga es mayor que la rapidez con que disminuye la temperatura (enfriamiento) cuando ha pasado la sobrecarga, esto quiere decir que el tiempo que necesita el conductor para llegar a cierto valor de temperatura es menor que el que necesita para volver a la temperatura inicial pasada la perturbación. Estas condiciones deben de tenerse presentes debido ha que producen pérdidas adicionales.

El tiempo de calentamiento para efectos de cálculo de pérdida de resistencia con cualesquiera de las dós ecuaciones, se divide en "p" partes iguales de la misma manera que el tiempo de enfriamiento en "q" partes iguales.



Luego el tiempo para usarlo en cualesquiera de las dós ecuaciones anteriores está dado por:

calentamiento

$$t_h = \sum_{i=1}^{i=p} (i-0.5) dt_h \quad (55)$$

enfriamiento

$$t_e = \sum_{j=1}^{j=q} (j-0.5) dt_e \quad (56)$$

Figura # 26\_\_\_Corriente y temperatura en  
funcion del tiempo de duraci3n

Caso de corriente transiente:

Estas son ocasionadas por descargas atmosféricas en la línea u operaciones de maniobra, se caracteriza por una subida rápida de temperatura y de muy corta duración, lo que hace que las pérdidas de resistencia a la tracción sean prácticamente despreciables; no así en el tiempo de enfriamiento el cual tiene un proceso más lento por el que el conductor está más tiempo a esta temperatura, en este caso ya no se puede despreciar las pérdidas de resistencia.

La temperatura máxima puede ser calculada de la siguiente expresión:

$$T_{\max} = T_0 + A_4 \int_0^{t_h} J^2 dt + B_4 \left( \int_0^{t_h} J^2 dt \right)^r \quad (57)$$

Aquí también se puede dividir los tiempos de calentamiento y enfriamiento en intervalos, al igual que para corriente intermitente para poder calcular los tiempos usados en las ecuaciones de cálculo de las pérdidas de resistencia mecánica a la tracción.

Valores para  $A_4$ ,  $B_4$ , y  $r$  para uso con las correspondientes ecuaciones 55; 56 y 57, se dan en la tabla XIX.

TABLA XIX

CONSTANTE	COBRE	ALUMINIO	ALEAC. ALUMINIO 6201
$K_4$	9	8.1	18
$A_2$	9.21	14.7	13.1
$B_2$	-0.064	-0.123	-0.0755
$C_2$	$0.0372 \times 10$	0.260	0.759
$n_1$	0.40	0.285	0.79
$w_a$ (%)	41.0	56.0	60.0
$A_3$	-7.4	-8.3	-14.5
$B_3$	0.0255	0.035	0.060
$K_{13}$	11.0	9.0	18.0
$A_4$	$0.481 \times 10^{-14}$	$1.084 \times 10^{-14}$	$1.3 \times 10^{-14}$
$B_4$	$3.646 \times 10^{-36}$	$2.778 \times 10^{-36}$	$7.995 \times 10^{-36}$
$r$	2.25	2.19	2.4

Todas las constantes estan en horas, excepto  $w_a$  que está en por ciento y  $A_4$ ,  $B_4$  y  $r$  que estan en segundos

Las fórmulas para calcular las pérdidas de resistencia a la tracción, se ha deducido para alambres individuales que estan sometidos a elevadas temperaturas, a causa de que no se dispone de información y estudios realizados del efecto del trenzado en los conductores compuestos de varios hilos y menos aún en los que tienen el alma de acero.

Además debe indicarse que en las diferentes ecuaciones no se ha tomado en cuenta el efecto de la tensión mecánica de los hilos ya que en las investigaciones realizadas no se han usado alambres sometidos a tensión alguna. Es decir

que, no se ha tomado en cuenta el efecto de la tensión mecánica ni el trenzado de los conductores que es como en realidad se los encuentra, se cree que estas condiciones aumentan en cierto modo las pérdidas, pero hasta que se tenga los fundamentos apropiados y sea factible de alguna forma cuantificarlo, se debe seguir usando la forma de cálculo anterior.

Se asume además que las pérdidas de resistencia mecánica de conductores sometidos a diferentes temperaturas son acumulativas, de ahí que las pérdidas totales son la suma de las pérdidas individuales. Es notorio que para calcular las pérdidas de resistencia mecánica, se necesita adicionalmente conocer la historia térmica del conductor, es decir las temperaturas en cada instante a las que ha estado sometido durante su periodo de operación. Como casi siempre se trata de líneas nuevas que se proyecta construir, lo que se puede hacer es tener una curva de carga tipo para determinar las temperaturas de operación o sino construir un modelo de simulación matemática de la carga y de las condiciones ambientales, utilizando para esto datos estadísticos de la historia de consumo de

carga y de parámetros ambientales.

#### IV ANALISIS TECNICO ECONOMICO

##### 4.1 Generalidades

El análisis de costo beneficios está orientado a determinar los resultados obtenidos, tanto técnicos como económicos y cuantificar los beneficios que pueda proporcionar los distintos casos analizados, así como, las desventajas ocasionadas por el costo que implica la realización de la propuesta.

##### 4.2 Análisis costo beneficios del incremento de la regulación

La regulación de voltaje, es particularmente de gran interés por su rápido crecimiento en líneas radiales que no tienen generación en el extremo de carga, que ayude a mantener el nivel de voltaje.

En sistemas radiales, si las líneas son de poca longitud, la regulación de voltaje no representa mayor inconveniente, tal como se lo puede apreciar del gráfico No. 21, donde se muestra el porcentaje de regulación por cada kilómetro de longitud, pero

asimismo es de notar que crece rápidamente con el incremento de la temperatura de operación del conductor especialmente en el intervalo entre 40 °C y 60 °C, tornándose menos severa para temperaturas mayores, además la rapidez de crecimiento tiene que ver mucho con la clase de conductor que se está analizando; para conductores de sección transversal mas grande la rapidez de crecimiento de la regulación es menor como se ve del mismo gráfico No. 21. Así por ejemplo para el conductor BRAND en el intervalo de 40 °C a 60 °C se incrementa de 0.051 %/Km a 0.256 %/Km es decir 0.205 %/Km mientras que en el intervalo de 80 °C a 100 °C se incrementa de 0.353 %/Km a 0.432 %/Km o sea 0.079 %/Km lo cual demuestra que en el intervalo 40 a 60 °C es mayor la rapidez de crecimiento que en el intervalo de 80 a 100 °C.

Esto significaría que una vez alcanzado cierto valor de temperatura, se podría aumentar la capacidad de transporte de corriente aceptando una temperatura de operación del conductor mayor sin que la regulación de voltaje crezca desmesuradamente, pero resulta que a los 60 °C el conductor ha alcanzado un valor de regulación bastante alto; por ejemplo para una línea de 100 Km. el conductor BRAND a llegado a 25.6 % , el DRAKE a 14 % y el FINCH a 13 % lo que demuestra que no se puede

permitir temperaturas de operación muy altas a causa de la excesiva caída de voltaje

La configuración actual del sistema de potencia de nuestro país es en forma de un anillo a 230 KV con algunas líneas radiales a 138 KV y 69 KV, tal como lo muestra la figura #-27.

Del gráfico # 21 se ve que líneas de longitudes mayores tienen una pendiente mayor, esto indica que el crecimiento es mas acelerado del valor de la regulación de voltaje frente a un aumento de la temperatura de operación del conductor, notandose que, a temperaturas bajas es aún mas grande la pendiente y mayor la diferencia entre líneas de longitudes diferentes.

Estos resultados ponen de manifiesto la gran dificultad que representa la transmisión de potencia a grandes distancias a causa de la brusca caída de voltaje.

Es posible compensar las caídas de voltaje. Técnicamente existen formas de absorber las caídas de voltaje y dar un nivel apropiado de tensión al usuario, esto es usando condensadores o reguladores de voltaje ubicados convenientemente.



SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO  
CENTRALES Y LINEAS DE TRANSMISION

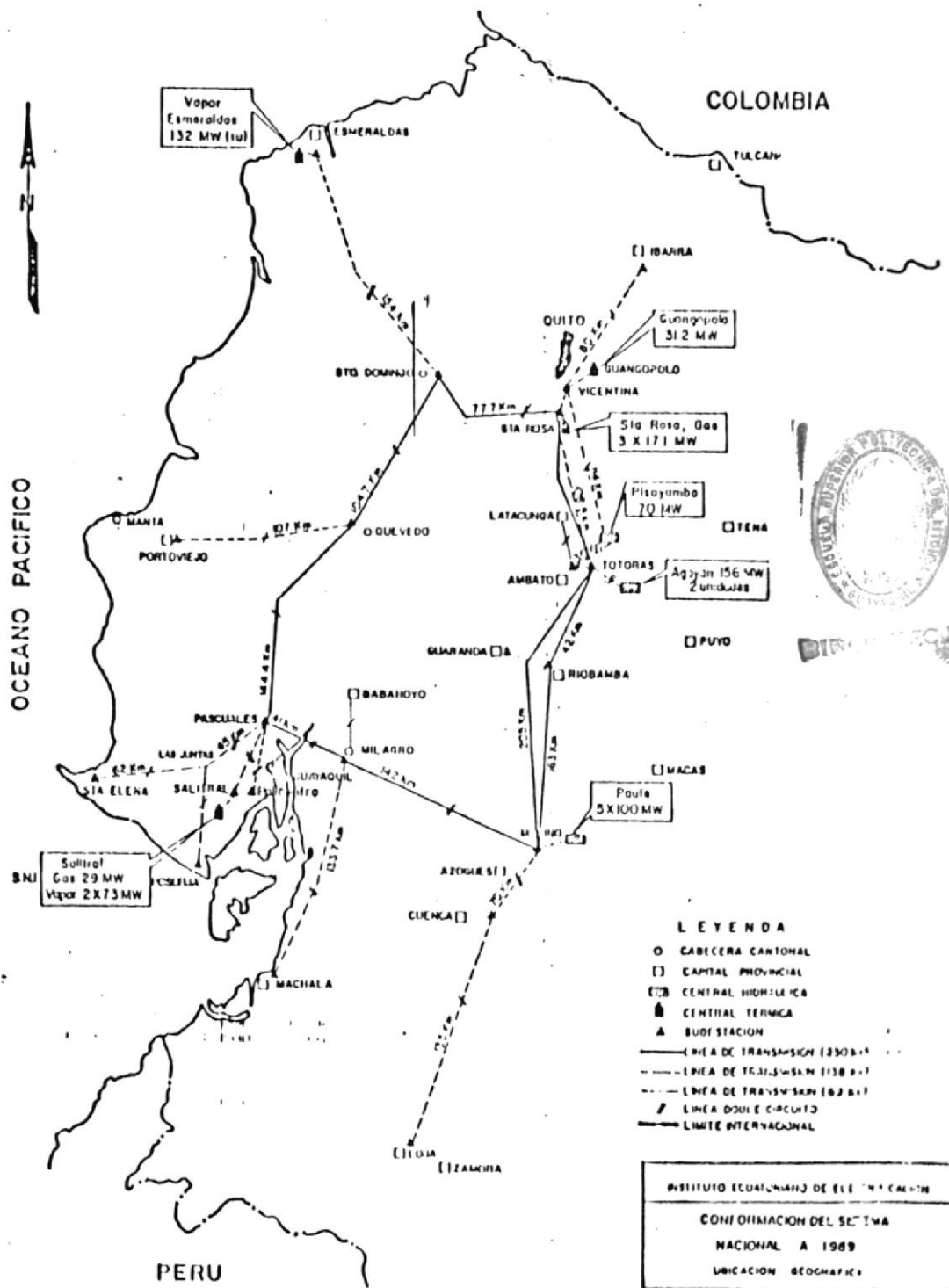


FIGURA N° 27 CONFIGURACION DEL SNI

Uso de condensadores: Esta técnica permite además de disminuir la regulación de voltaje, mejorar el factor de potencia de la línea y reducir las pérdidas por corriente reactiva. Las cargas están compuestas de potencia activa y reactiva en forma generalizada, el uso de condensadores permite generar parte de los reactivos requeridos por la carga, que de otra manera tendrían que venir a través de la línea, lo cual produciría más pérdidas y caídas de voltaje.

Los condensadores pueden ser fijos o desconectables de acuerdo al estudio de demanda máxima y mínima.

Suponiendo que la corriente requerida por la carga a factor de potencia de 0.9 en atraso sea de 100 AMPS, servidos a través de una línea radial de 0.1172 ohm/milla, 0.7 ohm/milla de reactancia, de 80 millas de longitud a 138 KV y con reactancia shunt de 0.18 ohm/milla.

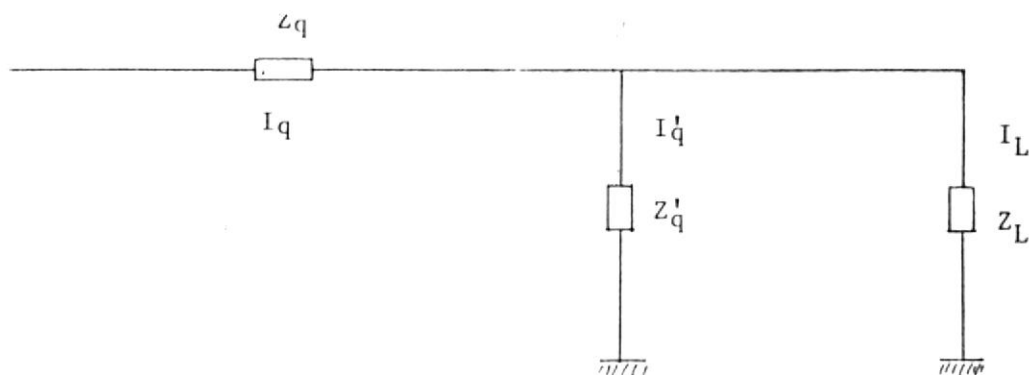


Figura # 28 : Circuito línea transmisión y carga

$$K_r = 0.99$$

$$K_x = 0.995$$

$$k_r = 0.997$$

$$Z_a = (R K_r + j X K_x) * S * 10^3$$

$$Z'_a = -j((2 * k_r) / S) * 10^4$$

$$Z_a = (0.1172 * 0.99 + j 0.7 * 0.995) * 10^3$$

$$Z_a = 9.28 + j 55.72 = 56.48 \angle 80.5^\circ$$

$$Z'_a = -j((2 * 0.18 * 0.997) / 0.8) * 10^4$$

$$Z'_a = -j 4486.5 = 4486.5 \angle -90^\circ$$

$$I_L = 100 \angle -25.84^\circ = 90 - j 43.6$$

$$I'_a = V / Z'_a$$

$$I_a = I_L + I'_a$$

$$I'_a = (138 * 10^3) / (3 * 4486.5)$$

$$I_a = 90 + j(17.7 - 43.6)$$

$$I'_a = j 17.7$$

$$I_a = 90 - j 25.9$$

$$I_a = 93.65 \angle -16^\circ$$

De los cálculos se ve que la corriente reactiva que viene através de la línea y que podemos compensar es de 25.9 amp como máximo, lo cual daría una reducción del 0.26 %, que no justifica una compensación, por la razón de que nunca es conveniente compensar todos los reactivos y porque para esa cantidad de potencia transmitida la regulación aún no a crecido desproporcionadamente es solo el 5 %, entonces la compensación será justificada para mayores cantidades de potencia. Si la línea anterior ahora alimenta una carga de 400 AMPS a factor de potencia 0.85 en atraso

los resultados seran los siguientes:

$$I_L = 400 \angle -31.7^\circ = 340 - j210.66$$

$$I_q = I_L + I'_q = 340 + j(17.7 - 210.66)$$

$$I_q = 340 - j192.96 = 390.9 \angle -29.57^\circ$$

Compensando con  $I_c = 180$  Amps reactivos, queda de la siguiente manera:

$$I_q = 340 + j(I_c - 192.96)$$

$$I_q = 340 - j13.0 = 340.2 \angle -2.2^\circ$$

Esto quiere decir que para  $I_q = 390.9$  la regulación de voltaje es de 15.7 % compensando hasta  $I_q = 340.2$  la regulación es de 13.9 % , se ha reducido en un 2 % con una potencia reactiva producto de los condensadores de:

$$\sqrt{3} \ 138 * 10^3 * 180 = 43 \text{ MVAR}$$

Si las líneas son cortas, el valor de la regulación de voltaje no representa ninguna limitación para el transporte de grandes cantidades de potencia; pero esta situación se va comprometiendo a medida que aumenta la longitud de la línea, alcanzando rápidamente valores que se salen de los técnicamente aceptados para operación normal de un sistema de potencia.

Desde el punto de vista técnico es factible absorber las excesivas caídas de voltaje en las líneas largas, ubicando condensadores en el final de la línea, o en el lugar que de acuerdo a estudios específicos indique cumpla mejor su función, de manera que estos entreguen los reactivos necesarios para mantener el nivel de voltaje.

Cuando los valores de regulación de voltaje llegan a límites técnicamente inadmisibles, como se ha dicho antes, existe la posibilidad instalando equipo adicional de evitar el colapso de voltaje; la instalación de estos elementos adicionales implica un gasto extraordinario que no estaba en el presupuesto inicial de la obra, lo cual debe analizarse cuidadosamente frente al beneficio que representaría el incremento de capacidad de transporte de la línea de transmisión.

#### 4.3 Analisis costo beneficios del incremento de las pérdidas

Las pérdidas de potencia representan un rubro muy importante, cuando se consideran aspectos tanto técnicos como económicos en una línea de transmisión, a causa de que, siempre estan presentes ya sea en

cantidades considerables o moderadas, pero nunca se pueden deshecharlas. Depende de muchos factores como son: la corriente, la longitud de la línea, el nivel de voltaje, la impedancia de la línea, el diámetro del conductor, etc.

Cuando se diseña una línea, se fijan todos los parámetros que determinan el valor de las pérdidas, existiendo la única posibilidad de controlar en cierta forma las pérdidas mediante el control de corriente reactiva, mejorando el factor de potencia de la línea. Aumentar la capacidad de transporte de una línea de transmisión, teniendo fijado el nivel de voltaje, es aumentar el valor del flujo de corriente de carga, esto quiere decir también, aceptar una mayor temperatura de operación del conductor (límite térmico) y aumentar el porcentaje de las pérdidas de potencia en la línea.

Considerando el gráfico # 18, el cual muestra la forma que varía el porcentaje de pérdidas con respecto al aumento de temperatura del conductor para líneas de diferentes longitudes; es claro que, las pérdidas son muy dependientes de la longitud, donde a mayor longitud es mayor la rapidez con la que crece el valor de las pérdidas de potencia, observándose que a temperaturas bajas es aún mas grande esta diferencia.

Del gráfico se puede ver que cuando se trata de líneas cortas hasta cierto punto (en este caso hasta 50 Km) las pérdidas no son un rubro de cuidado, tornándose mas severas para líneas de longitudes mayores.

El gráfico # 19 muestra la variación de las perdidas en KW/Km para diferentes conductores. Las pérdidas, antes que un beneficio representan un limitante para el propósito de aumentar la capacidad de transporte, lo cual debe tenerse presente al hacer la evaluación de ventajas y desventajas.

Para calcular los costos de pérdidas de transmisión es necesario tomar en cuenta los costos marginales de potencia y energía. Usando las fórmulas del costo anual de pérdidas y los valores que cobra el SNI por venta de energía a las Empresas Eléctricas tenemos los siguientes valores.

Cálculo del factor de carga de pérdidas

$$FQ=0.15FC+0.85FC^2$$

$$FQ=0.15*0.66+0.85*(0.66)^2$$

$$FQ=0.469$$

Cálculo del costo anual de pérdidas

$$CAP=P_{max}*FCF$$

$$FCP = \text{costoKw} + 8760 * FQ * \text{costoKW-H}$$

Para los cálculos que involucra costo de potencia y energía existe la disposición gubernamental de incremento mensual del 3 % de la tarifa la cual puede variar en cualquier momento por ser un parámetro de orden político.

Para el cálculo del costo del KW, para cargos por demanda se usará la suma anual de los valores tomados del pliego tarifario del cuadro XIV

$$KW(S/.) = 896.10 + 922.98 + \dots + 1240.41$$

$$KW(s/.) = 12717.47 \quad (S./KW)$$

Cálculo del costo de energía, se tomará el valor promedio anual usando al igual que para cargos por demanda los datos del cuadro XIV correspondientes a energía.

$$KWH = (7.77 + 8.010 + \dots + 10.764) / 12$$

$$KWH = 9.19 \quad (S./KWH)$$

Con los valores calculados anteriormente y las fórmulas para el cálculo del costo anual de pérdidas, se procederá a determinar el factor de costo de pérdidas.



FCP=12717.47+8760\*0.469\*9.19

FCP=50.474 (s./KW) ( en miles )

Factor de costo de energía, el procedimiento es idéntico al factor de costo de pérdidas con la diferencia que en vez del factor de carga de pérdidas (FQ) se usa el factor de carga (FC).

FCE=12717.47+8760\*0.66\*9.19

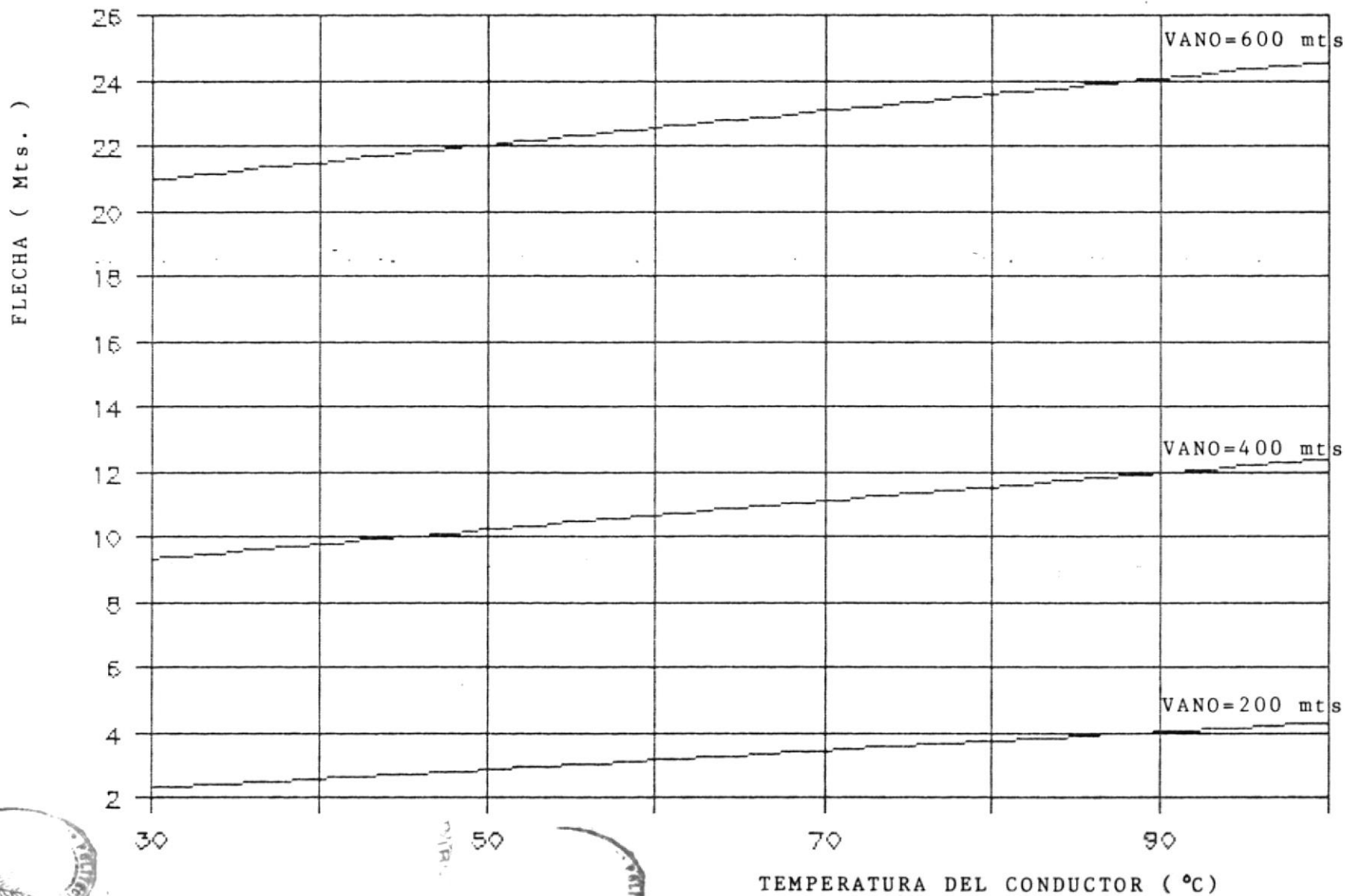
FCE=65.850 (s./KWH) en miles

#### 4.4 Análisis costo beneficios del incremento de la flecha

Al aumentar la temperatura de operación del conductor, existe una parte fundamental que debe tenerse presente, esto es el hecho de que la flecha aumenta, cosa que es ocasionada por el estiramiento que sufre el material de que está constituido el conductor a causa de la elevada temperatura de operación, haciendo que la distancia mínima del conductor al suelo disminuya del valor considerado por las normas para líneas de transmisión de INECEL como seguro

Para conservar este valor que indica el reglamento debe construirse las torres o postes de una mayor altura para que absorban este incremento en el valor de la flecha.

FIGURA # 23 ---Flecha de conductor de fase ACSR 26/7 DRAKE



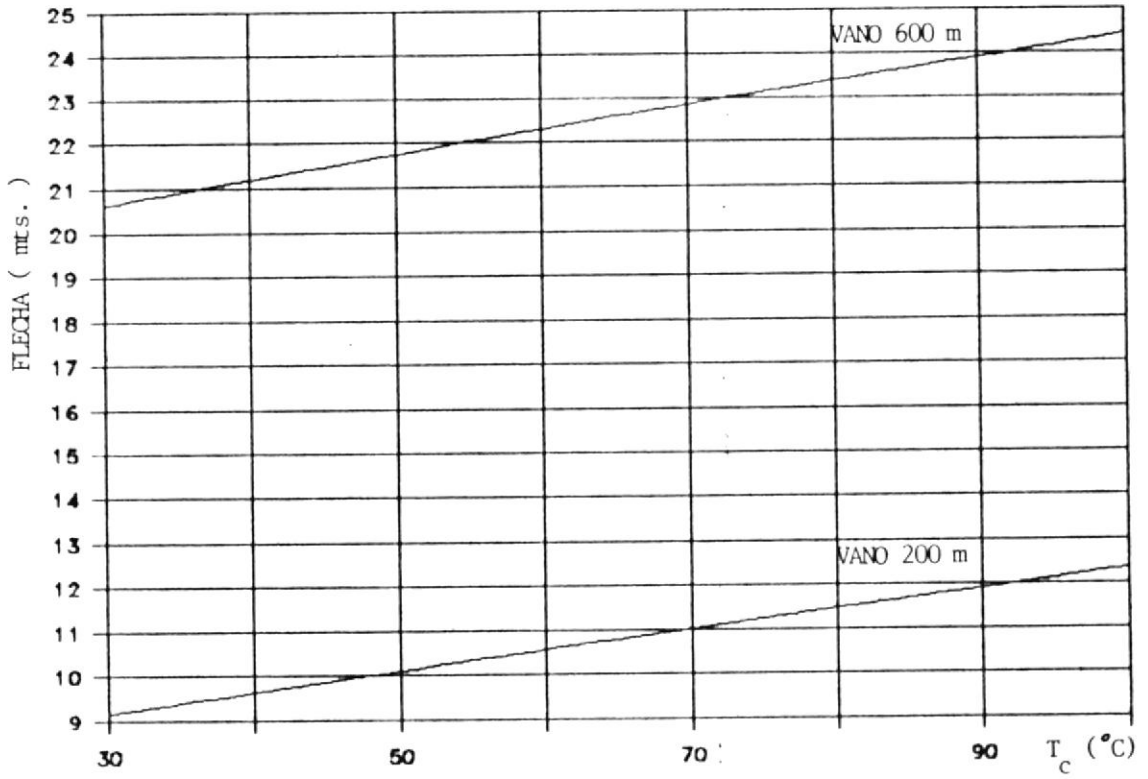


FIGURA No. 24 Flecha conductor fase ACSR BRAND

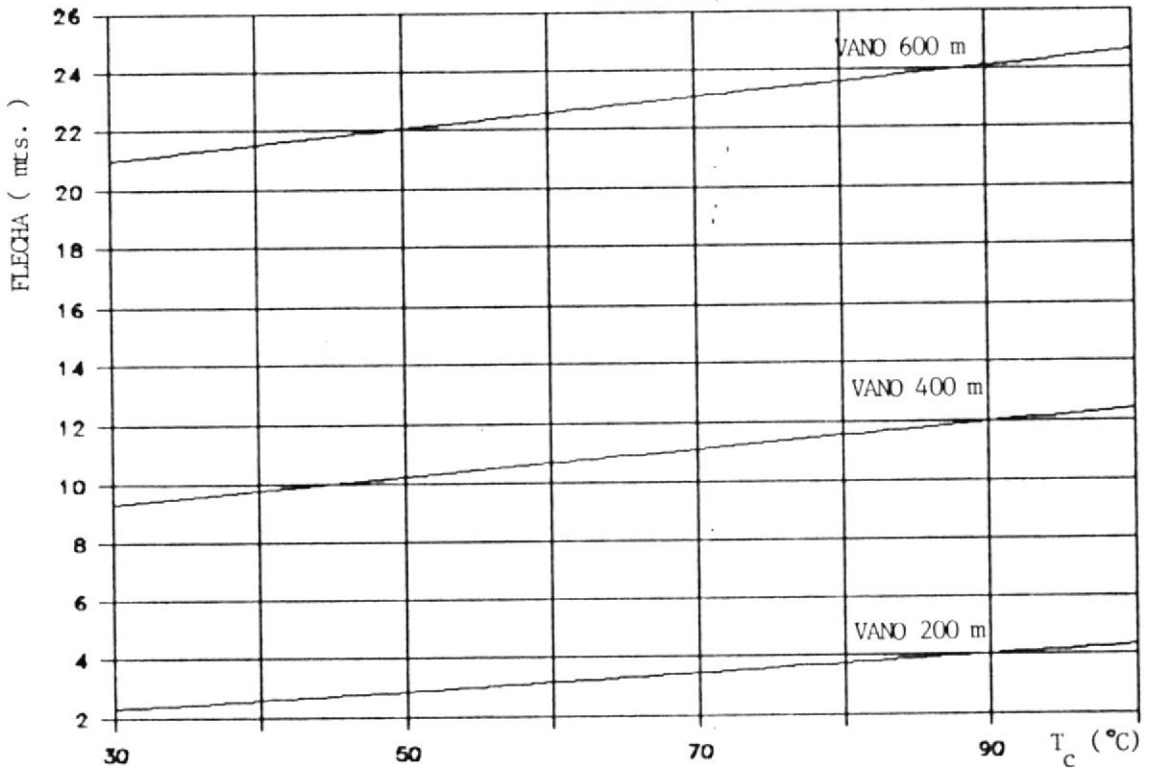


FIGURA No. 25 Flecha conductor fase ACSR FINCH

FFLC=0.77 %/°c vano de 200 mts.

FFLC=4.36/1152

FFLC=0.378 %/°c vano de 400 mts.

FFLC=5.04/23.52

FFLC=0.214 %/°c vano de 600 mts.

Para el caso de líneas existentes, antes de aceptar la operación a mayor temperatura debe primeramente realizarse un estudio para determinar, si los soportes del conductor, torres o postes estan en capacidad de absorver los requerimientos adicionales de flecha que se presentarán cuando el conductor este operando a temperaturas mas elevadas, de tal manera que, no se produzca en ninguna parte del recorrido de la línea, la reducción en forma peligrosa de la distancia libre entre conductor y tierra.

Si se trata de la construcción de una línea nueva, entonces desde el principio debe tenerse presente los requerimientos de torres o postes de mayor altura, para cumplir las distancias minimas tomando en cuenta la mayor flecha, esto indudablemente que trae como consecuencia un incremento en el costo total de la línea, a causa de que, torres o postes de mayor altura también seran de mayor costo.

A continuación se muestra un cuadro con el desglose del costo de una línea de transmisión de doble circuito a diferentes niveles de voltaje.

TABLA XX

COSTOS LINEAS TRANSM. A ENERO 1986	69 KV ***			138 KV			230 KV		
	TOT	%		TOT	%		TOT	%	
	%	ME.	ML.	%	ME.	ML.	%	ME.	ML.
COSTO MATERIALES	48	48	-	51	48	3	59	55	4
-ESTRUC. ACERO	-	-	-	22	20	2	24	22	2
-CONDUCTOR	-	-	-	21	20	1	27	25	2
-AISLADORES	-	-	-	8	8	-	8	8	-
CONSTRUCCION	37	-	37	36	11.5	24.5	28	9.3	18.7
-OBRAS CIVILES	-	-	-	25	7	18	19.6	5.9	13.7
-CONSTRUCCION	-	-	-	11	4.5	6.5	8.4	3.4	5.0
ING. Y ADMINIST.	7	1	6	9	5	4	9	5	4
IMPREVISTOS	8	5	3	4	2.5	1.5	4	2.5	1.5
T O T A L	100	100		100	100		100	100	
COSTO US \$/Km. *	20.000			118.000			138.000 **		

## CLAVES:

\* No incluye impuestos

\*\* Para construcción en montaña añadir 30% en costos const.

\*\*\* Estructura de acero y postes de hormigón.

El siguiente cuadro XXI muestra precios referenciales de líneas de transmisión a enero de 1986.

TABLA XXI

PRECIOS REFERENCIALES DE LINEAS DE TRANSMISION A ENERO/86			
NIVEL DE VOLTAJE ( KV )	No. CIRCUITOS	PRECIO (\$/Km)	PRECIO POR POSICION ( \$ )
138	1	60.000	200.000
230	1	80.000	400.000
345	1	135.000	736.000
500	1	260.000	1.115.000
138	2	96.000	200.000
230	2	138.000	400.000

En base a la tabla XX que muestra la estimación de costo de líneas con el respectivo porcentaje de cada uno de los rubros que intervienen y el porcentaje de incremento de la flecha calculado anteriormente, se puede determinar el incremento de costo de la línea por cada grado centígrado de aumento en la temperatura del conductor.

Sí:

PEST es el porcentaje de costo de las estructuras en el valor total del costo de la línea.

PITR es el porcentaje de incremento de altura de las torres por grado centígrado.

COSTT es el costo total de la línea de transmisión.

El costo incremental por grado centígrado de subida de temperatura del conductor será:

$$INCC=(PEST)(PITR)(COSTT) \quad (\$/Km^{---}^{\circ}C)$$

Donde PITR se calcula de la siguiente manera:

$$PITR=IFLC/(f+Dmes)$$

Existe otra posibilidad de aprovechar económicamente un incremento del límite térmico, sin cambiar la capacidad de transporte de la línea podría usarse un conductor de menor diámetro, esto traería como consecuencia el beneficio de un conductor de menor peso y menor costo para la construcción de la línea.

Al igual que en el análisis anterior va ha existir incremento de la flecha y mayor altura de torres o postes, pero en este caso se puede asumir que no existe incremento del costo de torres o postes, aunque estos sean de mayor altura debido a que el conductor es más liviano y las torres soportan menor peso, por lo cual deben ser de estructura mas sencilla que soporta menor peso y realiza menor esfuerzo. El análisis del beneficio de esta alternativa se centraría ahora solamente al incremento de las pérdidas, frente al ahorro por menor peso y precio del conductor.

A continuación se presenta una tabla con el peso y precio de algunos conductores.

Los gráficos 23, 24 y 25 muestran el incremento de la flecha frente al incremento de la temperatura del conductor para diferentes vanos. Del gráfico No. 24 por ejemplo se puede observar que la longitud del vano influye directamente en la flecha resultante, así como, en la rapidez de su crecimiento así; para vanos de 600 mts. la flecha crece a razón de 5.04 cm/°c; para un vano de 400 mts. el crecimiento es de 4.36 cm/°c y para vanos de 200 mts. crece a razón de 2.86 cm/°c.

Si consideramos que el conductor opera a una temperatura de 80 °C se puede calcular el porcentaje de aumento de la flecha con relación a un incremento de temperatura del conductor.

Para 80 °C de temperatura del conductor según el gráfico No. 24 da los siguientes valores de flecha.

3.71 mts.	vano de 200 mts.
11.52 mts.	vano de 400 mts.
23.52 mts.	vano de 600 mts.

Porcentaje de incremento de la flecha:

$$PFLC=2.86/371$$



TABLA XXII

HILOS ALUMINIO/ACERO			26/7	26/7	24/7	24/7	24/7
CALIB(AWG/MCM)	3/0	4/0	266	300	336	397	477
PESO(LIB/PIE)	0.23	0.291	0.367	0.4129	0.463	0.512	0.6145
COSTO(\$/LIB)	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67

#### 4.5 Evaluación económica de alternativas

No solamente, en un sistema de potencia, sino en cualesquiera otro sea de la naturaleza que fuera es deseable aprovechar el equipamiento al máximo para obtener el mayor beneficio de las inversiones.

Especialmente en el sector eléctrico las inversiones son muy elevadas, a causa de que, el costo de equipos de generación, transmisión, distribución, etc., es alto por lo que cualquier iniciativa para aprovechar mejor las instalaciones debe analizarse cuidadosamente para determinar su factibilidad y beneficios.

A continuación analizaremos el evento de aumentar la capacidad predeterminada de una línea de transmisión, aumentando la subida de temperatura del conductor (límite térmico) o lo que es lo mismo aumentar el flujo de corriente de carga.

DATOS DE LA LINEA :

138 KV doble circuito

30 °c temp. ambiente

130 Km de longitud	0.61 m/s veloc.viento
2.12 Kg/m peso	4.3 w/pul2 calor solar
600 mts. de vano	6 % crecimiento anual
conductor FINCH 1113 MCM	del sistema.

Límites de capacidad según datos de las páginas 49 y 50:

- límite térmico 2 circuitos 500 MVA
- de acuerdo al SIL 118 MVA
- por distancia (gráfico No. 17) 1.7 SIL



La curva de carga que sirve esta línea está dada en los gráficos No. 29a y 29b.

Considerando un crecimiento de carga de 6 % anual usaremos la fórmula del interés compuesto para determinar a ese ritmo de crecimiento en que año la línea llega a su máxima capacidad.

Capacidad de la línea  $1.7 * 118 = 200$  MVA

$$I = 200 \text{ MVA} / \sqrt{3} * 138 \text{ KV}$$

$$I = 837 \text{ AMPS}$$

$$837 = 160 (1.06)^n$$

$$n = \log(837/160) / \log(1.06)$$

$$n = 28 \text{ años}$$



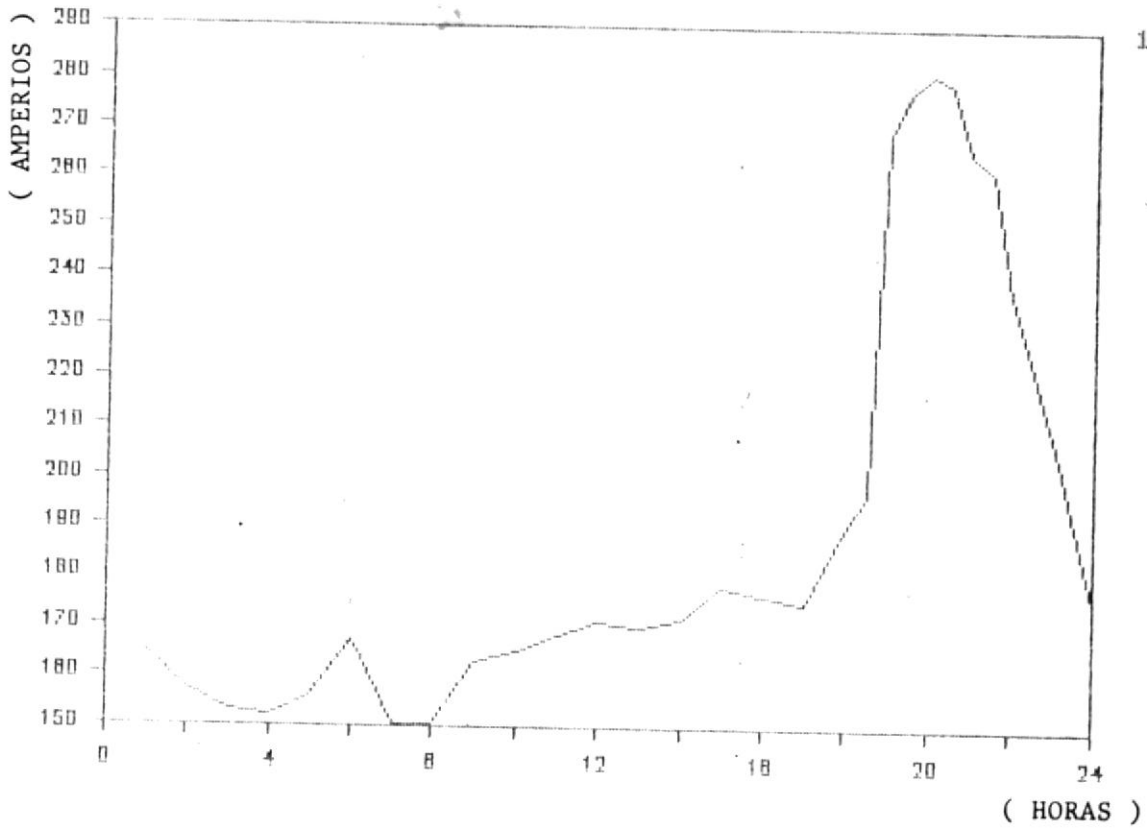


FIGURA N° 29a \_\_\_ Carga diaria-tipo del sistema

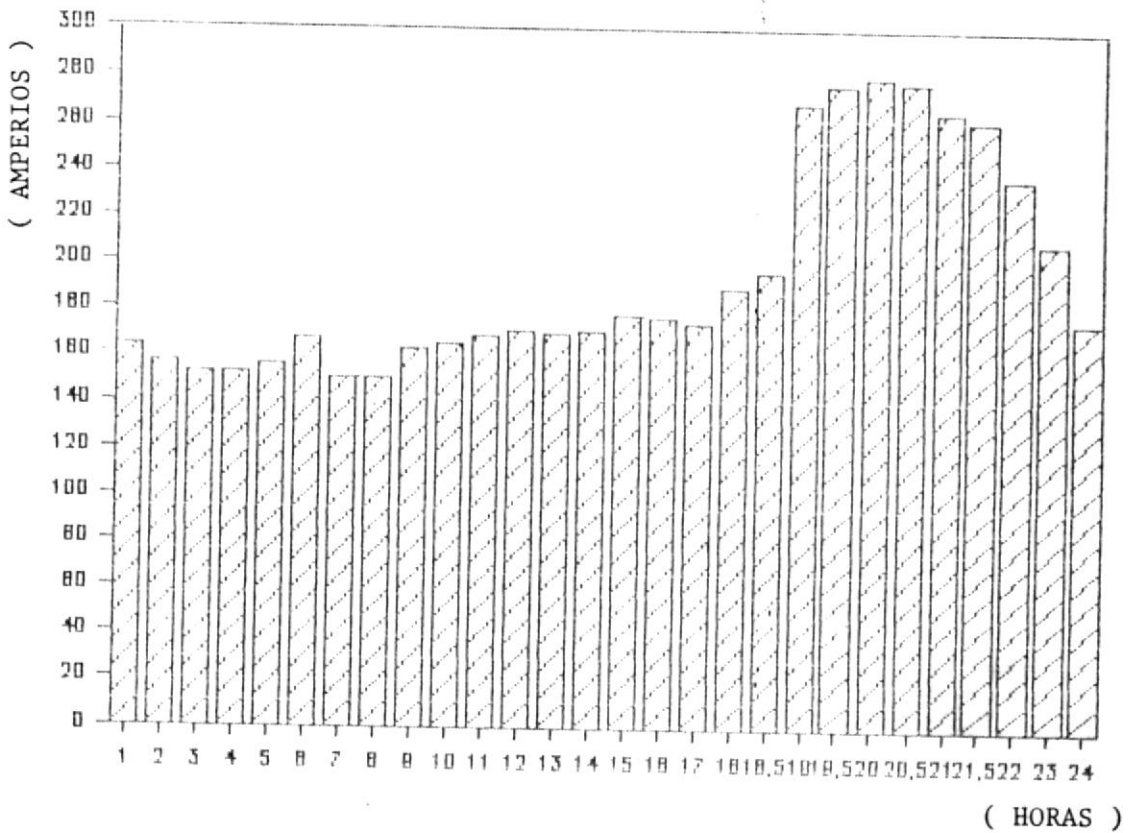


FIGURA N° 29b \_\_\_ Carga diaria-tipo del sistema

En 28 años la línea está operando a su máxima capacidad, y la corriente através de sus conductores será:

837 amps/2 circuitos

418.5 amps/circuito

La temperatura correspondiente a 418.5 amps, del gráfico No. 16 temperatura vs corriente es 44.5 °c. Aceptando una subida adicional de temperatura de 5 °c el valor correspondiente de corriente a 49.5 es 593.7 amps.

Incremento de la flecha del conductor provocado por la subida adicional de temperatura.

$$(5.04 \text{ cm}/^{\circ}\text{c})(5 \text{ }^{\circ}\text{c})$$

$$25.2 \text{ cm.}$$

Cálculo del incremento de costo (INCC) por mayor altura de torres. La altura de las torres o postes es el valor de la flecha "f" más la distancia libre a tierra Dmes.

De acuerdo al gráfico de flecha vs temperatura, para 44.5 °c le corresponde una flecha de 21.9 mts.

Porcentaje de incremento de altura en las torres (PITR)

$$\text{PITR} = 5.04 / (2190 + 618)$$

$$\text{PITR} = 1.79 * 10^{-3} / ^{\circ}\text{c}$$

De acuerdo a la tabla XX el FEST (porcentaje de costo de las torres respecto de la línea) es 22 % y el COSTT es U.S. \$ 118.000 a 1986. Para hacer el análisis comparativo en el año 1989 es necesario referir esta cantidad a dicho año através de la tasa de actualización, la cual se hará para valores de 8, 10, y 12 %.

$$VF=CR(1+p)^n$$

$$VF(8\%)=118.000(1+0.08)^3$$

$$VF(8\%)=148.6 \text{ ( \$ ) ( en miles )}$$

$$VF(10\%)=157.0 \text{ ( \$ ) ( en miles )}$$

$$VF(12\%)=165.78 \text{ ( \$ ) ( en miles )}$$

Cálculo del incremento de costo de torres (INCC):

$$INCC(8\%)=0.22*148.6*1.79 \times 10^{-3}$$

$$INCC(8\%)=58.52 \text{ $/Km-}^\circ\text{C ( en miles )}$$

$$INCC(10\%)=0.22*157.0*1.79 \times 10^{-3}$$

$$INCC(10\%)=62.06 \text{ $/Km-}^\circ\text{C ( en miles )}$$

$$INCC(12\%)=0.22*165.78*1.79 \times 10^{-3}$$

$$INCC(12\%)=65.28 \text{ $/Km-}^\circ\text{C ( en miles )}$$

Para 5 °C de incremento

$$INCC(8\%)=(46.46)(5)$$

$$INCC(8\%)=292.6 \text{ $/Km ( en miles )}$$

$$INCC(10\%)=310.3 \text{ $/Km ( en miles )}$$

$$INCC(12\%)=326.4 \text{ $/Km ( en miles )}$$

Incremento de temperatura y corriente en el intervalo de análisis del año 2017 (año de saturación de la línea) hasta el año 2023, con el crecimiento de carga del 6 % anual.

A Ñ O	A Ñ O S OPERACION	TEMPERATURA CONDUCTOR(°C)	CORRIENTE(AMP) POR CIRCUITO
2017	28	44.5	418.5
2018	29	45.0	443.5
2019	30	45.5	470.0
2020	31	46.6	498.0
2021	32	47.2	528.5
2022	33	48.2	560.0
2023	34	49.6	593.7

Incremento de potencia en el periodo de análisis a razón del 6 % de crecimiento anual.

En el primer año ( 29 ):

$$P=13*138(418.5)(0.9)(0.06)*2$$

$$P=10.750 \text{ MW}$$

$$P=10.75 \text{ MW}/130 \text{ Km}$$

$$P=82.73 \text{ KW/Km}$$

AÑO	I N C R E M E N T O	
	MW	KW/Km
28	0	0
29	10.75	82.73
30	22.16	170.40
31	34.20	263.10
32	47.33	364.00
33	60.88	468.30
34	75.29	579.17

Incremento de pérdidas

El valor de corriente al término del año 28 es 418.5 amps., aplicando el 6 % de crecimiento anual durante el periodo de análisis tendremos:

$$IP=3*I^2R((1+p)^{2n}-1)$$

Donde n es el número de años del análisis.

AÑO DE ANALISIS	INCREMENTO PERDIDAS IP( KW/Km )
28 ( n=0 )	0
29 ( n=1 )	7.5
30 ( n=2 )	15.86
31 ( n=3 )	25.20
32 ( n=4 )	35.88
33 ( n=5 )	47.78
34 ( n=6 )	61.16

Para poder comparar las cantidades del periodo de análisis con los costos ocasionados en la construcción, es necesario referirlos a valor presente mediante la tasa de actualización, se probará para valores de 8, 10 y 12 %

$$VP=CR/(1+p)^n$$

Tanto para el incremento de potencia como para el de pérdidas se aplicará el valor presente para referirlos al año 1989 año en el cual se realiza el análisis económico.

Potencia referida del año 29 (2017)

$$VP(8\%)=82.73/(1+0.08)^{29}$$

$$VP(8\%)=8.88 \text{ KW/Km}$$

$$VP(10\%)=82.73/(1+0.1)^{29}$$

$$VP(10\%)=5.21 \text{ KW/Km}$$

$$VP(12\%)=82.73/(1+0.12)^{29}$$

$$VP(12\%)=3.09 \text{ KW/Km}$$

Pérdidas referidas del año 29 (2017)

$$VP(8\%)=7.56/(1+0.08)^{29}$$

$$VP(8\%)=0.81 \text{ KW/Km}$$

$$VP(10\%)=7.56/(1+0.1)^{29}$$

$$VP(10\%)=0.47 \text{ KW/Km}$$

$$VP(12\%)=7.56/(1+0.12)^{29}$$

$$VP(12\%)=0.28 \text{ KW/Km}$$

A continuación se muestra un cuadro con los valores referidos al año de análisis.



AÑO DE ANÁLISIS	I N C R E M E N T O					
	8 %		10 %		12 %	
	POT.	PERD.	POT.	PERD.	POT.	PERD.
29	8.88	0.81	5.21	0.47	3.09	0.28
30	16.93	1.59	9.76	0.91	5.68	0.54
31	24.21	2.35	13.70	1.33	7.84	0.76
32	31.00	3.09	17.24	1.72	9.68	0.96
33	36.9	3.81	20.16	2.08	11.12	1.14
34	42.3	4.51	22.67	2.42	12.28	1.31
T O T A L	160.22	16.16	88.74	8.84	49.71	4.94

Evaluación económica del periodo de análisis:

Incremento neto de potencia

$$8 \% \quad 160.22 - 15.99 = 144.06 \text{ KW/Km}$$

$$144.06 * 65.85 = 9486.3 \text{ S/./Km ( en miles )}$$

$$10 \% \quad 88.74 - 8.93 = 79.81 \text{ KW/Km}$$

$$79.81 * 65.85 = 5225.48 \text{ S/./Km ( en miles )}$$

$$12 \% \quad 49.69 - 4.99 = 44.7 \text{ KW/Km}$$

$$44.7 * 65.85 = 2943.49 \text{ S/./Km ( en miles )}$$

Incremento de pérdidas:

$$8 \% \quad 16.16 * 50.47 = 815.59 \text{ S/./Km ( en miles )}$$

$$10 \% \quad 8.93 * 50.47 = 450.69 \text{ S/./Km ( en miles )}$$

$$12 \% \quad 4.99 * 50.47 = 251.84 \text{ S/./Km ( en miles )}$$

Cálculo del beneficio producido por el incremento de la capacidad de transporte de corriente, tomando como precio promedio del dolar U.S. S/. 800 en el año 1989 para efectos del costo de la línea.

$$\text{Inc.Pot.neta}-\text{Inc.Perd.}-\text{Inc.costo torres}=\text{Beneficio}$$

Tasa actualización 8 %

$$9486.3-815.59-292.6*800=8436.6 \text{ S/./Km (en miles)}$$

Tasa actualización 10 %

$$5255.48-450.69-310.3*800=4556.55 \text{ S/./Km (en miles)}$$

Tasa actualización 12 %

$$2943.49-251.84-326.4*800=405.08 \text{ S/./Km (en miles)}$$

El incremento de la regulación de voltaje puede considerarse que no tiene gran influencia en el costo, debido a que no experimenta un gran incremento el cual es de 13 % a 44.5 °C ( línea a plena carga ) hasta 16.5 % a 50 °C, es decir un 3.5 % durante el periodo de análisis

Considerando que es notorio el beneficio que representa esta propuesta es importante conocer si el conductor no sufre excesivas pérdidas de resistencia a la tracción.

De la curva de carga mostrada en la figura No. 29a tomamos los valores representativos de 21 horas a 160 amps. y 3 horas a 276 amps.

Por cada circuito:

$$160/2 = 80 \text{ amps/circuito}$$

$$276/2 = 138 \text{ amps/circuito}$$

Aplicando el 6 % de crecimiento al sistema y proyectando a 30 años tenemos el siguiente resultado.

t (horas)	I (amps)	T (°C)	t'
53655	96	39	19990
41610	136	39	19990
43800	182	40	17676
43800	243	41	15630
42705	324	43	12222
28470	410	46	8450
5475	560	53	3572
3285	705	61.5	1255

Usando las fórmulas del capítulo III

$$t' = \exp(14.7 - 0.123T)$$

$$\Sigma W = \left[ (\dots (t_1 t_2' / t_1') + t_2) t_3' / t_2' \dots t_n) / t_n' \right]^{0.26}$$

$$\Sigma W = 2.2 \%$$

Para reducción del diámetro en 80 %, considerando el diámetro de los hilos del FINCH que son de 3.647 mm.

Reducción del diámetro

$$R_p = 100(1 - (3.647/12.7)^2)$$

$$R_p = 92 \%$$

Pérdida de resistencia mecánica a reducción de 92 %

$$W_{92\%} = \exp(\ln 2.2 + 8.1 \ln(92/80))$$

$$W_{92\%} = 6.82 \%$$

Lo cual indica que no existe deterioro térmico peligroso en el conductor.



CA

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.-La capacidad de transporte de una línea de transmisión se determina luego de analizar un grupo de factores determinantes como son: estabilidad, regulación de voltaje, límite térmico, capacidad de cortocircuito y pérdidas por transporte de energía, generalmente la estabilidad y la regulación de voltaje son los que fijan la capacidad cuando las líneas son largas, en cambio en líneas cortas es el límite térmico el factor decisivo.
- 2.-El límite térmico es una función que depende de un gran número de parámetros, los cuales por ser de carácter incierto unos y de cálculo muy complicado otros, hacen sentir la necesidad de realizar algunas simplificaciones, como en efecto se ha hecho en el capítulo I, donde no se ha tomado en cuenta el calentamiento magnético, el calentamiento corona y el enfriamiento por evaporación.
- 3.-Los parámetros actuales utilizados para el cálculo del límite térmico tienen un elevado grado de pesimismo, se supone las peores condiciones ambienta-

les, el análisis estadístico demuestra que los parámetros ambientales usados tales como: temperatura ambiente, velocidad del viento y radiación solar no siempre son severos, lo cual abre la posibilidad de que cuando las condiciones ambientales son severas la demanda de energía es menor con lo que se compensaría.

4.-El incremento en el valor del límite térmico, produce un incremento también en las pérdidas de potencia, regulación de voltaje y flecha del conductor, cada uno de ellos representa un factor negativo para la propuesta, dado que producen un incremento en el costo de construcción y operación de la línea, condicionándola así a que el incremento sea moderado.

5.-El análisis económico de factores favorables y no favorables del incremento del límite térmico para aumentar la capacidad de transmisión de los conductores, da como resultado que existe un considerable beneficio el cual no es inmediato, sino que se empieza a recibir desde el momento en que la línea sobrepasa su capacidad inicial, es decir que si el crecimiento de la carga es rápido el beneficio será mayor.

6.-Los parámetros ambientales tienen un carácter aleatorio, es necesario hacer uso de las probabilidades y

la estadística para realizar una estimación mas cercana a la realidad, incluso podría simularse la carga del sistema con lo cual se obtendrá en forma mas precisa la historia térmica para el cálculo de las pérdidas de resistencia mecánica a la tracción.

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- ALCOA CONDUCTOR PRODUCTS COMPANY, Current-temperature characteristics of aluminum association, 1970, p 20
- 2.- AIEE Trans, 70, 1951, p 841
- 3.- ALUMINUM ASSOCIATION, Aluminum electrical conductor handbook, 1971
- 4.- ESPOL, Seminario de Protección de sistemas de distribución, 1983
- 5.- ESPOL, Líneas de transmisión y subestaciones, parte I 1983
- 6.- ESPOL, Seminario planificación de sistemas eléctricos de potencia, 1985
- 7.- GALLO GALARZA JUAN, Tesis de grado ESPOL 1979
- 8.- GUILLE A.E, PETERSON W.; Electrical power systems vol I 2da. Ed. Pergamon Pres 1978 p 88-140
- 9.- INECEL, Estudio de flujo de carga y cortocircuito del SNI para los años 1989 y 1990 con el anillo de 230 KV, 1989
- 10.-MORGAN VINCENT T. The loss of tensile strength of hard-drawn conductors by annealing in service, IEEE transactions on power apparatus and systems, vol pas-98, No. 5 Jun/june 1979
- 11.-MORGAN VINCENT T. e current-carrying capacity of overhead line conductor, Power engineering society summer meeting, IEEE 1978



- 12.-McCANN G.D., Regulation and losses of transmission lines,  
EHV Transmission and distribution of electrical energy
- 13.-Varios autores, Thermal design criteria for overhead lines  
with regard to load and short-circuit currents, CIGRE 1980  
Session-August 27-September 4.



A.F. 142395